TUGAS AKHIR – SF184801

ESTIMASI *NET PAY* PADA LAPANGAN "P"

Nur Laili Maulidiyah
NRP 01111640000007

Dosen Pembimbing:
Dr. Sungkono

Departemen Fisika
Fakultas Sains dan Analitika Data
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

TUGAS AKHIR – SF184801

ESTIMASI *NET PAY* PADA LAPANGAN "P"

Nur Laili Maulidiyah
NRP 01111640000007

Dosen Pembimbing:
Dr. Sungkono

Departemen Fisika
Fakultas Sains dan Analitika Data
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

FINAL PROJECT – SF184801

NET PAY ESTIMATION IN THE "P" FIELD

Nur Laili Maulidiyah
NRP 01111640000007

Advisor:
Dr. Sungkono

Departement of Physics
Faculty of Science and Data Analitics
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

ESTIMASI *NET PAY* PADA LAPANGAN "P"

Disusun untuk memenuhi syarat kelulusan mata kuliah Tugas Akhir Program Strata 1
Departemen Fisika,
Fakultas Sains dan Analitika Data
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya

Oleh:
NUR LAILI MAULIDIYAH
NRP 01111640000007

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir

Dosen Pembimbing
Dr. Sungkono
NIP. 19850702.201404.1.002 (.....)

KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
FAKULTAS SAINS DAN ANALITIKA DATA
DEPARTEMEN FISIKA

Surabaya,
Agustus 2020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

ESTIMASI *NET PAY* PADA LAPANGAN "P"

Nama : Nur Laili Maulidiyah
NRP : 01111640000007
Departemen : Fisika, FSAD ITS
Dosen Pembimbing : Dr. Sungkono

Abstrak

Net pay merupakan salah satu parameter yang digunakan untuk menentukan volume cadangan hidrokarbon. Penentuan parameter ini dilakukan pada Lapangan "P" (terdiri atas Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3) yang merupakan Formasi Talang Akar (*main target reservoir* dari Cekungan Sumatra Selatan). Dalam estimasi *Net pay* diperlukan informasi tiga parameter petrofisika (volume *shale*, porositas dan saturasi air) dan batas lapisan dari data *well log*. Penentuan batas lapisan ini dilakukan secara otomatis menggunakan metode *Continuous Wavelet Transform* (CWT) pada data gamma ray. Hasil jumlah lapisan ini dikomparasikan dengan *mud log* dan diketahui bahwa analisa CWT cukup akurat untuk identifikasi batas atau jumlah lapisan data *well log*, khususnya tidak melibatkan lapisan tipis. Jumlah lapisan untuk masing-masing Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3 adalah 168, 192, 30, 11 dan 312. Selain itu, nilai volume *shale* untuk masing-masing Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3 ialah 63%, 47%, 63%, 40% dan 47%, nilai porositas untuk masing-masing Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3 adalah 5%, 19%, 7%, 7% dan 10%, sedangkan nilai saturasi air Indonesia (SW I) untuk masing-masing Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3 adalah 37%, 89%, 42%, 29% dan 43%. Selanjutnya, penentuan *cut off* pada ketiga parameter petrofisika tersebut dilakukan untuk menentukan *threshold* antara zona reservoar dan bukan zona reservoar. Nilai *cut off* untuk Vshale, porositas, dan SW I secara berurutan adalah 50%, 10% dan 60%. Dengan demikian, *net pay* yang dihasilkan untuk masing-masing Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3 ialah

24,5 ft, 64,38 ft, 25,75 ft, 17,5 ft dan 356,13 ft. Hasil estimasi *net pay* ini cukup akurat dan sesuai dengan hasil *well report*.

Kata kunci: Cut Off, Net Pay, Porositas, Saturasi Air, Volume Shale

NET PAY ESTIMATION IN THE "P" FIELD

Name : **Nur Laili Maulidiyah**
NRP : **01111640000007**
Departemen : **Fisika, FSAD ITS**
Advisor : **Dr. Sungkono**

Abstract

Net pay is a parameter used to determine the volume of hydrocarbon reserves. The determination of these parameters is carried out in Field "P" (consisting of wells NP 1, NP 2, P 1, P 2 and P 3) which located at the Talang Akar Formation (main target reservoir of the South Sumatra Basin). To estimate net pay, three petrophysical parameters (shale volume, porosity, and water saturation) as well as layer boundary information are needed from the *well log* data. The determination of this boundary layer is automatically identified using Continuous Wavelet Transform (CWT) method on gamma-ray data. The results obtained are compared with the *mud log* data. This comparison shows that CWT analysis is sufficiently accurate in identifying the boundary or number of layers from the *well log* data, especially when not involving thin layers. The number of layers for each well (NP 1, NP 2, P 1, P 2 and P 3) are 168, 192, 30, 11 and 312, respectively. In addition, the shale volume values for each well are 63%, 47%, 63%, 40% and 47%, respectively, the porosity values are 5%, 19% , 7%, 7% and 10%, while the water saturation value of Indonesia (SW I) are 37%, 89%, 42%, 29% and 43%, respectively. Furthermore, the cut off value for the three petrophysical parameters is calculated to determine the threshold between the reservoir zone and the non-reservoir zone. The cut-off values for each parameter (Vshale, porosity, and SW I) are 50%, 10%, and 60%, respectively. Thus, the net pay generated for each well is 24.5 ft, 64.38 ft, 25.75 ft, 17.5 ft, and 356.13 ft, respectively. The net pay estimation results are sufficiently accurate and match the *well* report.

Keywords: Cut Off, Net Pay, Porosity, Shale Volume, Water Saturation

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Tuhan YME, karena atas kasih dan karunia-Nya, Tugas Akhir yang berjudul **"Estimasi *Net Pay* Pada Lapangan (P)"** ini dapat terselesaikan dengan baik. Dalam proses pengerjaan Tugas Akhir ini, penulis sangat berterimakasih kepada pihak-pihak yang telah membantu baik diskusi, masukan, saran serta bimbingan lain baik materiil maupun moril kepada pihak pihak berikut:

1. Bapak Andri Syafriya S.T.,M.T. dan Dessy Widya Ratnasari S.T. selaku pembimbing I dan II penulis selama mengerjakan Tugas Akhir di PetroChina Jabung (Jakarta).
2. Bapak Dr. Sungkono selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan bimbingan, masukan dan panutan.
3. Bapak Dr. Drs. Ali Yunus Rohedi, M.T. selaku Dosen Wali penulis yang selalu memberikan semangat dan dukungan moril.
4. Seluruh staf di Departemen Fisika ITS yang telah mendidik dan membantu penulis selama berada di kampus.
5. Kedua orang tua tercinta, (Alm.) Bapak Munta'in & Ibu Khotimah serta kedua Kakak Bahruddin dan Muhammad Yusuf yang senantiasa memberikan segala dukungan dan upaya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir.
6. Zaimatus Sa'diyah selaku *partner* yang setia menemani penulis dari Cilacap hingga Jakarta.
7. Seluruh Penghuni Laboratorium Geofisika Departemen Fisika (Eden, Rijal, Zaim, Kucung, Muf, Nand, Meg, Reni, Kakak-kakak senior dan Adik-adik sekalian) yang selalu menghadirkan canda tawa serta membersamai penulis dalam suka maupun duka.
8. Hairunisa, Nisrina, Maria, Iid, Axl dan Andri yang senantiasa berkenan menjadi tempat berkeluh kesah dan sambat bersama.
9. Rahayu Kiswanto yang telah menjadi Bapak bagi penulis selama berada di Laboratorium Geofisika.

10. Seluruh Staf PetroChina Jabung (Jakarta) yang telah menerima dan membantu penulis untuk menyelesaikan Tugas Akhir.
11. Rekan-rekan seperjuangan Tugas Akhir PetroChina (Ibnu, Ojik, Abang) yang selalu meluangkan waktu untuk bertukar pendapat, wawasan, dan bermain bersama dengan penulis.
12. Sirius 2016 yang telah menjadi keluarga selama empat tahun dengan segala kehangatannya.
13. HIMASIKA ITS, SM-IAGI ITS yang telah menjadi wadah bagi penulis untuk meningkatkan kemampuan berorganisasi dan berkomunikasi.
14. Seluruh pihak yang tidak bisa penulis sebut satu persatu.

Penulis menyadari atas keterbatasan ilmu pengetahuan dan kemampuan yang dimiliki, oleh karena itu penulis akan menerima kritik dan saran yang bersifat membangun sehingga kedepannya Tugas Akhir ini dapat dikembangkan lebih baik. Semoga Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi semua pihak, baik dibidang penelitian maupun lainnya.

Surabaya, Juli 2020

Penulis
Nur Laili Maulidiyah

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN..... **Error! Bookmark not defined.**
Abstrak ix
Abstract xi
KATA PENGANTAR.....xiii
DAFTAR ISI xv
DAFTAR GAMBAR xix
DAFTAR TABEL xxi
DAFTAR LAMPIRAN xxiii
BAB I 1
PENDAHULUAN.....1
1.1Latar Belakang 1
1.2Rumusan Masalah 2
1.3 Tujuan.....2
1.4 Manfaat.....2
1.5 Batasan Masalah.....3
1.6 Sistematika Penulisan.....3
BAB II 5
TINJAUAN PUSTAKA.....5
2.1Geologi Regional Cekungan Sumatra Selatan 5
2.2Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan 6
2.2.1 Syn-Rift Megasequence (40-29 Ma).....6
2.2.2 Post-Rift Megasequence (29-5 Ma) 7

2.2.3 Syn-orogenic and inversion Megasequence (5 Ma-Present)....8
2.3Sistem Petroleum Cekungan Sumatra Selatan....8
2.3.1 Source Rock....8
2.3.2 Reservoar....8
2.3.3 Cap Rock (seal)....9
2.3.4 Trap....9
2.3.5 Migration Route....9
2.4Well Logging....10
2.5Log Kelistrikan....12
2.5.1 Log Resistivitas....12
2.5.2 Log Self-pontensial....12
2.6Log Radioaktif....13
2.6.1 Log Sinar Gamma....13
2.6.2 Log Densitas....14
2.6.3 Log Neutron....15
2.7 Caliper Log....15
2.8 Log Sonik....15
2.9 Tranformasi Wavelet....16
2.10 Analisis Kualitatif....20
2.11 Analisis Kuantitatif....21
2.12 Net Pay....23
BAB III....25
METODOLOGI PENELITIAN....25
3.1Data dan Peralatan....25
3.2Tahapan Penelitian....25

3.2.1 Tahap Persiapan 25
3.2.2 Tahap Pengolahan 26
3.2.3 Tahap Analisis 27
3.2.4 Pengambilan Kesimpulan 27
BAB IV 29
HASIL DAN PEMBAHASAN 29
4.1 Korelasi Multi Well Log Gamma Ray 29
4.2 Analisis CWT 31
4.3 Analisis Kuantitatif 34
4.4 Cut Off dan *Net Pay* 38
BAB V 43
KESIMPULAN DAN SARAN 43
5.1 Kesimpulan 43
5.2 Saran 43
DAFTAR PUSTAKA 45
LAMPIRAN 49
BIODATA PENULIS 69

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Peta Cekungan Sumatra Selatan (Bishop et al., 2001) 5
Gambar 2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan (PetroChina, 2010) 7
Gambar 2.3 Petroleum sistem proses(Bishop et al., 2001).....10
Gambar 2.4 Log Resistivitas (a), dan proses well logging (b) (Rider, 1999) 11
Gambar 2.5 Pembelokan kurva pada log SP (Serra, 2004) 13
Gambar 2.6 Caliper log (a), log sonik (b) (Rider, 1999).....16
Gambar 2.7 CWT menggunakan Morlet wavelet (Vega, 2003)..18
Gambar 2.8 Batas perlapisan dengan log GR.....19
Gambar 2.9 Batas perlapisan dengan log GR dan ekstrak 35% total lapisan 20
Gambar 2.10 Ilustrasi net pay berdasarkan nilai cut off.....24
Gambar 3.1 Diagram alir penelitian.....26
Gambar 4.1 Korelasi Log GR pada NP 1, NP 2, P 1, P2, dan P 3 29
Gambar 4.2 Perbandingan hasil jumlah lapisan antara data mud log dengan ekstrak 25%, 30% dan 35% lapisan.....33
Gambar 4.3 Penentuan perlapisan dari Log GR dengan menggunakan persentase ekstrak lapisan 35%.....34
Gambar 4.4 Jenis-jenis distribusi shale (Glover, 2014) 36
Gambar 4.5 Plot Vshale, porositas, SW Indonesia, SW Simandoux Sumur P 2.....37
Gambar 4.6 Hasil cross plot Vshale pada Sumur P 2.....39
Gambar 4.7 Hasil cross plot SW I pada Sumur P 2.....39
Gambar 4.8 Hasil net pay pada Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3 berdasarkan hasil cut off dengan analisis multi well cut off and summation.....42

Gambar 4.9 Perbandingan hasil net pay antara hasil cut off dengan hasil pada FWR pada Sumur NP 1, NP 2 dan P 1 42

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Top depth dan bottom depth Formasi Talang Akar berdasarkan litokorelasi.....30
Tabel 4.2 Nilai rata-rata dari tiga parameter 37
Tabel 4.3 Nilai cut off masing-masing sumur.....40
Tabel 4.4 Perbandingan nilai cut off hasil cross plot dengan data FWR 41

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A. Batas Perlapisan 49
Lampiran B. Batas Perlapisan 52
Lampiran C. Plot tiga parameter 61
Lampiran D. *Cut Off* 63
Lampiran E. *Net Pay* 65

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi merupakan kebutuhan primer dengan permintaan meningkat seiring bertambahnya populasi, ekpansi ekonomi, urbanisasi dan kesejahteraan individu (Hasyim, 2011). Sampai saat ini yang menjadi *leader energy* adalah minyak, disusul oleh gas dan batubara. Menurut EIA, *Energy Information Association* (2016) batubara diprediksi akan menipis dan ditinggalkan pada 2030 karena isu lingkungan, sehingga minyak dan gas semakin meningkat permintaannya sampai beberapa dekade kedepan.

Sebelum melakukan eksploitasi, terlebih dahulu *developer* perlu memahami dan membuat perencanaan yang matang terkait lapangan yang potensial untuk dijadikan sumber minyak dan gas. Pemahaman yang dimaksud meliputi stratigrafi, petroleum sistem, parameter petrofisika, dan evaluasi keuntungan dan risiko. Evaluasi keuntungan dan risiko dilakukan dengan mengetahui banyaknya cadangan yang dapat dikomersialkan dengan *cost* yang dikeluarkan (World Energy Council, 2016).

Beberapa parameter petrofisika dibutuhkan dalam perhitungan cadangan. Parameter petrofisika terbagi menjadi dua bagian, yaitu: parameter yang dapat diketahui secara langsung melalui pembacaan data log atau data core (misalnya:porositas dan resistivitas), dan parameter yang muncul akibat proses perhitungan dari parameter langsung terlebih dahulu (misalnya: saturasi air dan *net pay*). *Net pay* merupakan ketebalan (h) dari zona produktif pada suatu reservoar yang digunakan untuk perhitungan cadangan secara volumetrik (Worthington, 2009).

Pada penelitian tugas akhir ini, perhitungan *net pay* fokus dilakukan pada reservoar Formasi Talang Akar yang terletak pada Lapangan "P" Cekungan Sumatra Selatan. Hal ini dikarenakan pada formasi ini mayoritas batuan penyusunnya adalah *sandstone* dan *shaly sand* sehingga lebih mudah untuk analisisnya jika

dibandingkan dengan formasi lainnya (Ginger, 2005). Untuk mendapatkan batas perlapisan dari Formasi Talang Akar, data log dilakukan dengan analisis menggunakan metode *continuous wavelet transforms* (CWT). Pada penelitian sebelumnya, Fertilita (2017) mengemukakan bahwa data log yang baik digunakan untuk analisis CWT adalah log GR dan log resistivitas.

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang diselesaikan dalam penelitian tugas akhir ini antara lain:

1. Bagaimana cara mengetahui batas perlapisan dari Formasi Talang Akar menggunakan CWT?
2. Bagaimana cara mengetahui parameter petrofisika (volume *shale*, porositas efektif, dan saturasi air) pada Formasi Talang Akar melalui analisis kuantitatif?
3. Bagaimana cara mengetahui zona *net pay* pada Formasi Talang Akar?

1.3 Tujuan

Tujuan penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Mengetahui batas perlapisan dari Formasi Talang Akar menggunakan CWT.
2. Mengetahui parameter petrofisika (volume *shale*, porositas efektif, dan saturasi air) pada Formasi Talang Akar melalui analisis kuantitatif.
3. Mengetahui zona *net pay* pada Formasi Talang Akar.

1.4 Manfaat

Pada penelitian tugas akhir ini, manfaat yang didapatkan adalah nilai *net pay* yang kemudian digunakan sebagai parameter untuk perhitungan cadangan minyak dan gas.

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian tugas akhir ini adalah analisis *net pay* yang dilakukan ada pada Formasi Talang Akar pada Lapangan "P" Cekungan Sumatra Selatan.

1.6 Sistematika Penulisan

Pada penelitian tugas akhir ini ditulis dalam beberapa bagian sebagai berikut:

- BAB I: Pendahuluan, berisi latar belakang, rumusan masaah, tujuan, manfaat, serta sistematika penulisan.
- BAB II: Tinjauan Pustaka, berisi dasar teori dan landasan-landasan yang berkaitan dengan penelitian tugas akhir.
- BAB III: Metodologi yang meliputi tahapan penelitian.
- BAB IV: Analisa Data dan Pembahasan, berisi data-data hasil penelitian serta penjelasan mengenai hasil penelitian.
- BAB V: Penutup, berisi kesimpulan berdasarkan analisa yang telah dilakukan serta saran untuk penelitian yang lebih baik kedepannya

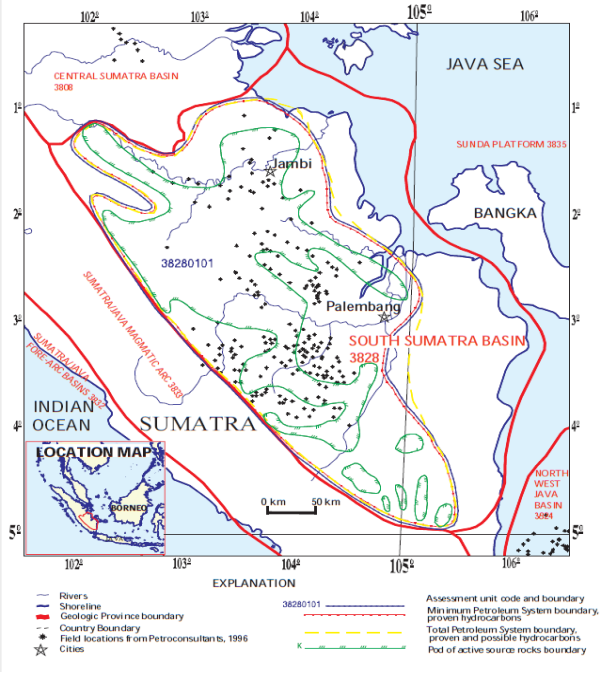
"Halaman ini sengaja dikosongkan"

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatra Selatan

Daerah penelitian ini terletak pada salah satu dari tiga cekungan besar yang berada di Sumatra, yakni Cekungan Sumatra Selatan (Gambar 2.1). Cekungan Sumatra Selatan dibagi menjadi beberapa sub cekungan yaitu Cekungan Jambi, Cekungan Palembang Utara, Palembang Selatan dan Palembang Tengah. Cekungan ini terbentuk dari proses tektonik penunjaman Lempeng Indo-Australia dari utara ke timur laut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam (Bishop et al., 2001).



Gambar 2.1 Peta Cekungan Sumatra Selatan (Bishop et al., 2001)

Cekungan Sumatra Selatan terbentuk oleh tiga proses tektonik, yang pertama ektensi dari awal Eosen ke awal Miosen, kemudian *relative quiescene* dari awal Miosen ke awal Pliosen, dan proses *rifting* pada Paleosen yang terkompresi oleh Plio-Pleistosen yang menghasilkan antiklin yang berisi endapan sedimen klastik pada umumnya (Argakoesoemah, 2004).

Cekungan Sumatra Selatan berarah barat laut-tenggara. Sebelah tenggara berbatasan dengan Cekungan Sunda (Tinggian Lampung), sebelah barat laut berbatasan dengan Cekungan Sumatra Tengah, kemudian di sebelah barat daya dibatasi oleh Sesar Semangko dan Bukit Barisan, Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah timur laut. Daerah cekungan ini meliputi daerah seluas $330 \; x \; 510 \; km^2$ (Bishop et al., 2001).

2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan

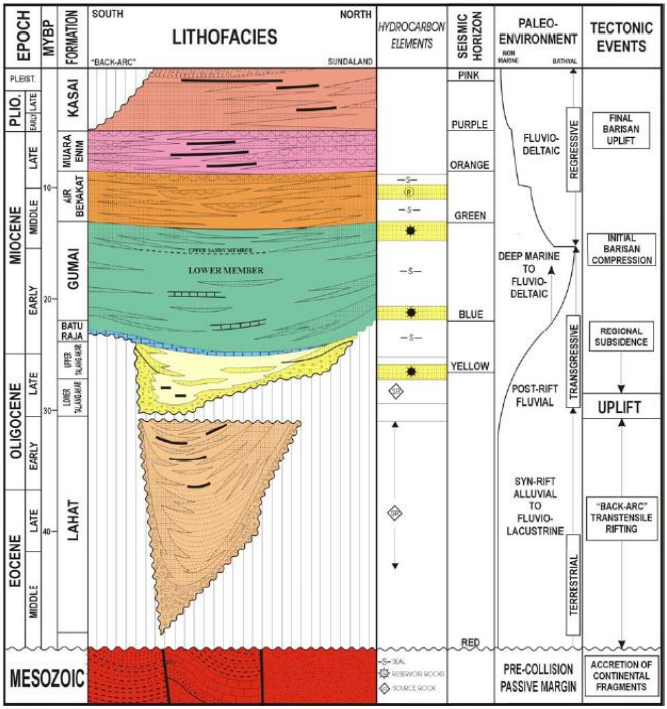
Stratigrafi yang ada di Cekungan Sumatra Selatan terjadi karena proses *three tectonic mega sequences* yaitu, *Syn-Rift*, *Post-Rift*, dan *Syn-orogenic and inversion.* Dari beberapa proses *rifting* tersebut, stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan terbagi menjadi beberapa formasi yaitu Formasi Lahat/Lemat, Talang Akar, Batu Raja, Gumai, Air Benakat, Muara Enim dan Kasai yang sesuai dengan Gambar 2.2 (Ginger, 2005).

2.2.1 Syn-Rift Megasequence (40-29 Ma)

Proses *rifting* ini membentuk formasi *shale* yaitu Formasi Lemat, sedangkan Formasi Lahat lebih dulu terbentuk pada proses *Pre-Rift.* Formasi Lemat terbentuk oleh batuan sedimen klastik misalnya *sandstone, shale,* dan *multi fragments conglomerate.* Formasi Lahat terdiri granit (batuan beku) sedangkan Formasi Lemat yang berada diatas Formasi Lahat terdiri dari *shale (Benakat member).* Formasi Lemat juga disisipi lapisan batubara dan batuan *tuf* (de Coster, 1974).

2.2.2 Post-Rift Megasequence (29-5 Ma)

Selama proses *Syn-Rift* akhir hingga awal *Post-Rift* terbentuk Formasi Talang Akar. Sebagian besar formasi ini terdiri dari batuan *sandstone* (sebagian besar), *siltstone, claystone, shale*, dan sedikit sisipan *coal*. Terdapat perbedaan litologi dalam satu formasi ini, sehingga Formasi Talang Akar dibedakan menjadi dua bagian yaitu *lower* Talang Akar/*Gritsand Member* (GRM) dan *upper* Talang Akar/*Transitional Member*. Pada *lower* Talang Akar *sandstone* yang ditemukan relatif *coarse* dibandingkan dengan yang ada pada bagian *upper*, sedangkan pada *upper* Talang Akar ditemukan lebih banyak *shale* (de Coster, 1974).



Gambar 2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan (PetroChina, 2010)

2.2.3 Syn-orogenic and inversion Megasequence (5 Ma-Present)

Dalam rentang umur Plio-Pleistosen terjadi proses kompresi tektonik yang kuat sehingga terjadi pengangkatan *(uplifting)* pada *Basement.* Formasi Kasai merupakan formasi yang terbentuk pada proses ini. Komposisi dari formasi ini terdiri *sandstone, shale,* kerikil, tuf, dan sedikit batubara (Ginger, 2005).

2.3 Sistem Petroleum Cekungan Sumatra Selatan

Terdapat dua bahasan utama mengenai sistem petroleum yaitu petroleum sistem elemen dan petroleum sistem proses. *Petroleum sistem elemen* merupakan pembagian batuan (formasi) berdasarkan fungsinya dalam menghasilkan hidrokarbon terdiri dari adanya *source rock, reservoir, cap rock (seal), trap,* dan *migration route* (Bishop et al., 2001).

2.3.1 *Source Rock*

Source rock dapat diartikan sebagai batuan yang kaya kandungan hidrokarbon yang tersimpan pada *under low energy.* Dikategorikan sebagai *source rock* jika sudah pada tingkat kematangan yang cukup. Beberapa hal yang menjadikan kematangan itu cukup adalah adanya material organik, waktu yang cukup untuk pematangan dan temperatur yang cocok. Cekungan Sumatra Selatan berkisar 49° C/Km. *Source rock* pada penelitian ini adalah Formasi Lahat/Lemat *(shale)* dan Formasi Talang Akar *(coaly shale)* (Bishop et al., 2001).

2.3.2 Reservoar

Reservoar merupakan tempat dimana minyak dan gas terakumulasi. Reservoar pada umumnya berada pada batuan sedimen karena mempunyai porositas yang lebih besar dibandingkan dengan batuan beku ataupun metamorf. Selain faktor porositas, permeabilitas juga penting untuk menentukan zona reservoar. Formasi Talang Akar yang sebagian besar *sandstone* merupakan reservoar terbesar dengan perkiraan

mengandung 75% produksi minyak dari seluruh Sumatra Selatan. Kemudian Formasi Batu Raja yang merupakan reservoar karbonat dan reservoar selanjutnya adalah *basement* yang terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang telah mengalami pelapukan dan rekahan (Bishop et al., 2001).

2.3.3 *Cap Rock (seal)*

Batuan impermeabel yang berfungsi sebagai penghalang hidrokarbon agar tidak migrasi lebih jauh. *Shale, anhydrite* dan *salt* merupakan contoh *cap rock.* Formasi Talang Akar dan Gumai memiliki lapisan *shale* sendiri untuk menutup cadangannya *(intraformational seal rock).* Hal yang sama juga ditemukan pada Formasi Air Benakat dan Muara Enim (Bishop et al., 2001).

2.3.4 *Trap*

Trap atau jebakan dapat dideskripsikan sebagai konfigurasi batuan yang cocok sebagai penampung hidrokarbon. Tipe *trap* Cekungan Sumatra Selatan diakibatkan oleh struktur, struktur tua dan struktur muda berkombinasi membentuk jebakan. Mayoritas jebakan yang terbentuk pada umur Plio-Pleistosen (Bishop et al., 2001).

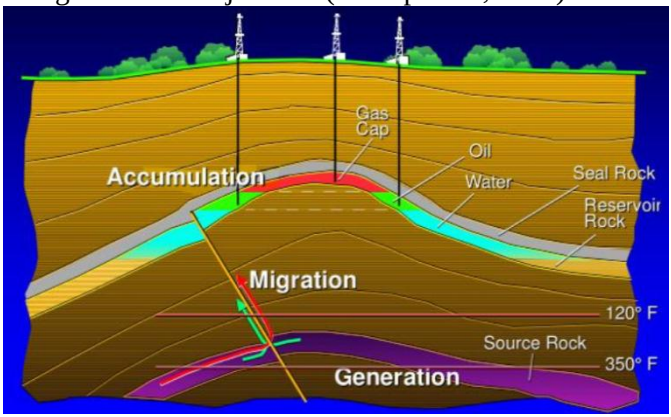
2.3.5 *Migration Route*

Migration dapat dideskripsikan sebagai perpindahan hidrokarbon dari *source rock* menuju reservoar. Proses perpindahan ini karena adanya pembebanan pada *source rock* sehingga tekanan meningkat *(overburden pressure)* yang berakibat pada berkurangnya pori batuan dan memaksa fluida untuk keluar (migrasi).

Selain itu migrasi terjadi karena minyak dan gas yang terbentuk dalam *source rock* semakin banyak sehingga volume bertambah. Ruang dalam kolom *source rock* yang konstan menyebabkan tekanan bertambah dan terbentuk rekahan sehingga minyak dan gas dapat berpindah atau migrasi. Setelah sebagian

minyak dan gas migrasi rekahan akan tertutup kembali (Bishop et al., 2001).

Sistem Petroleum diatas berlaku untuk sumber konvensional, untuk sumber unkonvensional dibutuhkan langkah-langkah khusus. Kemudian petroleum sistem proses terdiri dari *generation, migration, accumulation, preservation* dan *timing* (Gambar 2.3). Gambar 2.3 menunjukkan proses *generation* atau proses penimbunan *source rock* pada suhu dan tekanan tertentu, sehingga hidrokarbon mencapai kematangan yang sesuai. Kemudian, *accumulation* yang berarti kumpulan hidrokarbon yang bermigrasi kedalam jebakan (Bishop et al., 2001).



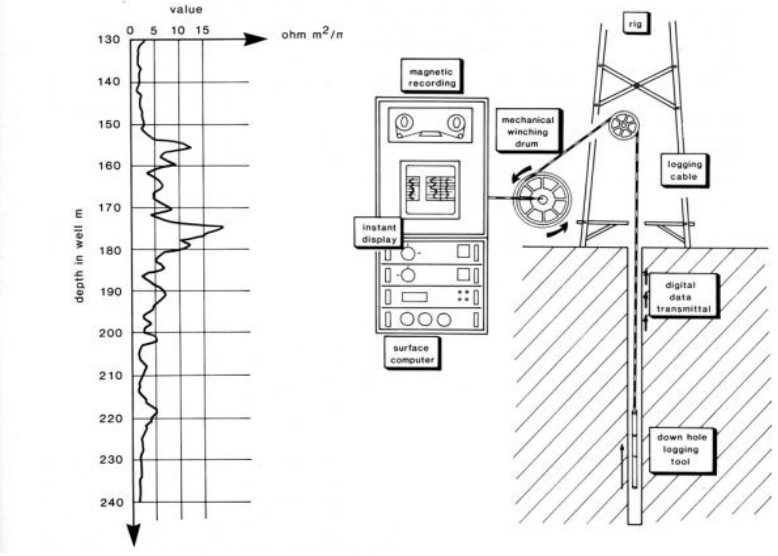
Gambar 2.3 Petroleum sistem proses(Bishop et al., 2001)

2.4 *Well Logging*

Well log merupakan proses pencatatan kontinu dibawah permukaan bumi secara vertikal dalam lubang bor dan hasil pencatatan digambarkan dalam suatu grafik berdasarkan kedalaman (m). *Well logging* penting untuk dilakukan karena sebagai penghubung *(bridge)* antara proses *cuttings* dengan *core.* Log pertama yang dilakukan adalah log listrik (*resistivity)* yang dapat dilihat pada Gambar 2.4 (a). Selanjutnya, muncul jenis log lain yaitu *gamma ray, self potential, neutron* dan *density log* (Rider, 1999).

Metode akuisisi data log dapat dibagi menjadi dua bagian, yakni: *wireline log* dan LWD *(Log While Drilling).* Pada *wireline log* lubang sumur secara keseluruhan dibuat terlebih dahulu kemudian akuisisi data sedangkan pada LWD lubang dan data dibuat dan direkam secara bersamaan. Kedua metode ini memiliki kelebihan dan kekurangannya masing-masing. Proses *well logging* dapat dilihat pada Gambar 2.4 (b) (Rider, 1999).

Selain metode akuisisi data, lubang sumur juga mempunyai dua jenis yaitu *open hole* dan *casing hole.* Pada *open hole* semua data didapatkan misalnya NMR, *image, well test,* dan *core.* Sedangkan pada *casing hole* data yang didapatkan terbatas karena biasanya *casing hole* digunakan untuk *monitoring* sehingga keamanannya ditingkatkan (Asquith and Gibson, 2004).



(a) (b)

Gambar 2.4 Log Resistivitas (a), dan proses well logging (b) (Rider, 1999)

2.5 Log Kelistrikan

Log kelistrikan digunakan untuk mengetahui sifat kelistrikan tiap formasi batuan bawah permukaan. Log ini umumnya digunakan untuk interpretasi litologi dan mendeteksi keberadaan hidrokarbon. Log kelistrikan ini dapat dibagi menjadi dua bagian, yakni: log resistivitas dan log *self-potensial*.

2.5.1 Log Resistivitas

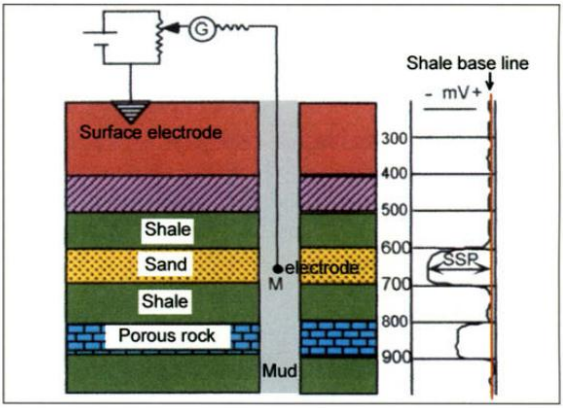
Log resistivitas ini mengukur nilai resistivitas formasi batuan pada lubang bor. Menurut Hukum Archie, nilai resistivitas batuan ini berkaitan dengan nilai resistivitas matrik batuan, porositas dan fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan. Satuan dari log resistivitas dituliskan dengan Ωm dan dibuat dengan skala logaritma 0,2−2000 Ωm.

Berdasarkan invasi arus listrik kedalam lubang bor, log resistivitas dapat dibagi menjadi tiga jenis, yakni: *shallow (borehole)*, *medium (invaded zone)*, dan *deep (virgin) penetration.* Perbedaan kedalaman invasi arus listrik ini bertujuan untuk menghindari kesalahan pembacaan log resistivitas karena adanya *mud drilling effect*. Log resistivitas dapat berfungsi untuk interpretasi pintas dalam mendeteksi hidrokarbon, menentukan nilai saturasi air (Sw), menentukan resistivitas air formasi (Rw) (Serra, 2004).

2.5.2 Log Self-potensial

Pengukuran log SP dilakukan karena terdapat beda potensial antara elektroda pada lubang bor (*borehole)* dengan elektroda yang diletakkan pada permukaan. Beda potensial yang muncul pada setiap formasi batuan memiliki nilai yang bervariasi, biasanya memiliki rentang nilai puluhan hingga ratusan millivolt (mV). Pada formasi permeabel, log SP akan menunjukkan pembelokan kurva dari garis dasar (Gambar 2.5). Pembelokan dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur. Sedangkan pada formasi

impermeabel, kurva SP akan berimpitan dan sejajar dengan garis dasar (Serra, 2004).



Gambar 2.5 Pembelokan kurva pada log SP (Serra, 2004)

2.6 Log Radioaktif

Umumnya, log radiaktif dapat dibagi menjadi tiga macam jenis log, antara lain: Log sinar Gamma, log Densitas dan log Neutron.

2.6.1 Log Sinar Gamma

Log sinar Gamma digunakan untuk mengukur tingkat radioaktif yang berada dibawah permukaan bumi. Jenis radioaktif yang terukur antara lain: Uranium, Thorium dan Potassium. Log sinar Gamma berfungsi untuk membedakan lapisan yang permeabel dan tidak permeabel (Serra, 2004).

Hasil pengukuran radioaktifitas yang berbeda-beda pada setiap formasi merupakan kunci untuk mengetahui formasi itu bersifat permeabel atau tidak permeabel. *Shale* lebih radioaktif dari pada pasir *(sand)* atau karbonat. Dengan demikian, log ini dapat digunakan untuk menghitung volume *shale* yang tergantung pada setiap lapisan batuan (Asquith and Gibson, 1982). Untuk menentukan nilai volume *shale* V_{sh} dari log sinar Gamma dapat menggunakan persamaan berikut:

$$V_{sh} = \frac{GR_{Log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.1)$$

Dengan GR_{Log} menotasikan nilai sinar gamma pada setiap kedalaman, sedangkan GR_{max} dan GR_{min} secara berurutan merupakan nilai maksimum dan minimum dari hasil pengukuran log sinar gamma dalam suatu data log.

2.6.2 Log Densitas

Log densitas merupakan pengukuran log yang menunjukkan nilai densitas *(bulk density)* dari batuan sepanjang pengeboran dengan satuan g/cm^3 dan ditunjukkan oleh simbol ρ (rho). Terdapat tiga macam densitas yang sesuai dengan fungsinya masing-masing, yaitu: densitas total (ρ_b) atau *bulk density*, densitas matriks batuan (ρ_{ma}) dan densitas fluida (ρ_f).

Densitas total merupakan kerapatan keseluruhan bagian dari formasi meliputi bagian padat dan fluida. kemudian densitas matriks adalah kerapatan pada kerangka jenis batuan tertentu misalnya, ρ_{ma} batu pasir adalah 2,65 $^{g}/_{cm^3}$ sedangkan untuk batu gamping adalah 2,71 $^{g}/_{cm^3}$. dan selanjutnya densitas fluida merupakan kerapatan cairan pada pori batuan misalnya, ρ_f untuk air asin adalah 1,1 $^{g}/_{cm^3}$ dan untuk air tawar adalah 1,0 $^{g}/_{cm^3}$. (Asquith and Gibson, 2004).

Prinsip kerja dari log densitas adalah dengan menembakkan sinar gamma kedalam formasi. Sinar gamma digunakan karena kecepatannya yang tinggi, sehingga banyaknya sinar gamma yang hilang sewaktu pengeboran menunjukkan densitas elektron didalam formasi. Jumlah densitas elektron ini merupakan indikasi dari densitas formasi (Rider, 1999).

Secara kuantitas, log densitas digunakan untuk perhitungan porositas dan densitas hidrokarbon. Selain itu, log ini juga dapat digunakan untuk menghitung impedansi akustik. Secara kualitatif, log densitas dapat digunakan untuk evaluasi litologi.

2.6.3 Log Neutron

Log neutron digunakan untuk mendeteksi keberadaan atom hidrogen didalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron kedalam formasi batuan dengan energi tinggi. Pada saat neutron ditembakan kedalam formasi, terdapat beberapa kemungkinan interaksi yang terjadi yaitu: tumbukan elastis, tumbukan inelastis, tangkapan neutron, dan aktivasi.

Hasil dari pengukuran log neutron adalah banyaknya atom hidrogen dalam suatu formasi batuan. Pada formasi lempung akan menunjukkan porositas fluida yang lebih tinggi karena lempung lebih banyak mengandung atom hidrogen. Kandungan air asin atau air tawar juga akan memperbesar harga porositas neutron. Oleh karena itu, koreksi terhadap salinitas perlu dilakukan dalam analisa log neutron. Kurva log neutron tidak dapat digunakan untuk korelasi karena tidak merepresentasikan litologi suatu batuan (Serra, 2004).

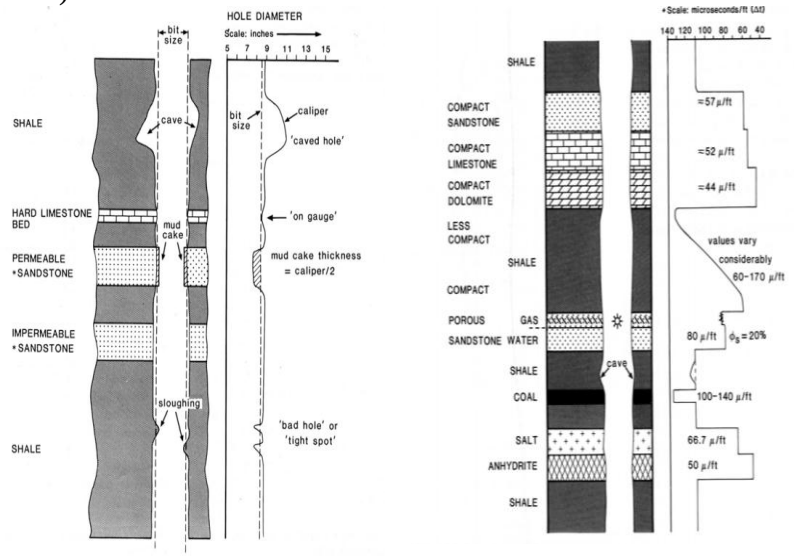
2.7 Caliper Log

Log caliper digunakan untuk mengukur diameter lubang bor. Dengan mengetahui besarnya diameter lubang bor dan mata bor, dapat digunakan untuk membantu dalam penentuan lapisan permeabel dan tidak permeabel. Gambar 2.6 (a) menunjukkan bahwa lubang bor dapat lebih kecil dari ukuran mata bor *(bit size)* jika terdapat pembentukan kerak lumpur (*mud cake*) pada lapisan permeabel dan swelling pada lapisan yang tidak permeabel. Pada lapisan yang tidak permeabel, diameter lubang bor akan lebih besar dari ukuran mata bor karena terdapat dinding yang runtuh. Log caliper juga digunakan untuk perencanaan untuk melakukan penyemenan pada lubang bor (Rider, 1999).

2.8 Log Sonik

Log sonik berfungsi untuk mengukur *interval transit time* (Δt), dengan cara mengirimkan gelombang suara. Secara kuantitatif log sonik digunakan untuk evaluasi porositas dalam lubang bor yang terisi fluida, sedangkan secara kualitatif dapat digunakan untuk

identifikasi litologi *sand* atau *shale*, batas patahan, kompaksi batuan dan zona *overpressure* seperti Gambar 2.6 (b) (Rider, 1999).



Gambar 2.6 Caliper log (a), log sonik (b) (Rider, 1999)

2.9 Tranformasi Wavelet

Penentuan batas perlapisan biasanya dilakukan melalui interpretasi secara kualitatif pada data log dan atau data core. Selain itu, penentuan lapisan juga dapat dilakukan melalui analisa transformasi *wavelet* pada data log. Transformasi *wavelet* merupakan suatu metode pengolahan sinyal yang digunakan untuk melihat suatu sinyal dalam domain frekuensi dan waktu atau ruang secara simultan. Oleh karena itu, transformasi *wavelet* dapat memberi informasi frekuensi dari sinyal (FFT) dan juga informasi waktu atau ruang dari data atau sinyal (Herrmann, 1997).

Transformasi wavelet dapat dibagi menjadi dua bagian, yakni: *Discrete wavelet transform* (DWT) dan *continuous wavelet transform* (CWT). CWT diaplikasikan kedalam data petrofisika sebagai fungsi kedalaman, dengan menganalogikan kedalaman (ft) sebagai *time domain* dan formasi (batas perlapisan) sebagai *frequency domain.* CWT menggunakan teknik *windowing,* yaitu teknik ketika radius meningkat dalam ruang maka frekuensi akan berkurang dan sebaliknya. Transformasi *wavelet* dapat didefinisikan dengan Persamaan 2.2.

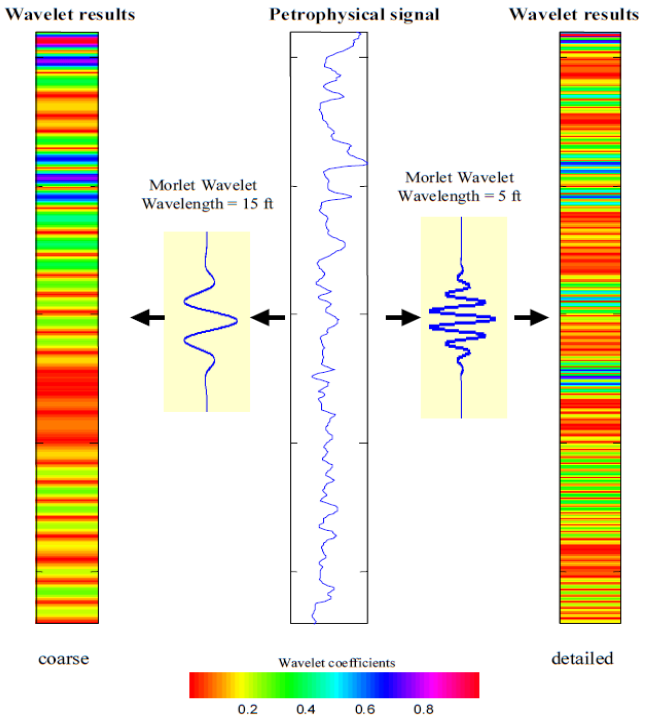
$$W_{\psi} f(a,b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi * \left(\frac{t-b}{a} \right) dt,\ a > 0 \qquad (2.2)$$

Dengan $\psi *$ merupakan kompleks konjugat dari ψ. Parameter a dan b masing-masing menotasikan parameter dilatasi dan translasi. Pada semua skala a, koeifisien *wavelet* $W_{\psi a,b}$ dihasilkan dari mengkonvolusikan $f(t)$ dan *wavelet* pada paramater a dan b .

Setelah melakukan analisis CWT diperoleh sebuah representasi grafis berupa *scaleogram* yang dapat dilihat pada Gambar 2.7. Pada Gambar 2.7, CWT memisahkan komponen frekuensi dari suatu sinyal. Sehingga penting bahwa *wavelet* yang digunakan memberikan resolusi terbaik pada frekuensi. Koefisien *wavelet* yang digunakan juga harus menyerupai frekuensi aslinya. Berdasarkan penelitian Vega (2003), *wavelet* terbaik yang digunakan untuk identifikasi batas perlapisan adalah *Morlet wavelet*. Wavelet Morlet ini merupakan turunan kedua dari Persamaan Gaussian.

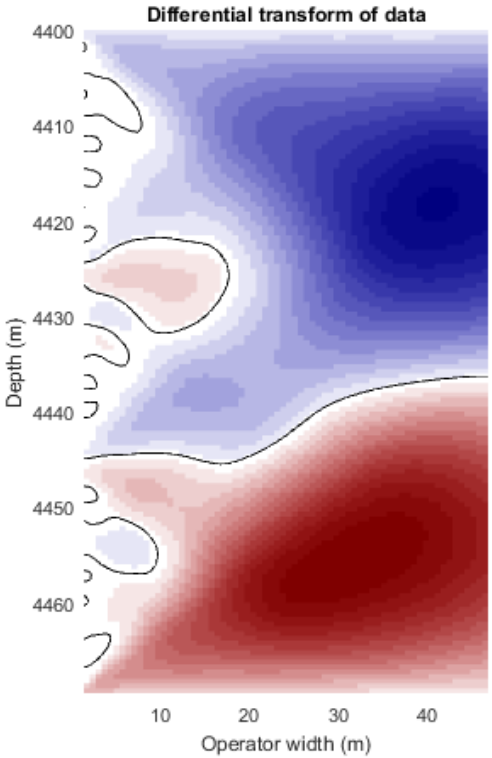
Alur kerja transformasi wavelet pada penelitian ini mulanya dengan proses *blocking trace* yaitu proses pencarian titik infleksi data log GR dan log resistivitas untuk menentukan batas lapisan dengan algoritma pendekatan linier berdasarkan *derivative analysis*. Analisis ini bekerja dengan cara mengkonvolusikan sinyal dengan operator wavelet sesuai dengan persamaan berikut:

$$X_e * W = f^{-1}(f(X_e) \circ f(W)) \qquad (2.3)$$



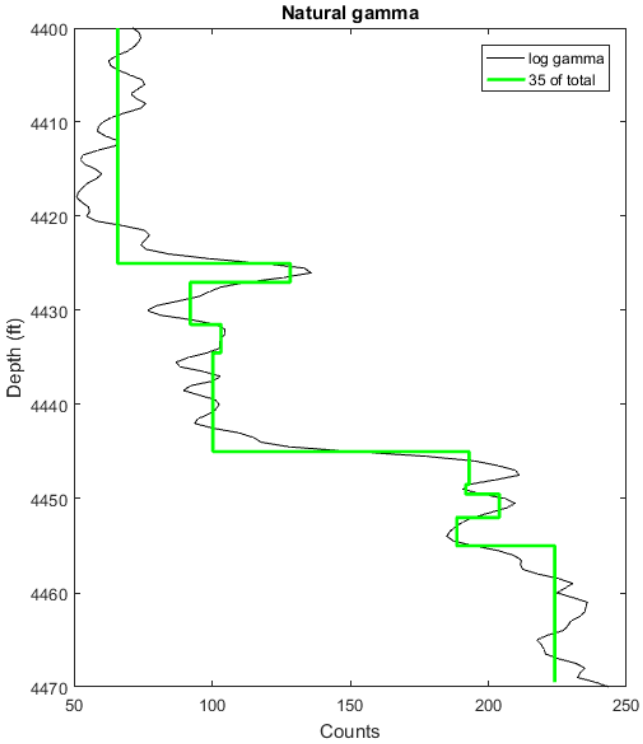
Gambar 2.7 CWT menggunakan Morlet wavelet (Vega, 2003)

Dengan X_e merupakan matriks *trace* baru yang terbentuk, dan W adalah matriks wavelet. setelah algoritma terbentuk, langkah selanjutnya adalah mendeteksi batas lapisan dengan log GR seperti pada Gambar 2.8. Warna biru menunjukkan defleksi negatif, warna merah menunjukkan defleksi positif dan garis hitam merupakan area *cross over* antara biru dan merah yang mengindikasikan terjadinya infleksi pada kedalaman tersebut (Davis and Christensen, 2013).



Gambar 2.8 Batas perlapisan dengan log GR

Pada penelitian ini menggunakan analisis turunan untuk mengekstrak 35% lapisan seperti pada Gambar 2.9. batas antar lapisan dalam suatu formasi ditunjukkan dengan warna hijau. Output data yang dihasilkan dari analisis ini adalah ketebalan lapisan, kedalaman, mean, median, dari setiap lapisan (Davis and Christensen, 2013).



Gambar 2.9 Batas perlapisan dengan log GR dan ekstrak 35% total lapisan

2.10 Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif dilakukan dengan mengidentifikasi litologi menggunakan data *gamma ray log* (GR) dan log SP. Pada log GR kurva yang menunjukkan defleksi ke kiri atau minimum, kemungkinan litologinya menunjukkan *sandstone* (batu pasir), batu gamping, atau batubara, sedangkan untuk defleksi kurva GR ke kanan atau maksimum, kemungkinan litologinya menunjukkan formasi batuan *shale* atau organic *shale.*

Log SP menunjukkan lapisan permeabel jika kurva mengalami defleksi ke kanan atau kiri dan log SP akan menunjukkan lapisan yang impermeabel ketika kurva SP mendekati garis dasar. Untuk interpretasi secara kualitatif lainnya dengan menggunakan log densitas dan log neutron. Pada batu gamping yang mempunyai porositas kecil sehingga pembacaan log densitas memiliki nilai yang besar dan pembacaan log neutron bernilai kecil (Purba et al., 2012).

Nilai *true resistivity* (ILD) yang tinggi dan adanya separasi antara log densitas dengan log neutron menunjukkan adanya reservoar. Bentuk separasi juga menunjukkan jenis fluida yang ada didalam reservoar. Zona gas ditandai dengan harga porositas neutron yang lebih kecil dengan porositas densitas sehingga membentuk separasi positif yang lebih lebar dan untuk minyak membentuk separasi positif yang lebih sempit (Purba et al., 2012).

2.11 Analisis Kuantitatif

Analisis kuantitatif bertujuan untuk mengidentifikasi nilai parameter yang menunjukkan adanya reservoar. Parameter yang dihitung adalah volume *shale*, porositas efektif dan saturasi air. Volume *shale* V_{shale} diestimasi menggunakan Persamaan 2.1, sedangkan porositas efektif ϕ_{eff} dapat diestimasi menggunakan persamaan berikut:

$$\phi_{eff} = \phi_{total} \left(1 - V_{shale}\right) \tag{2.4}$$

Dengan ϕ_{total} menotasikan porositas total yang dapat dihitung melalui persamaan:

$$\phi\text{total} = \sqrt{\frac{\phi_N{}^2 + \phi_D{}^2}{2}} \tag{2.5}$$

Dengan ϕ_N merupakan porositas neutron yang didapatkan langsung dari pengukuran *neutron log*, ϕ_D mengindikasikan

porositas densitas yang dapat diestimasi menggunakan persamaan berikut:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \tag{2.6}$$

Dengan ρ_{ma} merupakan densitas matriks batuan pada suatu perlapisan kemudian ρ_b merupakan *density bulk* yang didapat dari log RHOB dan ρ_f merupakan densitas air bersih yang mempunyai nilai 1 gr/cc.

Selanjutnya, saturasi air S_w merupakan presentasi volume pori-pori yang terisi oleh air. Sebab, secara umum didalam pori-pori reservoar dapat berisi air dan hidrokarbon (minyak dan gas), untuk mengistesimasi saturasi keberadaan saturasi hidrokarbon dapat diestimasi melalui $S_h = 1 - S_w$. Selanjutnya, dengan menggunakan metode Archie, saturasi air dapat didefinisikan oleh:

$$S_w = \frac{a\,R_w}{\phi_{eff}^{\ m} R_t}^{1/n} \tag{2.7}$$

Dengan Φ_{eff} merupakan porositas efektif, a factor *tortuosity*, m eksponen sementasi, n eksponen saturasi, R_w nilai resistivitas air formasi dan R_t merupakan resistivitas formasi (ILD) (Purba et al., 2012).

Selain metode Archie, terdapat metode lain untuk menghitung saturasi air yaitu Persamaan Indonesia. Persamaan ini dianggap lebih cocok dengan kebanyakan karakteristik sumur yang ada di Indonesia yang mayoritas mengandung *shale* (Kumar, 2010). Persamaan Indonesia secara umum dapat didefinisikan oleh:

$$S_w = \frac{\sqrt{1/R_t}}{\left(\frac{V_{sh}^{\left(1-\frac{V_{sh}}{2}\right)}}{\sqrt{R_{sh}}}\right) + \left(\sqrt{\frac{\phi_{eff}^{\ m}}{a.R_w}}\right)} \tag{2.8}$$

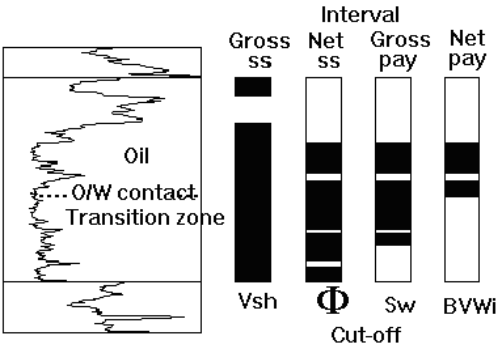
Selanjutnya adalah menghitung saturasi air dengan persamaan simandoux. Persamaan ini biasa digunakan untuk analisis zona reservoar dengan karakteristik *shaly sand* karena terdapat prosedur untuk mengkalibrasi efek dari *shale* (Asquith and Gibson, 2004).
Persamaan Simandoux dapat didefinisikan oleh:

$$S_w = \left(\frac{0,4 \times R_w}{\phi_{eff}{}^2} \right) \times \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5 \times \phi_{eff}{}^2}{R_t \times R_w}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (2.9)$$

2.12 Net Pay

Net pay merupakan parameter petrofisika yang digunakan untuk mendefinisikan ketebalan zona hidrokarbon (h). Untuk mengetahui *net pay,* tiga parameter petrofisika, yakni:volume shale, porositas efektif dan saturasi air harus diketahui terlebih dahulu (Fekete et al., 2015). Setelah itu, penerapan nilai *cut off* atau nilai batas perlu dilakukan. Nilai batas ini diterapkan pada parameter petrofisika yang berfungsi untuk mengeliminasi volume batuan yang tidak berkontribusi secara signifikan dalam perhitungan cadangan. Nilai *cut off* bersifat subyektif melalui pertimbangan dari karakter reservoar.

Gambar 2.10 merupakan penentuan *cut off* parameter petrofika berdasarkan distribusi nilai volume *shale.* Proses ini dilakukan melalui dua tahap. Pertama, *crossplot* antara porositas dan volume *shale* dengan syarat nilai porositas pada *minimum point* dan volume *shale* pada *maximum point.* Kedua, *crossplot* antara porositas terhadap saturasi air dengan syarat nilai porositas pada *minimum point* dan saturasi air pada *maximum point* (Pratama et al., 2018).



Gambar 2.10 Ilustrasi *net pay* berdasarkan nilai *cut off*

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Data dan Peralatan

Pada penelitian ini menggunakan data log lima sumur, yaitu: sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2, dan P 3 lapangan "P" yang terdiri dari log GR, log SP, log densitas (RHOB), log neutron (NPHI), log resistivitas (LLD), dan log caliper. Juga terdapat *mud log* yang berisi data saat akuisisi log yang memberikan informasi litologi untuk interpretasi kualitatif.

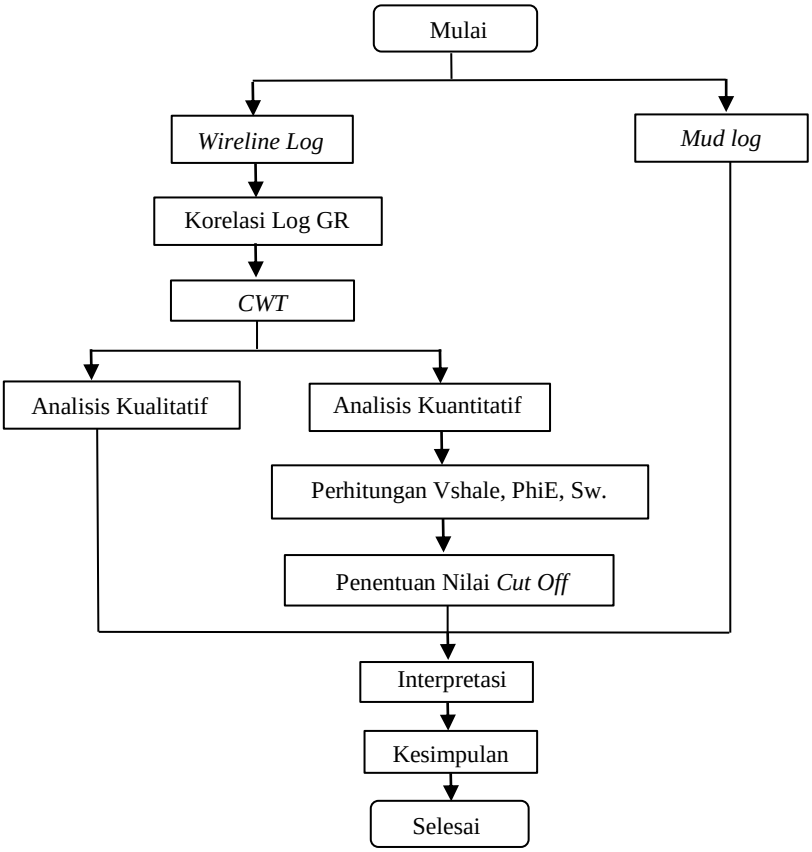
3.2 Tahapan Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan mengikuti tahapan yang sesuai dengan diagram alir sebagaimana Gambar 3.1. Tahapan-tahapan ini dapat dideskripsikan menjadi empat bagian, antara lain: tahap persiapan, tahap pengolahan data, tahap analisa data, dan pengambilan kesimpulan.

3.2.1 Tahap Persiapan

Tahap persiapan ini meliputi pengumpulan data *wireline* log dan data laboratorium dari sampel batuan. Data *wireline log* yang berasal dari perekaman sumur yang berisi berbagai macam log, sedangkan data sampel batuan yang diambil dari kedalaman tertentu dan melalui uji laboratorium untuk mengetahui nilai parameter batuan misalnya permeabilitas, porositas, dan litologi. Data uji laboratorium digunakan untuk memverifikasi data *wireline log.*

Selain itu, perangkat lunak yang digunakan antara lain: *interactive petrophysics* 3.5 dan Matlab R2016a. *Interactive petrophysics* 3.5 berfungsi untuk menampilkan data log, sedangkan Matlab R2016a berfungsi untuk membuat dan menjalankan algoritma untuk mendapatkan zona reservoar.



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

3.2.2 Tahap Pengolahan

Setelah tahap persiapan selesai, tahap pengolahan dapat dilakukan. Tahap pengolahan data ini meliputi korelasi log GR, transformasi *wavelet* dan perhitungan beberapa parameter (volume *shale*, porositas efektif dan saturasi air).

Korelasi log GR bertujuan untuk mendapatkan batas *top depth* dan *bottom depth* Formasi Talang Akar dengan cara melihat pola dan ciri dari log GR pada semua sumur untuk setiap zona (formasi).

Transformasi *wavelet* dilakukan pada penelitian ini untuk menentukan batas perlapisan formasi. Analisis ini menggunakan operasi matematis sebagaimana Persamaan 2.2.

Selain itu, perhitungan parameter volume *shale* (Persamaan 2.1), porositas efektif (Persamaan 2.4), dan saturasi air (Persamaan 2.8 dan 2.9) secara berurutan dilakukan untuk menentukan dominasi *shale* pada lapisan, menentukan kemampuan suatu porositas batuan untuk mengalirkan fluida, menentukan presentase air yang ada dalam suatu reservoar.

3.2.3 Tahap Analisis

Tahap analisis yang dilakukan pada penelitian ini antara lain: analisis kualitatif, analisis kuantitatif, penentuan nilai *cut off* dan interpretasi.

Analisis kualitatif terdiri dari beberapa proses, yaitu: proses untuk menentukan kualitas data, mengetahui litologi, mengetahui zona reservoar, dan mengetahui jenis fluida yang ada didalam reservoar dengan melihat plot log *gamma ray*, SP, *caliper*, neutron dan *density*. Sedangkan, analisis kuantitatif dilakukan dengan melalui analisis beberapa parameter yang sudah dihitung sebelumnya untuk menentukan zona reservoar yang potensial.

Selanjutnya, tahap penentuan nilai *cut off*. Tahapan ini dilakukan dengan cara pemberian batas nilai pada volume *shale*, porositas efektif dan saturasi air. Pemberian batas ini dipilih yang paling sesuai dan menunjukkan hasil yang optimal untuk penentuan cadangan.

Terakhir, tahapan interpretasi yang dapat dilakukan dengan cara mengkombinasikan semua hasil yang telah didapat atau dianalisis sebelumnya menjadi satu tafsiran.

3.2.4 Pengambilan Kesimpulan

Kesimpulan yang didapatkan berupa nilai ketebalan bersih *(net pay)* pada tiap sumur yang telah dianalisis. Selanjutnya *net pay* ini digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon (volume).

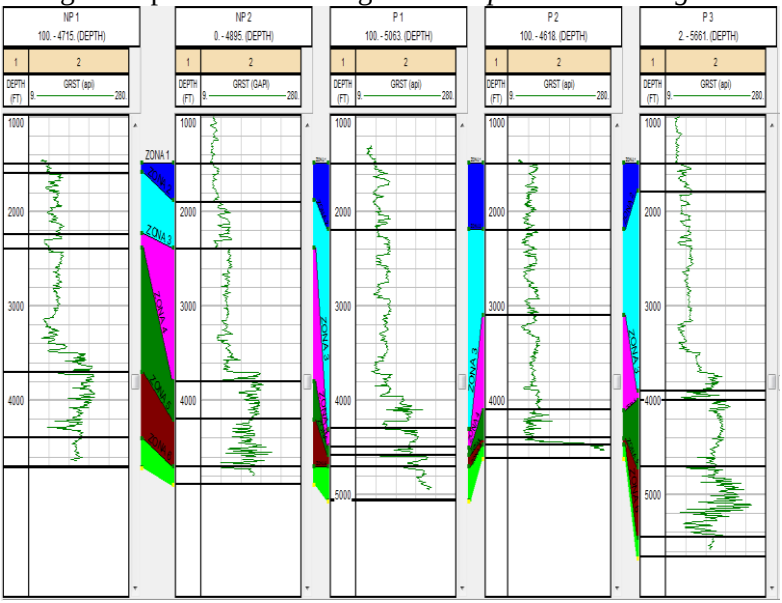
"Halaman ini sengaja dikosongkan"

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Korelasi Multi Well Log Gamma Ray

Penentuan batas *top depth* dan *bottom depth* pada Formasi Talang Akar dilakukan melalui analisis kualitatif korelasi pada log GR (Gambar 4.1). Menurut *North American Stratigraphy Code* (1983), terdapat tiga macam korelasi yaitu, litokorelasi, biokorelasi dan kronokorelasi. Pada penelitian ini menggunakan litokorelasi, yaitu dengan cara menghubungkan unit yang sama pada litologi dan posisi stratigrafinya. Informasi litologi dan stratigrafi dapat divalidasi dengan *well report* dan *mud log.*



Gambar 4.1 Korelasi Log GR pada NP 1, NP 2, P 1, P2, dan P 3

Proses litokorelasi dilakukan dengan cara menyamakan datum (*flatten*). Datum merupakan suatu kesamaan data yang dimiliki oleh semua sumur yang akan dikorelasikan yakni kedalaman

(*depth*). Gambar 4.1 mengindikasikan bahwa datum yang digunakan terletak pada kedalaman 1500 ft karena mulai dari kedalaman tersebut, semua sumur tersedia data log GR.

Semua sumur dibagi menjadi enam zona dan dikorelasikan terhadap sumur selanjutnya secara berurutan. Batas-batas pada sumur NP 1 dikorelasikan terhadap sumur NP 2, sumur NP 2 dikorelasikan terhadap sumur P 1, dan seterusnya. Batas-batas yang dimaksud adalah Zona 1 sampai Zona 6 pada Gambar 4.1 yang diperoleh dari *key horizon tops* pada *well report.*

Gambar 4.1 menunjukkan bahwa perubahan log GR secara signifikan terlihat pada zona 4 dan zona 5. Perubahan yang dimaksud adalah log GR tercatat semakin besar, sehingga pada zona tersebut dapat dikategorikan zona reservoar. Pada penelitian ini, zona *main reservoir* terletak pada Formasi Talang Akar. Batas *top depth* dan *bottom depth* Formasi Talang Akar dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Top depth dan bottom depth Formasi Talang Akar berdasarkan litokorelasi

	Upper Talang Akar		*Lower* Talang Akar	
Sumur	Top (ft)	Bottom (ft)	Top (ft)	Bottom (ft)
NP 1	3700	4400	4400	4700
NP 2	3800	4200	4200	4700
P 1	4500	4580	4580	4700
P 2	-	-	4400	4470
P 3	4000	4700	4700	5450

Dari *mud log summary* semua sumur pada Lapangan “P”, secara umum perbedaan antara *Upper* dan *Lower* Talang Akar terletak pada litologi penyusunnya. Jika pada *Upper* Talang Akar, presentase batuan yang mengandung *shale* dan karbonat (seperti, *limestone* dan *siltstone*) lebih banyak jika dibandingkan dengan *Lower* Talang Akar yang didominasi oleh *sandstones* (de Coster, 1974).

Selanjutnya, Tabel 4.1 menunjukkan bahwa sumur P 2 tidak memiliki *Upper* Talang Akar. Hal ini disebabkan oleh *unconformity* yang terjadi pada Lapangan "P", sehingga tidak semua sumur mengandung formasi batuan yang sama. *Unconformity* merupakan ketidak menerusan lapisan batuan yang disebabkan oleh berbagai faktor, salah satunya karena jeda waktu pengendapan yang berbeda sehingga lingkungan pengendapan juga berbeda (de Coster, 1974).

4.2 Analisis CWT

Setelah mengetahui batas atas dan batas bawah Formasi Talang Akar pada masing-masing sumur dari hasil korelasi pada pembahasan sebelumnya, analisis CWT dilakukan untuk menentukan jumlah lapisan yang ada didalam Formasi Talang Akar.

Penentuan batas lapisan (litologi) awalnya dilakukan dengan cara korelasi terhadap data *drilling* yaitu data *core* dan *mud log.* Data *drilling* yang digunakan adalah data *mud log* karena terbatasnya data *core* yang tersedia. Data *mud log* merupakan data *drilling* yang didapatkan dari *cutting rocks* yang terbawa ke permukaan pada saat *mud* bersirkulasi dari kedalaman ke permukaan. Fungsi dari *mud log* yaitu mendeskripsikan *cutting rocks* sehingga diketahui litologinya, estimasi nilai porositas dan permeabilitas juga estimasi *pore pressure.*

Namun, data *mud log* memiliki beberapa keterbatasan, misalnya ketika jenis *mud* yang digunakan pada proses *drilling* adalah tipe *clay rich content* sehingga pembacaan log kurang optimal dan data *drilling* terkadang hanya diakuisisi setiap meter atau setiap setengah meter sehingga kemungkinan terdapat informasi yang hilang selama proses pengeboran (Davis and Christensen, 2013).

Data *well log* juga digunakan dalam menentukan batas lapisan disamping data *drilling.* Jika data *drilling* didapatkan berbarengan dengan proses pemboran, data *well log* diakuisisi ketika pemboran lubang pada sumur selesai dilakukan. *Logging tools* diturunkan untuk merekam data secara kontinu misalnya data

yang direkam adalah Gamma ray log. Sama seperti *mud log*, data *well log* juga memiliki beberapa keterbatasan misalnya, muncul *noise* pada hasil pengukuran yang menyebabkan resolusi terbatas sehingga penentuan batas lapisan menjadi kurang akurat (Davis and Christensen, 2013).

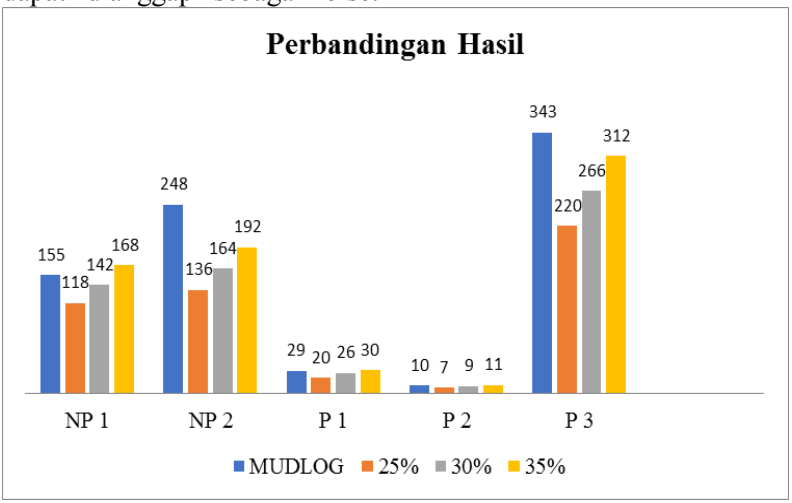
Penentuan sistem perlapisan dilakukan berdasarkan data *Gamma ray log* menggunakan metode CWT yang dikembangkan oleh Davis and Christensen (2013). Pada analisis derivatif CWT ini, terdapat beberapa fungsi yang tersedia untuk menentukan batas lapisan berdasarkan beberapa parameter antara lain: nilai ketebalan minimum yang terdeteksi *(minimum detected layer thickness), absolute number of layer* dan persentase relatif dari total lapisan *(percentage of layers relative to the total number of layers detected).* Pada penelitian ini, digunakan metode *blocking trace* dengan persentase relatif dari total lapisan. Metode ini dipilih karena pada proses komputasi relatif cepat dengan pemodelan yang sederhana (Davis and Christensen, 2013).

Untuk memproses algoritma *wavelet transform* ini diperlukan beberapa operator *input* yaitu: *number of layers detected*, persentase ekstrak lapisan, dan syarat ketebalan minimum. Pada penelitian ini, nilai *number of layers detected* dan syarat ketebalan minimum ditetapkan nilai 3 dan 1, sedangkan nilai persentase ekstrak lapisan divariasi dari 25%, 30%, dan 35%. Selanjutnya, jumlah lapisan yang terdeteksi menggunakan metode CWT dibandingkan dengan hasil analisa *mud log*.

Gambar 4.2 menunjukkan perbedaan jumlah batas lapisan dari analisa CWT (variasi persentase ekstrak lapisan) dengan perhitungan manual pada data *mud log.* Gambar ini menunjukkan bahwa jumlah lapisan yang ditentukan dari parameter persentase ekstrak lapisan 35% lebih mendekati jumlah lapisan dari analisa *mud log*.

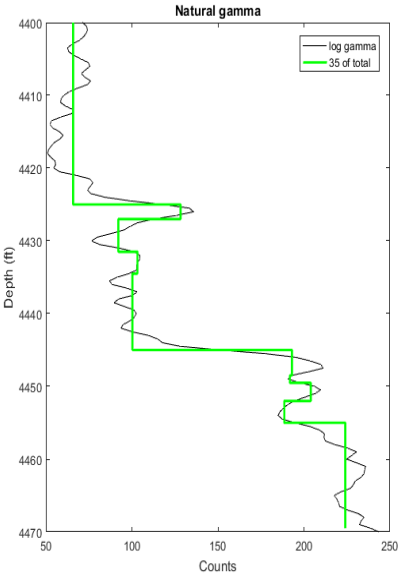
Selanjutnya, Gambar 4.2 menunjukkan bahwa perbedaan jumlah lapisan paling signifikan ada pada Sumur NP 2, yang memiliki selisih antara hasil analisa CWT dan *mud log* adalah 56 lapisan. Hal ini diduga disebabkan pada Sumur NP 2 terdapat

banyak lapisan tipis (perbedaan litologi yang tipis atau jarak pergantian dari satu litologi ke litologi lainnya sangat kecil/ ketebalan kurang dari 1). Lapisan-lapisan tipis ini, dalam CWT dapat "dianggap" sebagai noise.



Gambar 4.2 Perbandingan hasil jumlah lapisan antara data mud log dengan ekstrak 25%, 30% dan 35% lapisan

Gambar 4.3 mengindikasikan lapisan yang dihasilkan dari log GR dengan ekstrak lapisan 35% yang *"overlying"* diatas log GR. Gambar ini menunjukkan bahwa analisa CWT dengan parameter ini dapat digunakan untuk memprediksi lapisan dari log GR. Log GR dipilih dalam analisis ini karena sifat log GR yang cepat dan akurat dalam mengidentifikasi perbedaan litologi batuan dibandingkan dengan log lainnya. Hasil yang diperoleh dari analisis CWT ini adalah *"marker"* batas atas dan batas bawah lapisan pada keseluruhan Formasi Talang Akar yang dapat dilihat secara lengkap pada Lampiran B.



Gambar 4.3 Penentuan perlapisan dari Log GR dengan menggunakan persentase ekstrak lapisan 35%

4.3 Analisis Kuantitatif

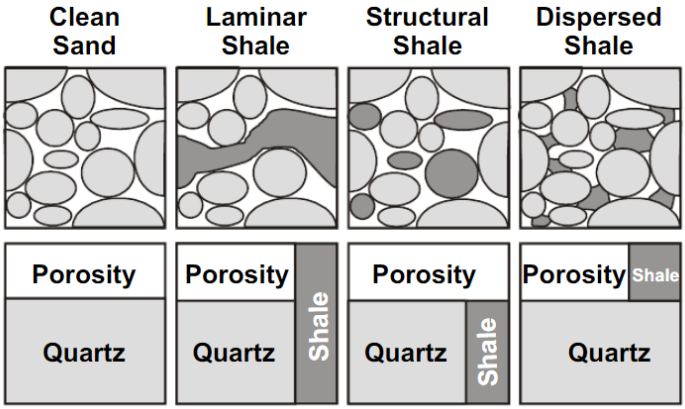
Analisis kuantitatif dimulai dengan menghitung volume shale, porositas efektif, saturasi air metode Indonesia (SW I) dan Simandoux (SW S) secara berurutan dilakukan berdasarkan Persamaan 2.1, Persamaan 2.4, Persamaan 2.8, dan Persamaan 2.9. Perhitungan saturasi air dengan menggunakan dua metode (Indonesia dan Simandoux) ini untuk dibandingkan dan untuk mengetahui hasil yang lebih optimal.

Sesuai dengan pembahasan pada bab sebelumnya, pada penelitian ini, metode saturasi air Archie tidak digunakan, sebab metode Archie mengharuskan kondisi formasi yang ideal yaitu tidak mengandung *shale. Shale* merupakan batuan lempung *(clay)* heterogen yang tersusun dari beberapa mineral misalnya, *illite, kaolinite, chlorite, montmorillonite* dan sedikit material organik (Shedid and Saad, 2017). Adanya *shale* dapat menyebabkan

kesalahan interpretasi, karena *shale* dianggap sebagai medium konduktif.

Identifikasi jenis distribusi *shale* pada suatu formasi dilakukan untuk memilih metode perhitungan saturasi air yang sesuai (Shedid and Saad, 2017). Beberapa jenis distribusi *shale* yaitu: *laminated, structural,* dan *dispersed* (Gambar 4.4). Jenis distribusi *shale* yang sama dengan Formasi Talang Akar adalah *laminated shale* (de Coster, 1974), sebab Formasi Talang Akar terdapat interkalasi *shale* dengan paralel tipis terlaminasi dan juga dapat divalidasi dengan data laporan sumur FWR *(Final Well Report)* yang mencatat bahwa *clay* tersisip diantara *sand* dan *silt* dengan cara laminasi.

Perhitungan porositas efektif dengan menggunakan Persamaan 2.4 yang memerlukan parameter yang ditentukan dari Persamaan 2.5 dan Persamaan 2.6. Densitas matriks batuan ρ_{ma} (Persaman 2.6) didapatkan dari *mud log*, sedangkan densitas fluida ρ_f didapatkan dari *well report.* Selanjutnya, untuk menghitung SW I dan SW S juga memerlukan parameter tambahan, yaitu: faktor turtuosity (a), dan faktor sementasi (m). Dua paramater ini ditentukan berdasarkan litologi batuan pada kedalaman tersebut. Misalnya, nilai a dan m berturut-turut pada litologi *sandstone* adalah 1,45 dan 1,54 (Asquith and Gibson, 2004).



Gambar 4.4 Jenis-jenis distribusi shale (Glover, 2014)

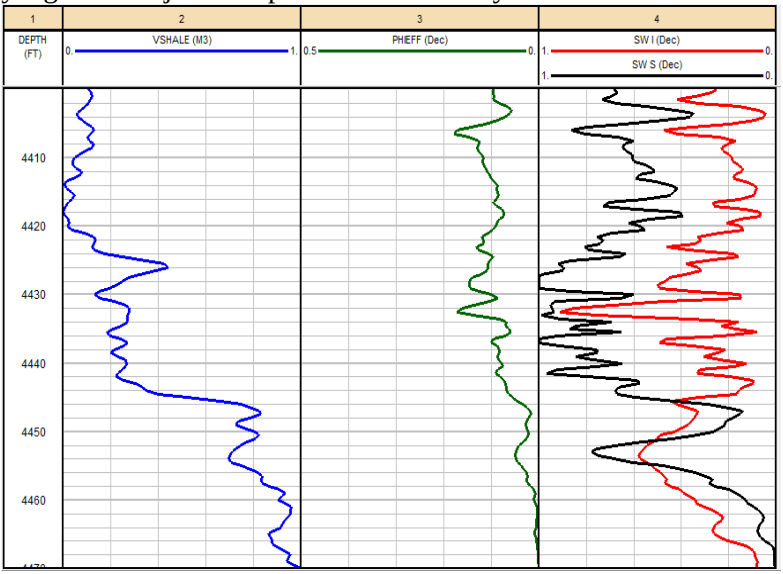
Paramater lain yang dibutuhkan untuk perhitungan SW I dan SW S adalah R_{sh} dan R_w. R_{sh} merupakan resistivitas yang terukur pada *shale* terdekat, rentang nilai R_{sh} antara 1-20 ohm.m dan pada penelitian ini digunakan nilai R_{sh} sebesar 4 ohm.m yang disesuaikan dengan karakteristik batuan penyusun pada katalog referensi. R_w yang digunakan pada penelitian ini menggunakan metode R_w invers Archie yang sesuai dengan persamaan berikut: (Asquith and Gibson, 2004).

$$R_w = \frac{R_o \cdot \phi_{eff}{}^m}{a} \qquad (4.1)$$

Dengan R_o merupakan *deep resistivity* (ILD).

Hasil perhitungan parameter kuantitatif (volume shale, porositas efektif, dan saturasi air) untuk Sumur P 2 dapat dilihat pada Gambar 4.5. Selanjutnya, ringkasan nilai rata-rata dari volume shale, porositas efektif, dan saturasi air (Indonesia dan Simandoux) sesuai pada Tabel 4.2. Nilai rata-rata ini digunakan sebagai pertimbangan ketika menentukan nilai *cut off*. Dari Tabel 4.2 kategori reservoar yang produktif adalah nilai Vshale yang

rendah, porositas yang tinggi, dan saturasi air yang rendah seperti yang sudah dijelaskan pada bab sebelumnya.



Gambar 4.5 Plot Vshale, porositas, SW Indonesia, SW Simandoux Sumur P 2

Tabel 4.2 Nilai rata-rata dari tiga parameter

Sumur	Rata-rata			
	Vshale (%)	PhiEff (%)	SW I (%)	SW S (%)
NP 1	63	5	37	117
NP 2	47	19	89	147
P 1	63	7	42	107
P 2	40	7	29	54
P 3	47	10	43	105

Tabel 4.2 menunjukkan bahwa metode perhitungan saturasi air yang cocok adalah metode Indonesia, karena persamaan ini

dikembangkan untuk *laminated shaly formation*, sedangkan pada proses perhitungan metode Simandoux mengabaikan jenis distribusi *shale* pada suatu formasi sehingga rentang nilai SW Simandoux mengalami *overestimated* (nilainya lebih besar dari 1), sesuai dengan Persamaan berikut:

$$S_h = 1 - S_w \quad (4.2)$$

Dengan S_h merupakan saturasi hidrokarbon. Persamaan ini mengindikasikan bahwa 0<SW<1. Dengan demikian, persamaan Indonesia lebih aplikatif pada karakteristik batuan *shaly sand* yang merupakan sifat dari formasi pada penelitian ini (Formasi Talang Akar) (Kumar, 2010).

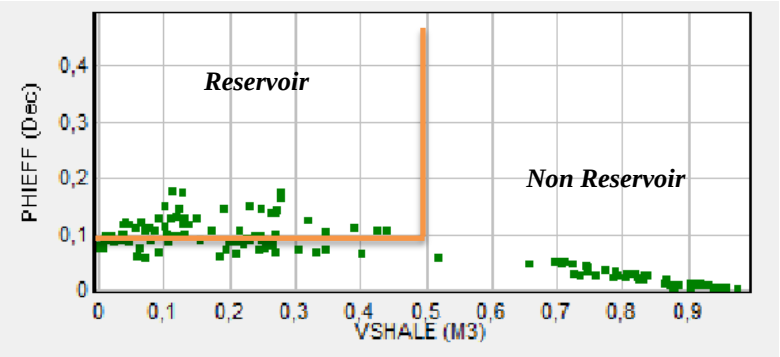
SW yang diestimasi menggunakan metode Simandoux menghasilkan nilai saturasi air yang lebih besar dari metode Indonesia juga terjadi pada penelitian-penelitian sebelumnya (Shedid and Saad, 2017). Hal ini disebabkan oleh penentuan parameter tortuosity (a) dan sementasi (m) yang kurang tepat sehingga mempengaruhi prediksi resistivitas air R_w pada suatu formasi.

4.4 Cut Off dan *Net Pay*

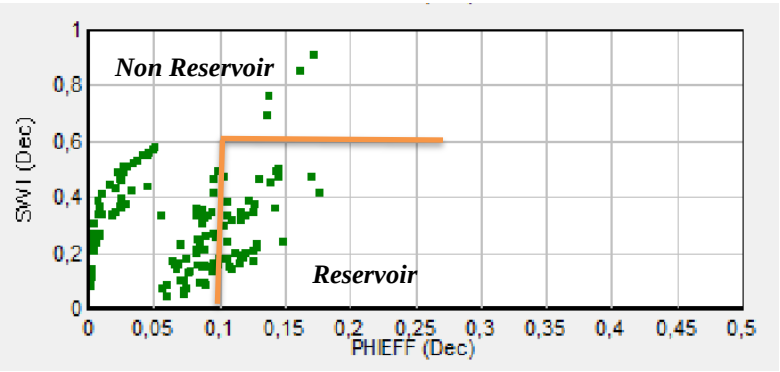
Nilai *cut off* didapatkan dari *crossplot* antara porositas terhadap Vshale (untuk *cut off* Vshale) dan *crossplot* antara porositas terhadap SW I (untuk *cut off* SW I). Selanjutnya, hasil *cut off* divalidasi dengan *well report* pada tiap sumur. Sebagai contoh, *Crossplot* pada sumur P 2 ditunjukkan oleh Gambar 4.6 dan Gambar 4.7, sedangkan sumur lainnya terdapat pada Lampiran D.

Gambar 4.6 merupakan hasil *cross plot* antara nilai porositas terhadap Vshale pada Sumur P 2. Dengan melihat *cross plot* ini dan dengan pertimbangan karakteristik umum dari reservoar, *cut off* dilakukan dengan batas porositas efektif dan Vshale secara berurutan adalah 0,1 dec dan 0,5. Selanjutnya, Gambar 4.7 mengindikasikan hasil *cross plot* antara nilai porositas terhadap SW I pada Sumur P 2 yang secara kualitatif terlihat jika area

reservoar terletak pada batas porositas efektif dan SW I secara berturut-turut adalah 0,1 dec dan 0,6. Selain itu, nilai *cut off* untuk masing-masing sumur dapat dilihat pada Tabel 4.3



Gambar 4.6 Hasil cross plot Vshale pada Sumur P 2



Gambar 4.7 Hasil cross plot SW I pada Sumur P 2

Cut off pada Vshale, porositas, dan saturasi air merupakan batas nilai yang diberikan (El-Din et al., 2013). Saat nilai dari ketiga parameter ini terpenuhi, area tersebut akan dianggap sebagai zona reservoar, sedangkan yang tidak memenuhi dianggap sebagai zona yang bukan reservoar. Untuk mendapatkan

cut off yang lebih akurat, sebenarnya perlu dilakukan klasifikasi sebaran jenis batuan *(cluster)* pada proses *cross plot* dengan menggunakan bantuan log GR (El-Din et al., 2013).

Tabel 4.3 Nilai *cut off* masing-masing sumur

Sumur	*Cut Off*		
	Vshale (%)	PhiEff (%)	SW I (%)
NP 1	40	10	60
NP 2	50	10	60
P 1	40	10	60
P 2	50	10	60
P 3	50	10	60
Median	50	10	60

Sebab analisis *net pay* yang digunakan adalah *multi well cut off and summation*, nilai *cut off* yang digunakan berlaku untuk semua sumur. Oleh karena itu, perlu dilakukan penentuan pusat dari data *cut off*, sebagaimana Tabel 4.3. Nilai *cut off* yang digunakan adalah hasil median dari *cut off* pada seluruh sumur. Median digunakan karena sifat median yang tidak terpengaruh oleh nilai ekstrim (*outlayer*), sehingga penentuan lokasi pusat data lebih representatif. Nilai median inilah yang digunakan untuk perhitungan *net pay*.

Selanjutnya, nilai *cut off* yang telah dihasilkan dalam penelitian ini dibandingkan dengan data FWR *(Final Well Report)*. Perbandingan ini dapat dilihat pada Tabel 4.4 yang mengindikasikan bahwa terdapat perbedaan nilai *cut off* hasil *cross plot* dengan nilai *cut off* pada FWR. Selisih nilai ini terjadi karena beberapa factor, antara lain: 1) pada penentuan *cut off* porositas efektif sebenarnya dilakukan dengan metode *cross plot* nilai *core porosity* terhadap *core permeability*; 2) adanya perbedaan metode perhitungan tiga parameter petrofisika (dalam penelitian ini) dengan metode yang digunakan pada FWR.

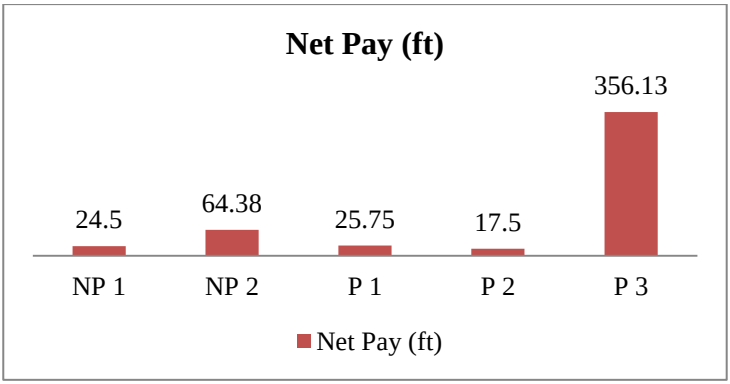
Contohnya, saturasi air pada FWR menggunakan metode Simandoux sedangkan pada penelitian ini menggunakan metode Indonesia.

Tabel 4.4 Perbandingan nilai cut off hasil cross plot dengan data FWR

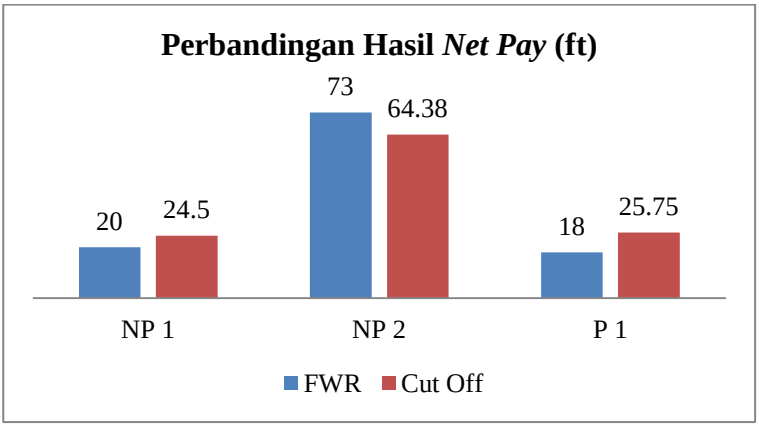
Sumur	Cut Off					
	Vshale		Porositas		SW I	
	Cross Plot	FWR	*Cross Plot*	FWR	*Cross Plot*	FWR
NP 1	40	35	10	12	60	65
NP 2	50	50	10	12	60	65
P 1	40	35	10	12	60	65
P 2	50	35	10	12	60	65
P 3	50	50	10	12	60	65

Penentuan *net pay* dimulai dengan melakukan pengaturan kurva *(curve set up)*, kurva yang digunakan sebagai *input* adalah Vshale, PhiEff dan SW I. Pada proses *input* juga diperlukan nilai batas lapisan pada masing-masing sumur yang dihasilkan oleh analisa CWT. Sedangkan untuk *output* yang diperoleh adalah nilai *net pay* (ft). Nilai *net pay* secara ringkas dapat dilihat pada Gambar 4.8, sedangkan hasil perhitungan *net pay* secara keseluruhan terdapat pada Lampiran E.

Gambar 4.9 merupakan perbandingan hasil *net pay* pada penelitian ini dengan FWR untuk Sumur NP 1, NP 2 dan P 1. Gambar ini menunjukkan perbedaan antara keduanya yang relative kecil. terdapat selisih antara kedua hasil tersebut, hasil pada *cut off* memiliki nilai yang lebih besar daripada hasil yang tercatat pada FWR. Perbedaan ini disebabkan oleh pada penelitian ini nilai *cut off* yang sama untuk seluruh sumur, sedangkan pada FWR nilai *cut off* untuk masing-masing sumur berbeda. Selain itu, pada FWR juga terdapat pembagian nilai *cut off* berdasarkan jenis hidrokarbon (minyak atau gas) yang terkandung didalam reservoar tersebut.



Gambar 4.8 Hasil net pay pada Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3 berdasarkan hasil *cut off* dengan analisis *multi well cut off and summation*



Gambar 4.9 Perbandingan hasil *net pay* antara hasil *cut off* dengan hasil pada FWR pada Sumur NP 1, NP 2 dan P 1

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan dapat disimpulkan:

1. Batas perlapisan dari Formasi Talang Akar menggunakan analisis CWT menghasilkan batas lapisan yang cukup akurat dengan jumlah lapisan pada Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3 masing-masing adalah 168, 192, 30, 11 dan 312.
2. Nilai Vshale,PhiEff dan SW I untuk Sumur NP 1 berturut-turut adalah 63 %, 5% dan 37%. untuk Sumur NP 2 berturut-turut adalah 47%, 19% dan 89%. untuk Sumur P 1 berturut-turut adalah 63%, 7% dan 42%. untuk Sumur P 2 berturut-turut adalah 40%, 7% dan 29%. dan Sumur P 3 berturut-turut adalah 47%, 10% dan 43%.
3. Zona *net pay* pada sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2, dan P 3 mempunyai total masing-masing sebesar 24,5 ft, 64,38 ft, 25,75 ft, 17,5 ft dan 356,13 ft.

5.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian ini, untuk penelitian selanjutnya penulis menyarankan beberapa metode tambahan yaitu:

1. *Cross plot* dapat menampilkan informasi fasies *(clean sand, shaly sand, sandy shale* dan sebagainya) dengan korelasi data log GR.
2. Pada pengaturan *input cut off* memerlukan tambahan *setting top sets* untuk masing-masing sumur.
3. Penentuan *cut off* porositas dilakukan dengan *cross plot* antara *core porosity* dengan *core permeability.*
4. Nilai *cut off* dapat dibedakan antara reservoar minyak dan gas.

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

DAFTAR PUSTAKA

Argakoesoemah, R.M.I., 2004. Ancient Talang Akar deepwater sediments in South Sumatra Basin: a new exploration play, in: Proceedings, Deepwater and Frontier Exploration in Asia & Australasia Symposium. Presented at the Deepwater and Frontier Exploration in Asia & Australasia Symposium, Indonesian Petroleum Association (IPA). https://doi.org/10.29118/IPA.1730.251.267

Asquith, G.B., Gibson, C.R. (Eds.), 2004. Basic well log analysis, 2nd ed. ed, AAPG methods in exploration series. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Okla.

Asquith, G.B., Gibson, C.R., 1982. Basic well log analysis for geologists, Methods in exploration series. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Okla., USA.

Bishop, M.G., Geological Survey (U.S.), United States. Department of the Interior, 2001. South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System, U.S. Geological Survey open-file report. U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey.

Davis, A.C., Christensen, N.B., 2013. Derivative analysis for layer selection of geophysical borehole logs. Computers & Geosciences 60, 34–40. https://doi.org/10.1016/j.cageo.2013.06.015

de Coster, G.L., 1974. The Geology of the Central and South Sumatra Basins. Presented at the Thirtieth Annual Convention, Indonesian Petroleum Association (IPA).

EIA, U., 2016. International Energy Outlook 2016 290.

El-Din, E.S., Mesbah, M.A., Kassab, M.A., Mohamed, I.F., Cheadle, B.A., Teama, M.A., 2013. Assessment of petrophysical parameters of clastics using well logs: The Upper Miocene in El-Wastani gas field, onshore Nile Delta, Egypt. Petroleum Exploration and Development

40, 488–494. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60062-2

Fekete, P., Dosunmu, A., Ekpedekumo, R., Ayala, D., Bovwe, E., Ajiduah, S., 2015. Estimation Of Net Pay In Unconventional Gas Reservoirs, in: SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, Lagos, Nigeria. https://doi.org/10.2118/178262-MS

Ginger, D., 2005. The petroleum systems and future potential of the South Sumatra basin, in: Proc. Indon Petrol. Assoc., 30th Ann. Conv. Presented at the Thirtieth Annual Convention, Indonesian Petroleum Association (IPA). https://doi.org/10.29118/IPA.2226.05.G.039

Glover, P., 2014. The effect of clay on porosity and resistivity logs. In Petrophysics MSc Course Notes Chapt. 20.

Hasyim, A.R., 2011. Gas-Answer to Energy Challenges.

Herrmann, F.J., 1997. A scaling medium representation a discussion on well-logs, fractals and waves 307.

Kumar, K.C.H., 2010. On the Application of Simandoux and Indonesian Shaly Sand 11.

Mulyono, F.E., 2017. Analisa Continuous Wavelet Transform Pada Data Well log Untuk Identifikasi Litofasies. ITS 6.

North American Stratigraphy Code, 1983.

PetroChina, 2010. Well Completion Report.

Pratama, A.K., Mardiana, U., Mohamad, F., Akhmad, E., 2018. PENENTUAN ZONA HIDROKARBON FORMASI MENGGALA LAPANGAN “A” CEKUNGAN SUMATERA TENGAH BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA 7.

Purba, L.R., Mulyatno, B.S., Prof, J., Brojonegoro, S., Bandar, N., Geofisika, J.T., Unila, F.T., 2012. ESTIMASI KANDUNGAN SERPIH (Vsh), POROSITAS EFEKTIF (Ø e) DAN SATURASI AIR (Sw) UNTUK MENGHITUNG CADANGAN HIDROKARBON

PADA RESERVOAR LIMESTONE LAPANGAN " PRB " DI SUMATERA SELATAN MENGGUNAKAN DATA LOG DAN PETROFISIKA Well Logging merupakan metode pen.

Rider, M.H., 1999. Geological Interpretation of Well Logs.

Serra, O., 2004. Well Logging Data Acquisition and Applications 696.

Shedid, S.A., Saad, M.A., 2017. Comparison and sensitivity analysis of water saturation models in shaly sandstone reservoirs using well logging data. Journal of Petroleum Science and Engineering 156, 536–545. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.005

Vega, N.R., 2003. Reservoir Characterization Using Wavelet Transforms.

World Energy Council, 2016, 2016. World Energy Resources Full Report 2016.

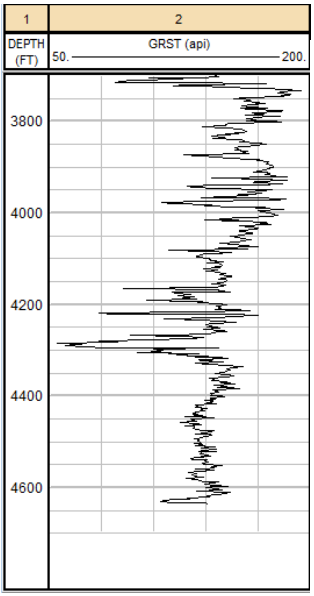
Worthington, P.F., 2009. Net Pay: What is it? What does it do? How do we quantify it? How do we use it? SPE 10.

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

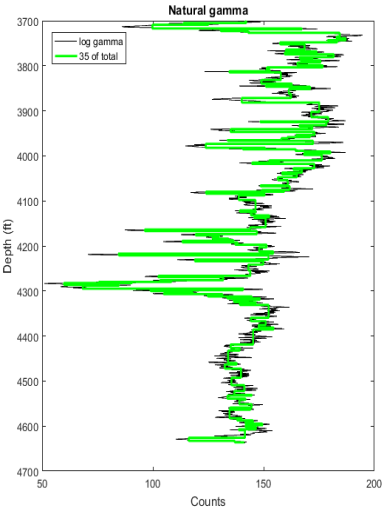
LAMPIRAN

Lampiran A. Batas Perlapisan

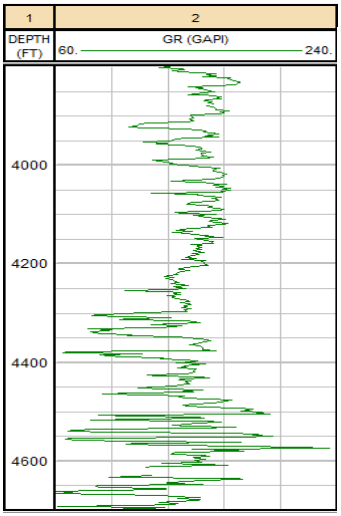
Plot log GR pada *software* IP 3.5 (a) dan plot log Gamma Ray dengan ekstrak 35% lapisan (b) pada Sumur NP 1, NP 2, P 1 dan P 3 secara berturut-turut.

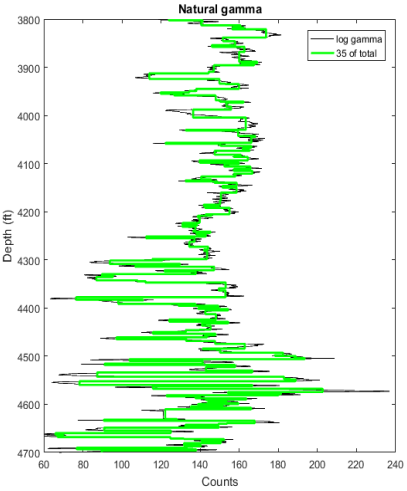


(a)

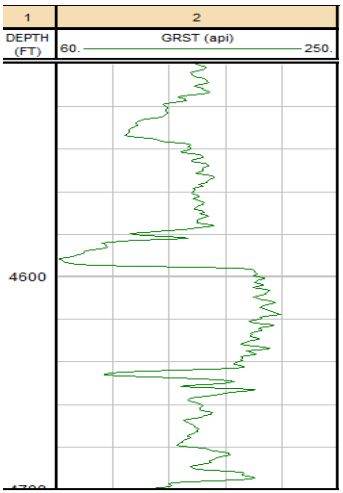


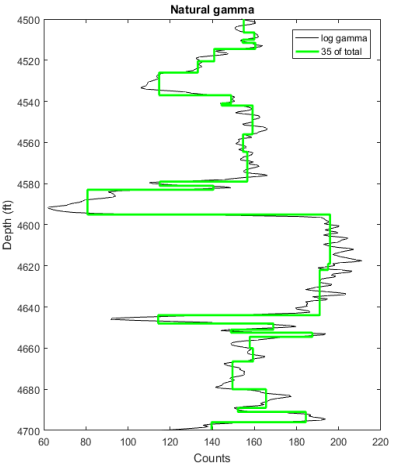
(b)


1
2
DEPTH (FT)
GR (GAPI)
60.
240.
4000
4200
4400
4600

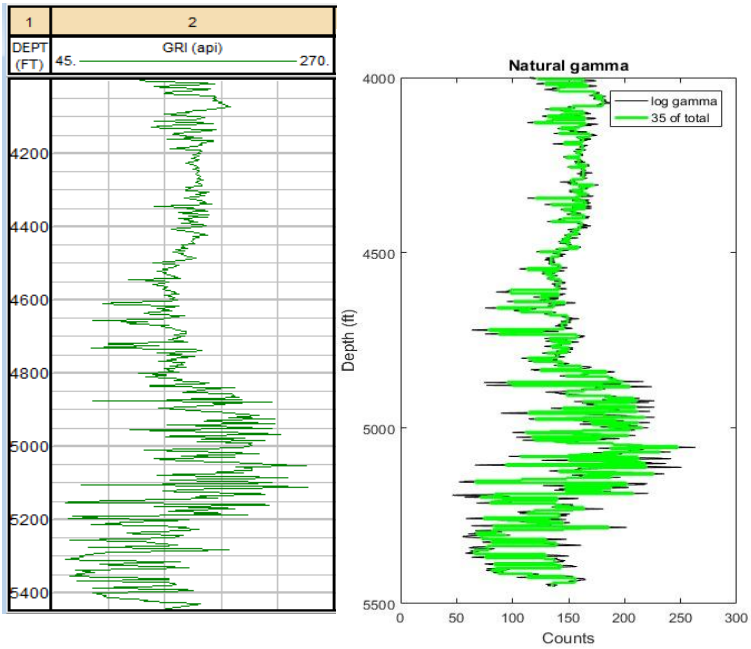

Natural gamma
log gamma
35 of total
Depth (ft)
Counts
3800
3900
4000
4100
4200
4300
4400
4500
4600
4700
60
80
100
120
140
160
180
200
220
240

(a) (b)


1
2
DEPTH (FT)
GRST (api)
60.
250.
4600


Natural gamma
log gamma
35 of total
Depth (ft)
Counts
4500
4520
4540
4560
4580
4600
4620
4640
4660
4680
4700
60
80
100
120
140
160
180
200
220

(a) (b)


1
2
DEPT (FT)
GRI (api)
45.
270.
4200
4400
4600
4800
5000
5200
5400
Natural gamma
log gamma
35 of total
Depth (ft)
4000
4500
5000
5500
0
50
100
150
200
250
300
Counts

(a) (b)

Lampiran B. Batas Perlapisan

Tabel batas perlapisan berdasarkan kedalaman (*Top and Bottom)* pada sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3.

No	Sumur				
	NP 1 (ft)	NP 2 (ft)	P 1 (ft)	P 2 (ft)	P 3 (ft)
1	3700	3800	4500	4400	4000
2	3701,5	3802,25	4506,5	4425	4004,75
3	3705	3806	4510	4427	4015
4	3707	3812,75	4511,5	4431,5	4020,5
5	3709	3814,75	4514,5	4434,5	4026,75
6	3717	3817,5	4520,5	4445	4039,75
7	3719	3819	4526	4448,5	4046,25
8	3723	3821	4537	4449,5	4051,75
9	3724,5	3838,25	4541	4452	4054,75
10	3727	3845,75	4542	4455	4061,75
11	3735	3854	4556	4469,5	4081,25
12	3739	3857,5	4564,5		4086,5
13	3743	3868	4579		4089
14	3744	3888,5	4581		4091,5
15	3748	3891,5	4583		4094
16	3752,5	3892,75	4595		4095,75
17	3764	3895,75	4619		4104,5
18	3768,5	3909,25	4622		4106,25
19	3771,5	3912,75	4644		4108,5
20	3774,5	3924,25	4648		4113
21	3781	3934	4651		4120,5
22	3783	3935	4652,5		4124
23	3785,5	3944,75	4654,5		4127,25
24	3788	3949,25	4660		4130,25
25	3793	3952,25	4666,5		4134,25
26	3799	3954,75	4680		4135,75
27	3803,5	3956,25	4689		4142,5
28	3808,5	3958,25	4691		4147
29	3812	3968,25	4696		4158,5
30	3814,5	3971,5	4699,5		4160,5
31	3831,5	3973,5			4170

32	3839,5	3981,75			4171,25
33	3844	3987,75			4184,25
34	3846,5	4004,5			4190,5
35	3852	4029,75			4209,75
36	3862,5	4031,5			4215,5
37	3871,5	4042,5			4225
38	3881,5	4045			4229,5
39	3902,5	4057			4242
40	3914	4058,75			4247,25
41	3923,5	4061,5			4254
42	3925	4063,25			4256,5
43	3932	4067			4290
44	3935	4071,5			4299
45	3940,5	4073,5			4301
46	3947	4081,5			4305
47	3953,5	4085,25			4307,75
48	3954,5	4086,25			4309
49	3958,5	4093,5			4310,75
50	3961	4098,25			4312,25
51	3965	4101			4320,5
52	3966,5	4106			4323,25
53	3973,5	4111,25			4325,25
54	3982	4115			4330
55	3983,5	4121			4335
56	3985,5	4123,75			4337
57	3989	4127			4343
58	3990,5	4133			4345
59	3994	4135			4350
60	3998	4137			4352
61	4010	4139			4361
62	4013,5	4140			4363,75
63	4015	4146,5			4369,5
64	4018	4149,75			4371
65	4027,5	4160,25			4375
66	4031	4176,5			4379,5
67	4037	4185,25			4389
68	4041	4187,75			4392,25

69	4047,5	4190,25			4401,5
70	4054	4192			4408
71	4065,5	4205,25			4410
72	4067,5	4207,25			4411,75
73	4075,5	4208,25			4424,5
74	4077	4211,75			4427,5
75	4079,5	4223,25			4433
76	4084	4227,5			4440,75
77	4088	4228,75			4448
78	4098	4231,25			4453,25
79	4121	4238,75			4458,25
80	4124	4241,5			4462,5
81	4125,5	4244			4466,75
82	4132	4247,75			4469,25
83	4136,5	4251,5			4471,75
84	4138	4255			4481,75
85	4158,5	4262,25			4488,25
86	4159,5	4272,75			4490
87	4163,5	4278,5			4496
88	4167	4281,5			4497,75
89	4173,5	4298,5			4510,75
90	4176,5	4299,75			4533,75
91	4179	4301,25			4543,75
92	4184	4308,5			4549
93	4186	4310,25			4553
94	4187	4314,25			4554,5
95	4188,5	4321,5			4558
96	4192	4324			4562,75
97	4195,5	4329,5			4570,75
98	4197,5	4332,75			4575,25
99	4203	4335,75			4587,75
100	4212,5	4342,5			4601
101	4217	4344,5			4605,5
102	4221	4347			4615,5
103	4230	4359			4623
104	4234	4363,75			4627
105	4241,5	4377,5			4637,75
106	4254,5	4382,75			4640

107	4266,5	4384,25			4644
108	4269,5	4391,25			4646,5
109	4276	4393			4655,25
110	4277,5	4395,25			4658,5
111	4280	4400			4662,75
112	4281	4402			4668,75
113	4282,5	4405			4673
114	4286,5	4412,75			4678
115	4288	4424			4700
116	4295	4428,5			4713,75
117	4298	4432			4717,75
118	4300	4436,75			4722
119	4302	4445			4725
120	4303	4446			4728,25
121	4305	4449,75			4730,25
122	4307	4453,5			4732,75
123	4309,5	4456,5			4743,5
124	4312	4458,25			4745
125	4315	4461			4750,75
126	4316,5	4464,75			4753
127	4319,5	4468,5			4758,5
128	4322	4474,5			4763,5
129	4324	4484,25			4764,75
130	4325	4485,75			4770
131	4327	4487			4777,75
132	4331	4492,75			4782,5
133	4359,5	4498,25			4784,5
134	4367	4499,75			4786,5
135	4375,5	4502,5			4799
136	4381	4503,75			4801,75
137	4385,5	4506,25			4808
138	4400,5	4510,25			4809,75
139	4419	4515,75			4819
140	4426,5	4518,25			4821,75
141	4432,5	4522,75			4831,75
142	4460	4530			4836,75
143	4463,5	4533,75			4841,25
144	4472,5	4542,75			4843,5

145	4492,5	4547,25			4849,75
146	4509	4548,75			4852,25
147	4522	4552			4860,25
148	4531	4559,75			4866
149	4532,5	4562,25			4868,25
150	4539	4567,75			4870,75
151	4541,5	4574,5			4876,25
152	4551,5	4577			4878,75
153	4559	4578,75			4882,75
154	4561	4579,5			4886,75
155	4563,5	4581,25			4888,5
156	4582,5	4583,25			4889,75
157	4584	4584,75			4893,75
158	4587,5	4587,5			4907,25
159	4592	4589,75			4910,25
160	4594,5	4591,25			4913,5
161	4598	4596			4917,5
162	4602	4597,5			4919,5
163	4607	4599,5			4923,25
164	4609	4600,75			4924,75
165	4626	4604,25			4927,5
166	4632,5	4607,25			4936,5
167	4636	4610,25			4941,75
168	4637,5	4630,5			4945
169		4631,75			4949
170		4634,25			4951
171		4639,25			4953,25
172		4640,5			4958,5
173		4642,25			4967
174		4646,25			4968
175		4648,5			4969,5
176		4654,75			4971
177		4659,75			4972
178		4663,5			4975,25
179		4664,75			4976,5
180		4668			4977,5
181		4671			4981,25
182		4672,25			4982,75

183		4674,25			4985,75
184		4676,25			4989,75
185		4680,75			4995
186		4685,5			4997,75
187		4687,25			4999,5
188		4688			5004,5
189		4690			5006
190		4693,5			5009,5
191		4695,75			5010,75
192		4699,75			5014
193					5015,5
194					5016,5
195					5018,25
196					5019,75
197					5021,5
198					5022,25
199					5024,25
200					5026,75
201					5030,75
202					5031,75
203					5033,25
204					5035,25
205					5036,5
206					5038,5
207					5040
208					5042,25
209					5047,25
210					5048,75
211					5049,75
212					5051,25
213					5056
214					5059,5
215					5061,75
216					5067
217					5068,75
218					5070,5
219					5074,5
220					5076,75

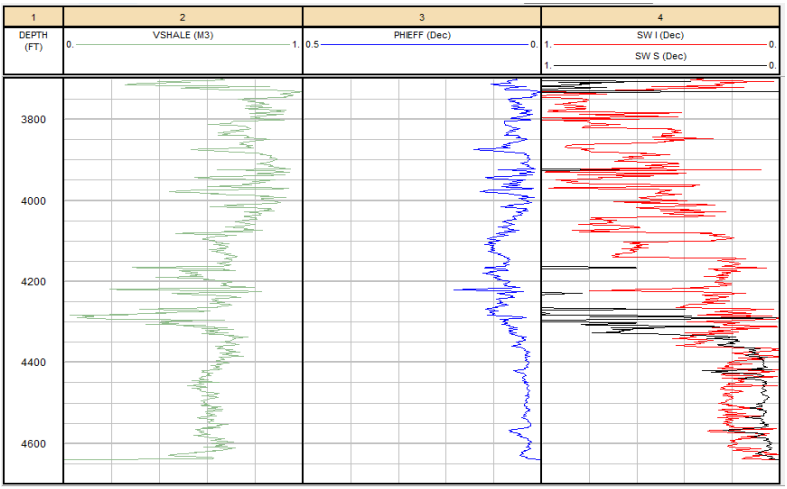
221					5079,5
222					5081,25
223					5088,5
224					5092,5
225					5094,5
226					5096
227					5098,75
228					5099,5
229					5102,5
230					5106,25
231					5112,75
232					5114,75
233					5120,5
234					5125
235					5127
236					5128,5
237					5131,5
238					5134,5
239					5135,75
240					5139
241					5141
242					5145
243					5150
244					5155,5
245					5162,5
246					5166,5
247					5171,75
248					5173,75
249					5175
250					5179,25
251					5182
252					5184,5
253					5186,75
254					5192,75
255					5195,25
256					5198
257					5205,5
258					5208

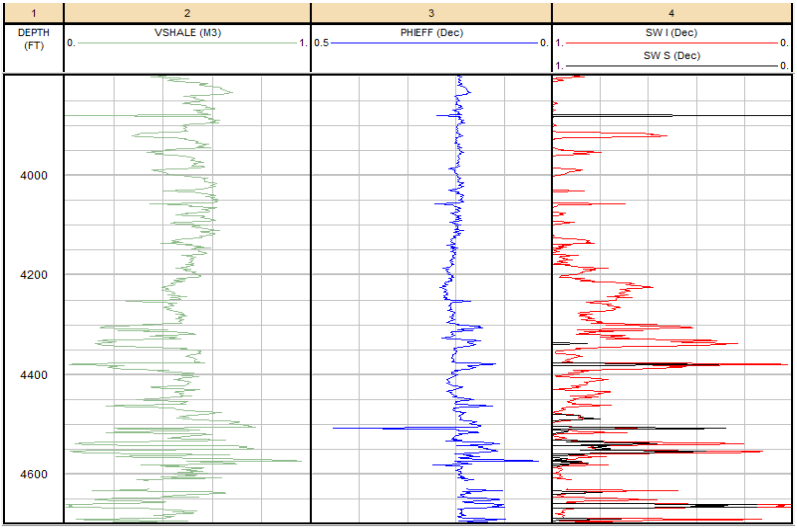
259					5209,75
260					5214,5
261					5219,75
262					5221,75
263					5223,75
264					5225,25
265					5231
266					5232,25
267					5234
268					5240
269					5241,75
270					5243,75
271					5254,5
272					5259
273					5261,25
274					5263
275					5265
276					5267,5
277					5271,5
278					5274
279					5277
280					5280,5
281					5284,25
282					5286,25
283					5289,5
284					5293,25
285					5296,5
286					5304
287					5305,5
288					5315,5
289					5322
290					5326,25
291					5335,5
292					5342,5
293					5347,75
294					5358,75
295					5366
296					5370

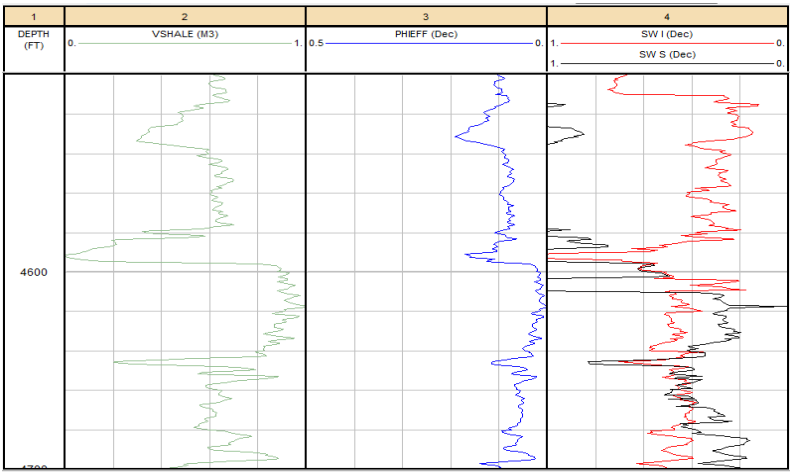
297					5372
298					5373
299					5385,25
300					5390
301					5399
302					5401,75
303					5403,25
304					5406,25
305					5410,5
306					5414,5
307					5416,25
308					5421
309					5423
310					5426,25
311					5440,25
312					5449,75

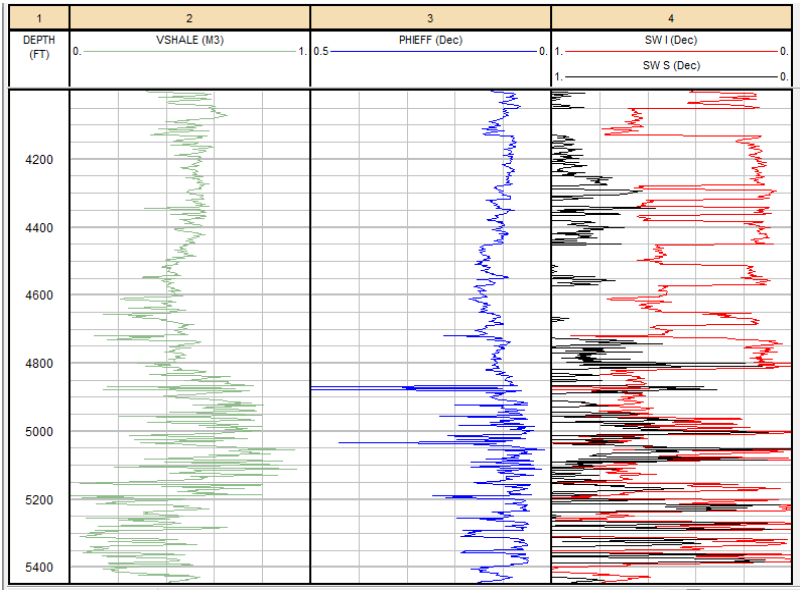
Lampiran C. Plot tiga parameter

Gambar plot dari tiga parameter yaitu, Vshale, porositas, SW Indonesia, dan SW Simandoux pada Sumur NP 1, NP 2, P 1 dan P 3 secara berturut-turut.



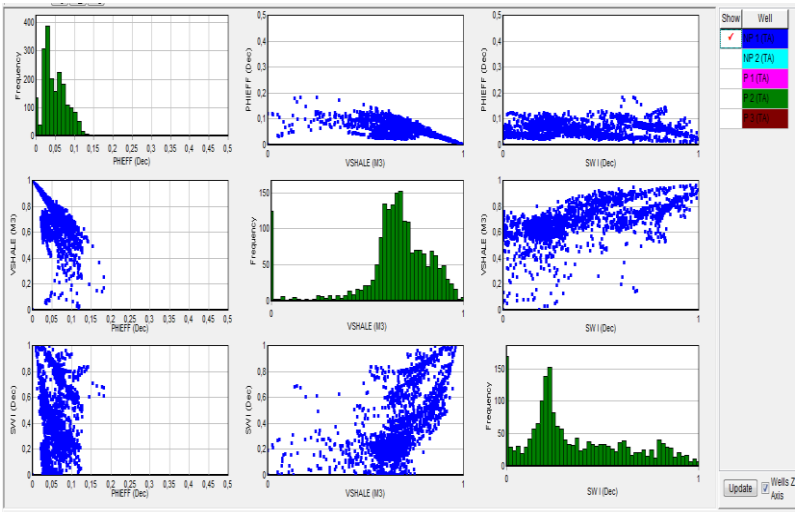


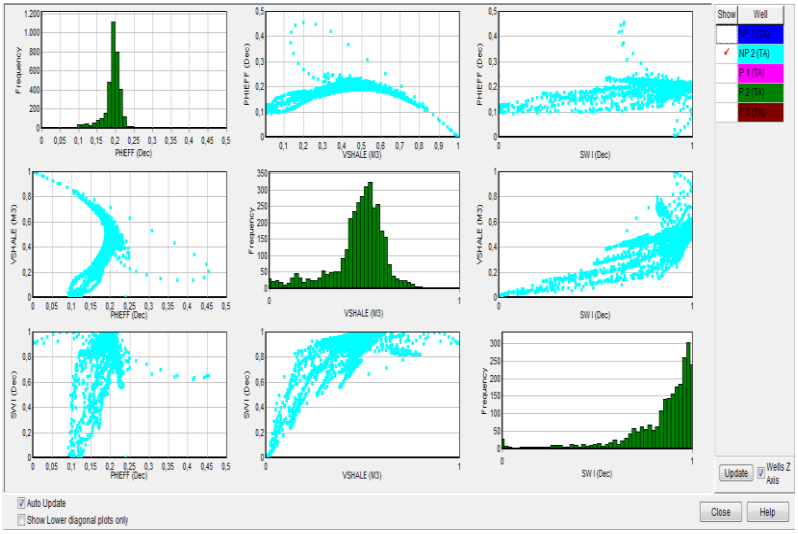

1
2
3
4
DEPTH (FT)
VSHALE (M3)
0.
1.
PHIEFF (Dec)
0.5
0.
SW I (Dec)
1.
0.
SW S (Dec)
1.
0.
4600

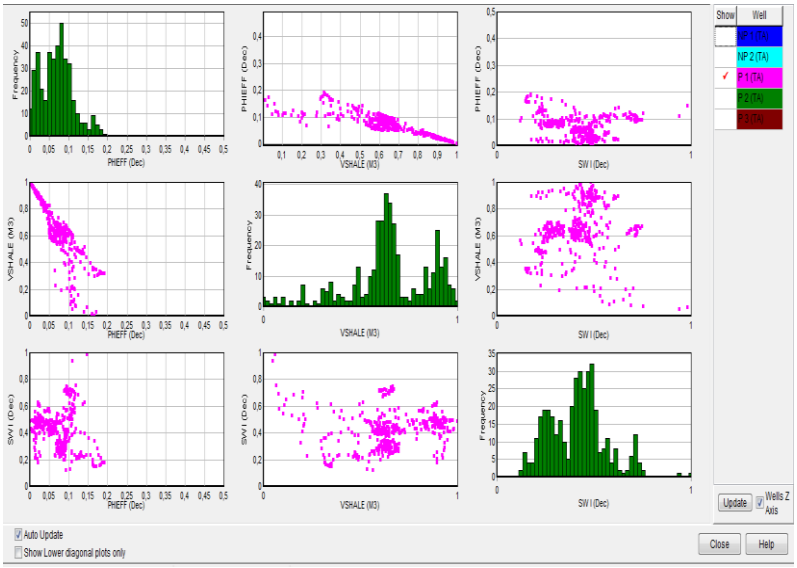

1
2
3
4
DEPTH (FT)
VSHALE (M3)
0.
1.
PHIEFF (Dec)
0.5
0.
SW I (Dec)
1.
0.
SW S (Dec)
1.
0.
4200
4400
4600
4800
5000
5200
5400

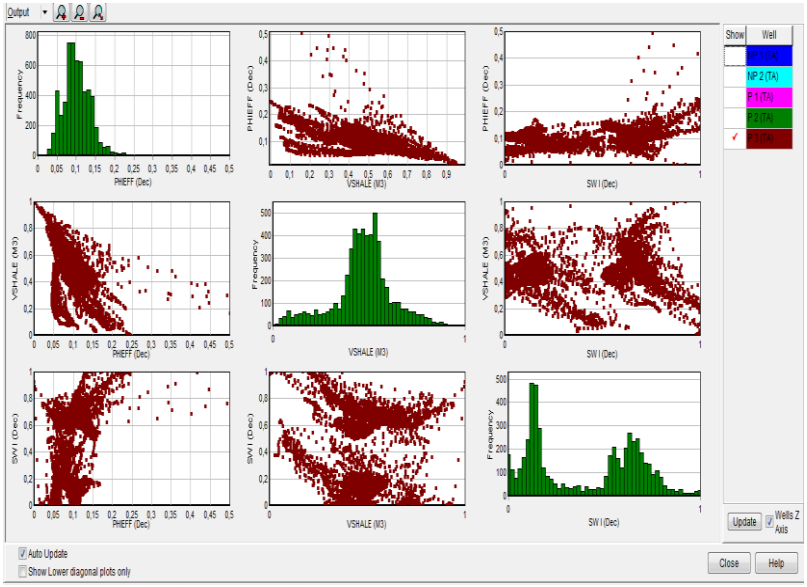
Lampiran D. *Cut Off*

Kurva *cross plot* untuk menentukan menentukan nilai *cut off* pada Sumur NP 1, NP 2, P 1 dan P 3 secara berturut-turut.






Frequency
PHIEFF (Dec)
VSHALE (M3)
SW I (Dec)
Show
Well
NP 1 (TA)
NP 2 (TA)
P 1 (TA)
P 2 (TA)
P 3 (TA)
Update
Wells Z Axis
Auto Update
Show Lower diagonal plots only
Close
Help


Output
Frequency
PHIEFF (Dec)
VSHALE (M3)
SW I (Dec)
Show
Well
NP 1 (TA)
NP 2 (TA)
P 1 (TA)
P 2 (TA)
P 3 (TA)
Update
Wells Z Axis
Auto Update
Show Lower diagonal plots only
Close
Help

Lampiran E. *Net Pay*

Tabel net pay total pada Sumur NP 1, NP 2, P 1, P 2 dan P 3.

Sumur	Lapisan	Top (ft)	Bottom (ft)	Gross	Net (ft)	N/G
NP 1	5	3709	3717	8	2	0,25
	53	3973,5	3982	8,5	5,5	0,647
	86	4159,5	4163,5	4	0,25	0,063
	87	4163,5	4167	3,5	3,25	0,929
	89	4173,5	4176,5	3	0,5	0,167
	95	4188,5	4192	3,5	1,5	0,429
	100	4212,5	4217	4,5	0,25	0,056
	101	4217	4221	4	0,75	0,188
	103	4230	4234	4	0,5	0,125
	106	4254,5	4266,5	12	0,75	0,063
	107	4266,5	4269,5	3	3	1
	108	4269,5	4276	6,5	1	0,154
	109	4276	4277,5	1,5	1,5	1
	110	4277,5	4280	2,5	0,25	0,1
	112	4281	4282,5	1,5	0,75	0,5
	113	4282,5	4286,5	4	2,75	0,688
Total					**24,5**	
NP 2	13	3868	3888,5	20,5	1,25	0,061
	19	3912,75	3924,25	11,5	7,25	0,63
	75	4223,25	4227,5	4,25	2	0,471
	89	4298,5	4299,75	1,25	1	0,8
	91	4301,25	4308,5	7,25	5,25	0,724
	96	4324	4329,5	5,5	0,13	0,023
	97	4329,5	4332,75	3,25	3,25	1
	98	4332,75	4335,75	3	3	1
	99	4335,75	4342,5	6,75	6,75	1
	100	4342,5	4344,5	2	0,13	0,063
	105	4377,5	4382,75	5,25	4,88	0,929
	106	4382,75	4384,25	1,5	0,25	0,167
	107	4384,25	4391,25	7	4,38	0,625
	138	4510,25	4515,75	5,5	0,75	0,136
	139	4515,75	4518,25	2,5	0,75	0,3
	143	4533,75	4542,75	9	5,5	0,611

	147	4552	4559,75	7,75	5,5	0,71
	169	4631,75	4634,25	2,5	0,75	0,3
	175	4648,5	4654,75	6,25	1,75	0,28
	177	4659,75	4663,5	3,75	3,13	0,833
	178	4663,5	4664,75	1,25	1,25	1
	179	4664,75	4668	3,25	1,88	0,577
	189	4690	4693,5	3,5	2,25	0,643
	191	4695,75	4699,75	4	1,38	0,344
Total					**64,38**	
	5	4514,5	4520,5	6	2,25	0,375
	6	4520,5	4526	5,5	5,5	1
	7	4526	4537	11	10,75	0,977
P 1	13	4579	4581	2	1,5	0,75
	15	4583	4595	12	4	0,333
	19	4644	4648	4	1	0,25
	29	4696	4699,5	3,5	0,75	0,214
Total					**25,75**	
	1	4400	4425	25	12,25	0,49
P 2	2	4425	4427	2	2	1
	3	4427	4431,5	4,5	3,25	0,722
Total					**17,5**	
	1	4000	4004,75	4,75	4,13	0,868
	3	4015	4020,5	5,5	1,5	0,273
	5	4026,75	4039,75	13	3,5	0,269
	33	4184,25	4190,5	6,25	0,75	0,12
	40	4247,25	4254	6,75	0,13	0,019
	41	4254	4256,5	2,5	0,38	0,15
	43	4290	4299	9	4,13	0,458
	44	4299	4301	2	0,75	0,375
P 3	45	4301	4305	4	2,63	0,656
	51	4320,5	4323,25	2,75	0,25	0,091
	53	4325,25	4330	4,75	1,5	0,316
	56	4337	4343	6	1,88	0,313
	57	4343	4345	2	2	1
	58	4345	4350	5	0,38	0,075
	60	4352	4361	9	0,38	0,042
	61	4361	4363,75	2,75	2,38	0,864
	64	4371	4375	4	0,13	0,031

	65	4375	4379,5	4,5	1,13	0,25
	66	4379,5	4389	9,5	2,75	0,289
	67	4389	4392,25	3,25	0,25	0,077
	69	4401,5	4408	6,5	6,38	0,981
	70	4408	4410	2	2	1
	71	4410	4411,75	1,75	1,75	1
	72	4411,75	4424,5	12,75	0,63	0,049
	74	4427,5	4433	5,5	0,38	0,068
	75	4433	4440,75	7,75	3,5	0,452
	76	4440,75	4448	7,25	0,25	0,034
	77	4448	4453,25	5,25	5,25	1
	78	4453,25	4458,25	5	3,75	0,75
	79	4458,25	4462,5	4,25	4,25	1
	80	4462,5	4466,75	4,25	4,25	1
	81	4466,75	4469,25	2,5	2,5	1
	82	4469,25	4471,75	2,5	2,5	1
	83	4471,75	4481,75	10	9,63	0,962
	84	4481,75	4488,25	6,5	0,63	0,096
	85	4488,25	4490	1,75	1,75	1
	86	4490	4496	6	5,13	0,854
	88	4497,75	4510,75	13	11,63	0,894
	89	4510,75	4533,75	23	23	1
	90	4533,75	4543,75	10	9,63	0,962
	92	4549	4553	4	3,63	0,906
	93	4553	4554,5	1,5	1,5	1
	94	4554,5	4558	3,5	3,5	1
	95	4558	4562,75	4,75	4,75	1
	96	4562,75	4570,75	8	8	1
	97	4570,75	4575,25	4,5	4,5	1
	98	4575,25	4587,75	12,5	12,5	1
	99	4587,75	4601	13,25	13,25	1
	100	4601	4605,5	4,5	4,5	1
	101	4605,5	4615,5	10	0,13	0,013
	102	4615,5	4623	7,5	7,38	0,983
	103	4623	4627	4	2,63	0,656
	104	4627	4637,75	10,75	6,75	0,628
	106	4640	4644	4	2,63	0,656
	107	4644	4646,5	2,5	2,5	1

	108	4646,5	4655,25	8,75	8,75	1
	109	4655,25	4658,5	3,25	3,25	1
	110	4658,5	4662,75	4,25	4,25	1
	111	4662,75	4668,75	6	6	1
	113	4673	4678	5	5	1
	114	4678	4700	22	19,5	0,886
	115	4700	4713,75	13,75	13,75	1
	116	4713,75	4717,75	4	3,38	0,844
	119	4725	4728,25	3,25	2,88	0,885
	120	4728,25	4730,25	2	2	1
	121	4730,25	4732,75	2,5	2,5	1
	122	4732,75	4743,5	10,75	0,13	0,012
	124	4745	4750,75	5,75	4,63	0,804
	125	4750,75	4753	2,25	0,88	0,389
	126	4753	4758,5	5,5	2,5	0,455
	127	4758,5	4763,5	5	4,13	0,825
	128	4763,5	4764,75	1,25	1,25	1
	129	4764,75	4770	5,25	5,25	1
	130	4770	4777,75	7,75	7,75	1
	131	4777,75	4782,5	4,75	4,75	1
	132	4782,5	4784,5	2	1,63	0,813
	133	4784,5	4786,5	2	0,63	0,313
	134	4786,5	4799	12,5	12,5	1
	135	4799	4801,75	2,75	2,75	1
	136	4801,75	4808	6,25	6,25	1
	137	4808	4809,75	1,75	1,75	1
	138	4809,75	4819	9,25	9,25	1
	139	4819	4821,75	2,75	0,88	0,318
	176	4971	4972	1	0,13	0,125
	177	4972	4975,25	3,25	3,13	0,962
	220	5076,75	5079,5	2,75	0,63	0,227
	221	5079,5	5081,25	1,75	0,38	0,214
	243	5150	5155,5	5,5	4,75	0,864
	259	5209,75	5214,5	4,75	0,25	0,053
	279	5277	5280,5	3,5	0,25	0,071
	287	5305,5	5315,5	10	0,75	0,075
Total					**356,13**	

BIODATA PENULIS

Penulis bernama Nur Laili Maulidiyah (Lilid) merupakan bungsu dari tiga bersaudara. Lahir di Gresik 23 Mei 1999. Riwayat pendidikan penulis antara lain MI Al-Asyhar Sungonlegowo, MTs Al-Asyhar Sungonlegowo, dan SMAN 1 Sidayu serta diterima di Departemen Fisika ITS pada tahun 2016 dengan NRP 01111640000007.

Semasa kuliah penulis aktif dalam organisasi di *social development* (SocDev) HIMASIKA ITS dan di *Research and Technology* (RnT) SM IAGI ITS. Penulis juga pernah menjadi Finalis *Quick Smart Competition* dalam acara Brawijaya Geophysics Festival (BGF UB) 2019 dan mengikuti kegiatan *Study Excursion* 2019 di Singapura yang diselenggarakan oleh ITS International Office. Selain itu, penulis juga memiliki pengalaman Kerja Praktek (KP) di PT. Pertamina RU IV Cilacap pada tahun 2019 dengan judul Analisis dan Pemodelan Kondisi Air Tanah Pada Sumur Pantau di Lingkungan Pertamina RU IV Cilacap dan menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul Estimasi *Net Pay* Pada Lapangan "P" menggunakan data milik PT. PetroChina International Jabung.

Penulis terbuka terhadap kritik dan saran, pembaca dapat mengirim pesan ke nurlailymaulidiyah@gmail.com