

Identifikasi Prospek Hidrokarbon Menggunakan Metode Inversi Simultan Pada Lapangan Teapot Dome, Wyoming

Identification of Hydrocarbon Prospects Using Simultaneous Inversion Method at Teapot Dome Field, Wyoming

Muhammad Ilham Al Haj¹, Ida Herawati^{1*}

¹Teknik Geofisika Universitas Pertamina; Teuku Nyak Arief Jakarta ; telp : (021) 29044308

Article history:

Received 04 June 2023

Accepted 13 November 2023

Keywords:

Simultaneous inversion;
lambda-rho; *mu-rho*.

Correspondent author:

iherawati76@gmail.com

Abstrak. Formasi First Wall Creek dan Second Wall Creek merupakan interval reservoir di Lapangan Teapot Dome, Wyoming, Amerika Serikat. Untuk mengetahui persebaran litologi dan jenis fluida pada formasi tersebut, pada penelitian ini dilakukan pemetaan atribut seismik dengan proses inversi. Metode inversi simultan diaplikasikan pada data *angle gather* untuk mendapatkan nilai atribut dari reservoir First Wall Creek (F1WC) dan Second Wall Creek (F2WC). Analisis *crossplot* dari data log empat sumur menunjukkan bahwa atribut impedansi P, V_p/V_s , λ - ρ , dan μ - ρ dapat membedakan zona reservoir dan non-reservoir. Proses inversi simultan hanya menghasilkan volum impedansi P, impedansi S, dan densitas sehingga diperlukan perhitungan atribut LMR (λ - μ - ρ). Dari analisis *crossplot* dan hasil inversi, dilakukan interpretasi persebaran litologi dan fluida. Untuk reservoir F1WC, daerah dengan nilai λ - ρ < 32.2 Gpa*g/cc menunjukkan daerah *sandstone* dengan V_p/V_s ratio < 1.77 menunjukkan terinklusi *brine*. Pada zona F2WC, daerah λ - ρ < 33 Gpa*g/cc menunjukkan daerah *sandstone* sementara daerah yang terinklusi *oil* memiliki *P-impedance* < 30000 ft/s*g/cc dan V_p/V_s ratio < 1.8. Dari peta atribut tersebut keberadaan reservoir *oil* di interval F2WC berada di barat laut dari daerah penelitian.

Abstract. First Wall Creek and Second Wall Creek formation is reservoir interval at Teapot Dome Field, Wyoming, USA. To determine lithology and fluid type distribution in this formation, this study conducts seismic attributes mapping using inversion process. Simultaneous inversion is applied to angle gather data to obtain seismic attribute values for First Wall Creek (F1WC) and Second Wall Creek (F2WC) reservoirs. Cross-plot analysis shows that *P-impedance*, V_p/V_s ratio, λ - ρ and μ - ρ attributes can distinguish reservoir zone from non-reservoir zone. Simultaneous inversion results are *P-impedance*, *S-impedance*, and density volume, therefore LMR (λ - μ - ρ) attributes calculation is needed. From cross-plot analysis and inversion

results, lithology and fluid distribution are interpreted. For F1WC reservoir zone, $\lambda\text{-}\rho < 32.2 \text{ Gpa}^*\text{g/cc}$ indicate sandstone areas with V_p/V_s ratio < 1.77 indicate brine inclusions. For F2WC zone, $\lambda\text{-}\rho < 33 \text{ Gpa}^*\text{g/cc}$ indicate sandstone area and oil-inclusion area is indicated by $P\text{-impedance} < 30000 \text{ ft/s}^*\text{g/cc}$ and V_p/V_s ratio < 1.8 . From attributes maps, oil reservoir in F2WC zone is possible accumulated at northwest part of study area.

© 2023 JRGI (Jurnal Rekayasa Geofisika Indonesia)

1. PENDAHULUAN

Lapangan Teapot Dome, Cekungan Powder River, Wyoming, Amerika Serikat merupakan salah satu daerah penghasil hidrokarbon. Data geofisika Teapot Dome seperti data seismik dan data pendukung seperti data sumur dibuka untuk umum oleh U.S. Department of Energy dan The Rocky Mountain Oilfield Testing Center (RMOTC). Oleh karena itu sudah banyak penelitian di lapangan Teapot Dome yang ditujukan untuk mengetahui karakterisasi reservoir di beberapa formasi dengan menggunakan metode ekstraksi atribut seismik.

Atribut seismik diekstraksi untuk meningkatkan prediksi persebaran reservoir (Barnes, 2016). Beberapa atribut seismik yang sering diekstrak antara lain atribut kompleks, RMS amplitudo dan akustik impedansi. Untuk mendapatkan volum akustik impedansi dilakukan proses inversi yang memerlukan data sumur. Metode inversi sangat berguna dalam mendeskripsikan dan mengkarakterisasi properti reservoir. Atribut akustik impedansi memberikan informasi mengenai properti per lapisan (Latimer dkk., 2000).

Beberapa penelitian yang melibatkan ekstraksi atribut seismik telah dilakukan untuk memperoleh informasi tentang reservoir di lapangan Teapot Dome. Ryka dkk (2021) mencari persebaran reservoir di lapangan Teapot Dome pada Formasi Tensleep dengan metode atribut seismik *instantaneous frequency*. Hasil penelitian menunjukkan zona reservoir tersebar secara lateral pada bagian selatan dari lapangan tersebut. Kaliandra dkk (2019) menggunakan metode inversi *post-stack* dan geostatistik untuk karakterisasi reservoir pada Formasi Lakota dan menyimpulkan bahwa porositas yang tinggi berada di daerah barat laut dengan nilai impedansi sebesar 28000 $\text{ft/s}^*\text{g/cc}$ hingga 36000 $\text{ft/s}^*\text{g/cc}$. Zain dkk (2017) melakukan penelitian dengan menggunakan metode multiatribut dan inversi *post-stack* untuk memprediksi porositas pada Formasi First Wall Creek. Hasil penelitian menunjukkan zona F1WC hingga F2WC memiliki nilai impedansi 27000 – 34000 dengan porositas 8-11%. Jafri dkk (2018) menggunakan inversi *post-stack* pada Formasi Tensleep Sandstone. Penelitian ini menyimpulkan keberadaan zona *prospective*

hydrocarbon-bearing di timur Lapangan Teapot Dome dengan nilai RMS *amplitude* yang cenderung naik dan nilai impedansi akustik yang rendah. Pada penelitian-penelitian di atas, penyebaran keberadaan reservoir ataupun porositas reservoir dilakukan dengan mengekstrak atribut seismik termasuk impedansi akustik dengan menggunakan inversi data *post-stack*.

Pada penelitian ini metode inversi akan diaplikasikan pada data *pre-stack* dengan menggunakan inversi simultan. Penggunaan data *pre-stack* dimaksudkan untuk mendapatkan informasi mengenai kandungan fluida reservoir yang bisa diperoleh dengan melibatkan informasi pada sudut non-zero offset. Keluaran dari inversi simultan adalah volum P-impedansi, S-impedansi dan densitas. Dari ketiga volum tersebut, dapat dihitung V_p/V_s ataupun parameter λ - μ - ρ (Goodway dkk, 1997). Dengan melakukan inversi seismik *pre-stack*, diharapkan akan diperoleh persebaran litologi dan kandungan fluida reservoir di lapangan Teapot Dome.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Daerah Penelitian

Teapot Dome merupakan daerah yang memiliki struktur antiklin, yang berlokasi di sebelah ujung arah barat daya dari Cekungan Powder River, Wyoming, USA. Teapot Dome didominasi oleh formasi batupasir yang sudah mengalami deformasi yang masif. Batuan di Teapot Dome tersusun atas lapisan di Era Paleozoic yang menutupi dasar Precambrian yang terdiri atas perlapisan sedimen laut yang terevaporasi, batupasir tipis, *limestone shale*, pada lingkungan pengendapan *interdune*, *dune*,

dan marine (Dolton dan Fox, 1995). **Gambar 1** memperlihatkan kolom stratigrafi dari lapangan Teapot Dome. Produksi minyak berasal dari sembilan reservoir yang berbeda mulai dari Formasi Tensleep yang berumur Pennsylvanian sampai ke Formasi Shannon yang berumur Upper Cretaceous. *Source rock* utama berasal dari Formasi Permian Phosphoria dan Mowry Shale (Momper dan Williams, 1984).

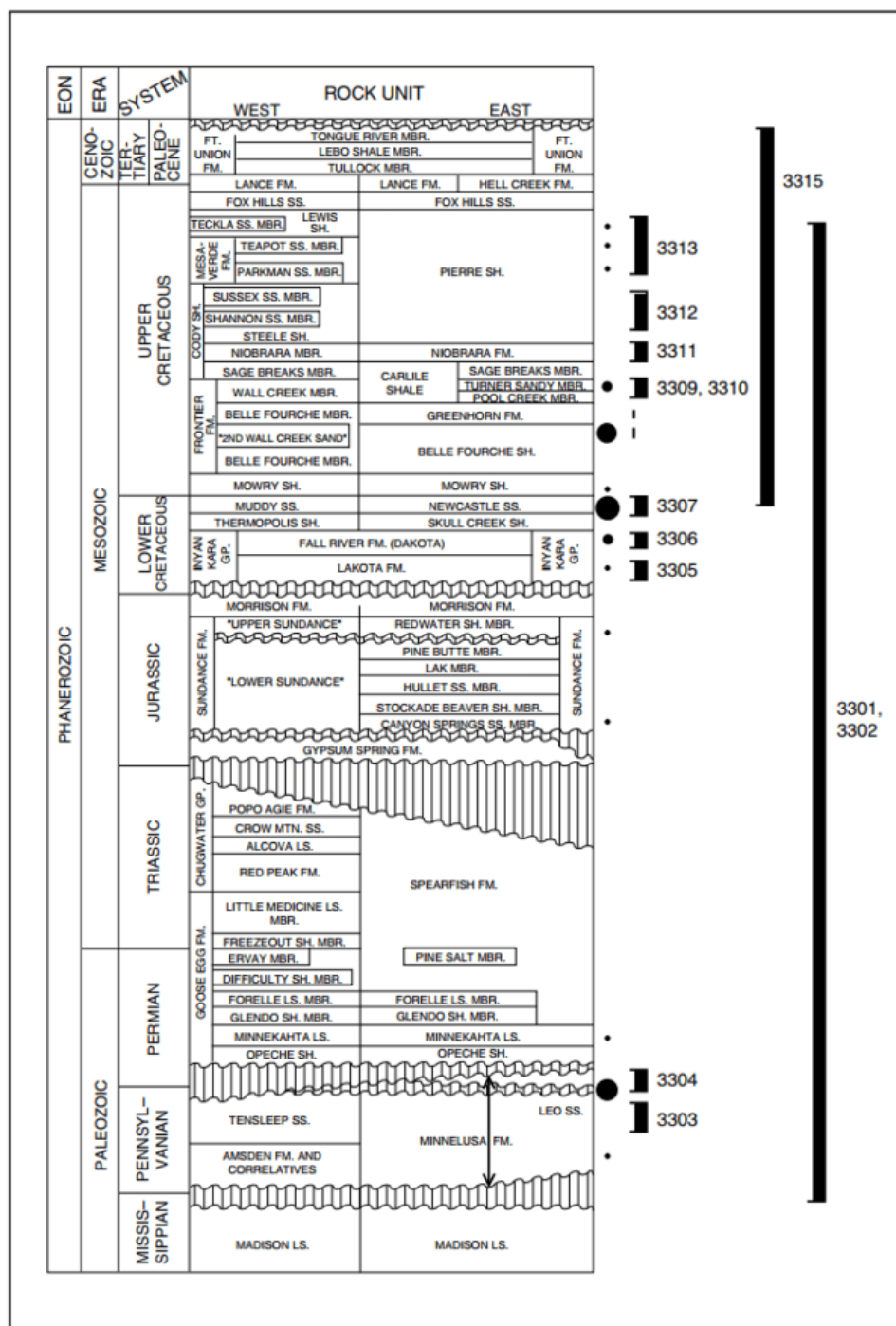
Produksi utama untuk umur Cretaceous berasal dari anggota Second Wall Creek dari Formasi Frontier dan Shannon sandstone dari Formasi Cody Shale. Anggota dari Niobrara shale, Steele shale, sandstone dari Thermopolis shale, Muddy Sandstone, dan Dakota Sandstone juga merupakan reservoir hidrokarbon di lapangan Teapot Dome (Dennen dkk, 2005). Penelitian ini berfokus pada reservoir dari Formasi Frontier yaitu First Wall Creek dan Second Wall Creek sandstone. Jebakan dari formasi ini adalah stratigrafi yang merupakan bagian dari sekuen progradasi batuan klastik dari barat. Reservoir individu tidak menerus dengan porositas rata-rata 10-15% dan ketebalan berkisar antara 4 – 130 ft (Dolton dan Fox, 1995).

2.2. Metode Inversi Simultan

Inversi simultan merupakan suatu proses inversi pada data *gather* ataupun *angle stack* untuk memperoleh keluaran berupa *acoustic impedance* (Z_p), *shear impedance* (Z_s), dan densitas (ρ). Berdasarkan Simmons & Backus (1996), hubungan antara ketiga output tersebut adalah sebagai berikut:

$$\ln(Z_s) = k \ln(Z_p) + k_c + \Delta L_S \quad (1)$$

$$\ln(\rho) = m \ln(Z_p) + m_c + \Delta L_D \quad (2)$$



Gambar 1 Kolom Stratigrafi Lapangan Teapot Dome (Dolton dan Fox, 1995)

dimana k , k_c , m , dan m_c adalah koefisien yang ditentukan melalui regresi linier data sumur (Hampson dkk, 2005).

Dengan memodifikasi persamaan (1) dan (2) yang dikombinasikan dengan persamaan Aki-Richard diperoleh persamaan sebagai berikut:

$$T(\theta) = \tilde{c}_1 W(\theta) D L_P + \tilde{c}_2 W(\theta) D \Delta L_S + c_3 W(\theta) D \Delta L_D \quad (3)$$

Dimana:

T : Trace

W : Wavelet

D : Operator diferensial

θ : Sudut datang

L_P : Logaritma natural impedansi P

L_S : Logaritma natural impedansi S

L_D : Logaritma natural densitas

Dari persamaan (3) dilakukan pendekatan untuk melengkapi *low frequency* pada metode inversi yaitu dengan membuat *initial model* dengan persamaan sebagai berikut:

$$[L_P \ \Delta L_S \ \Delta L_D]^T = [\log(Z_P) \ 0 \ 0]^T \quad (4)$$

Selanjutnya dilakukan iterasi pada persamaan (4) dengan tujuan memperoleh eror terkecil hingga didapatkan nilai *acoustic impedance* (Z_P), *shear impedance* (Z_S), dan densitas (ρ) dengan persamaan sebagai berikut.

$$Z_P = \exp(L_P) \quad (5)$$

$$Z_S = \exp(kL_P + k_c + \Delta L_S) \quad (6)$$

$$\rho = \exp(mL_P + m_c + \Delta L_D) \quad (7)$$

3. METODE PENELITIAN

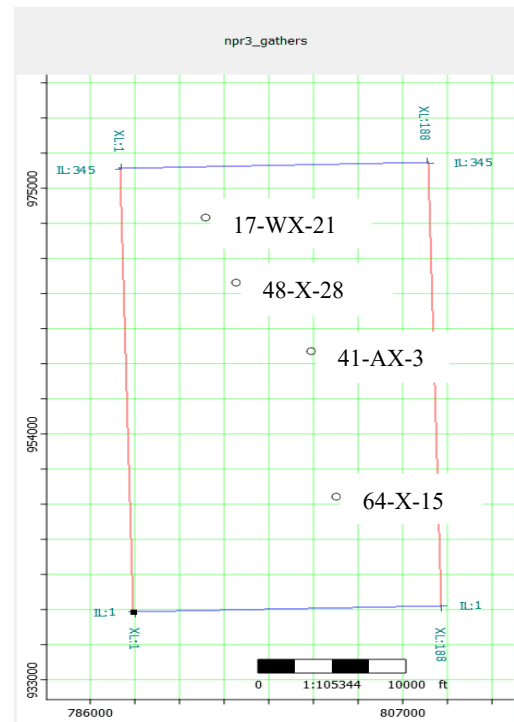
3.1. Data

Data yang digunakan adalah *dataset* dari RMOTC Geodatabase. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *pre-stack gather* yakni PSTM *gather* dengan *inline* 1 – 345, *xline* 1 – 188, *sample rate* 2 ms, TWT antara 0 – 4096 (ms) dengan minimum *offset* 100 *feet* dan *offset max* 19276 *feet*.

Pada penelitian ini tersedia data tabel kecepatan yang berisikan informasi data *Common Depth Point* (CDP) termasuk waktu tempuh *two-way time* dan *average velocity* pada titik tersebut di beberapa kedalaman. Data ini digunakan untuk melakukan proses *Super Gather* yang akan digunakan untuk

menghasilkan data *Angle Gather*, *Angle Stack*, dan *CDP Stack*.

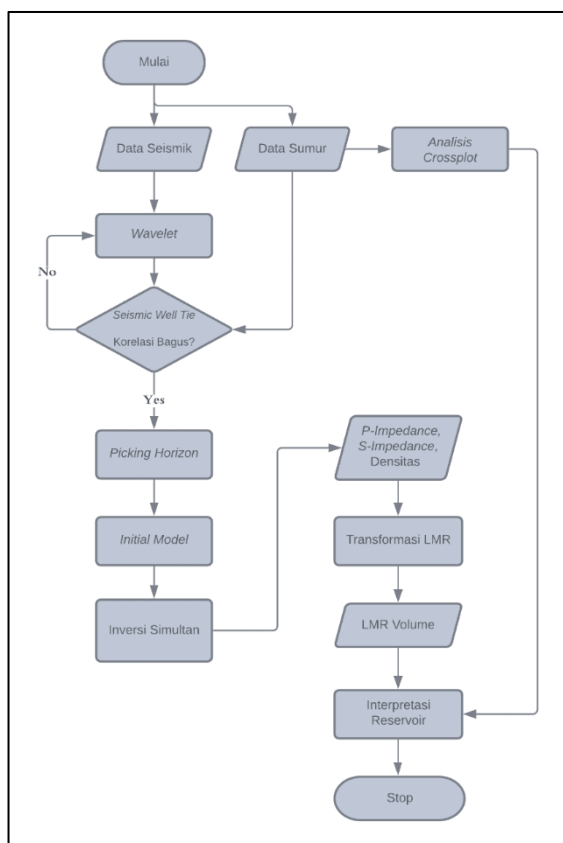
Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah 4 sumur yaitu sumur 17-WX-21, 48-X-28, 41-AX-3, dan 64-X-15 dengan data log yang tersedia adalah log *gamma ray*, log SP, log *caliper*, log *sonic*, log densitas, log *neutron porosity*, dan log resistivitas. Pada penelitian ini tidak tersedia log kecepatan gelombang S (V_s) sehingga perlu dilakukan estimasi V_s agar syarat metode inversi simultan terpenuhi. **Gambar 2** memperlihatkan peta dasar dari data seismik dan sumur di daerah penelitian.



Gambar 2 Peta Dasar Daerah Penelitian

3.2. Pengolahan Data

Alur pengolahan data pada penelitian ini ditunjukkan oleh **Gambar 3**.



Gambar 3 Diagram Alir Penelitian

3.2.1. Analisis Sensitivitas

Pada analisis ini dilakukan *crossplot* parameter elastik dari data sumur untuk mendapatkan informasi pemisahan litologi ataupun kandungan fluida pada zona *interest*. Dengan analisis tersebut bisa ditentukan atribut seismik yang cocok untuk interpretasi reservoir selanjutnya. Parameter elastik yang umum digunakan antara lain *P-impedance*, *S-impedance*, *Vp/Vs*, *Lambda-rho*, *Mu-rho*.

3.2.2. Low Frequency Model

Low frequency model merupakan model yang dibentuk dengan frekuensi rendah dari data sumur yang berupa log kecepatan gelombang-P, log kecepatan gelombang-S, dan log densitas. Penambahan *low frequency model* dilakukan untuk memperluas spektrum data seismik (Maurya dkk., 2020). Pada

penelitian ini, nilai *cut-off* frekuensi yang digunakan pada model berkisar dari 5-15 Hz.

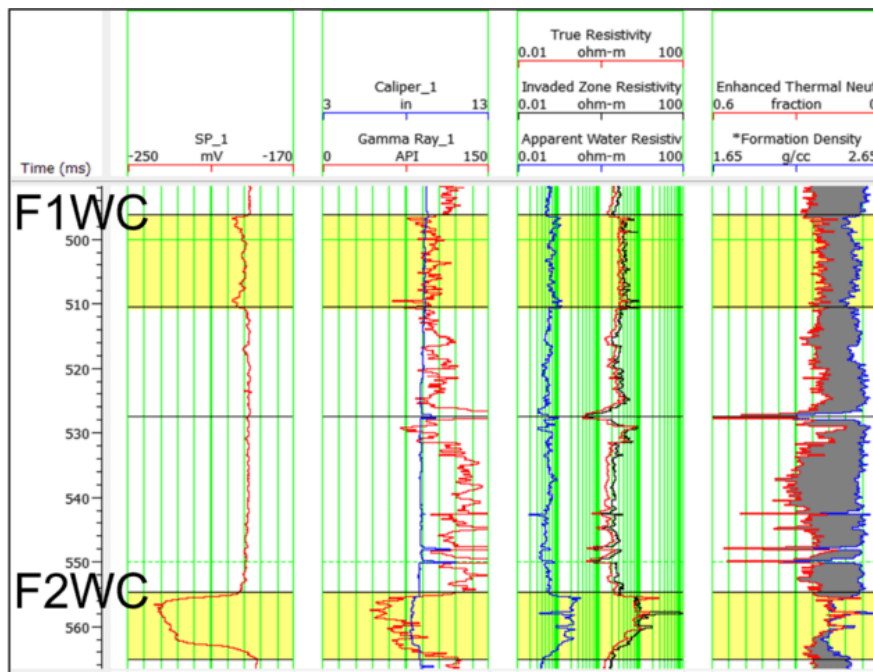
3.2.3. Inversi

Dalam penelitian ini, digunakan *wavelet statistical* dari ekstraksi seismik dari rentang waktu 400-800 ms dengan panjang *wavelet* 100 ms dan diperoleh frekuensi dominan 20 Hz pada seismik *partial stack* (*near stack*, *mid stack*, *far stack*). Setelah itu, dilakukan penyesuaian parameter inversi simultan. Dengan melakukan *crossplot* dari data sumur akan diperoleh komponen regresi dan *intercept* berupa $\ln(Z_p)$ dengan $\ln(Z_n)$ dan $\ln(Z_p)$ dengan $\ln(D_n)$. Komponen-komponen ini nantinya akan digunakan pada proses inversi. Parameter lain yang harus disesuaikan dalam proses inversi adalah jumlah iterasi yang dilakukan, nilai *pre-whitening*, dan rentang jendela inversi.

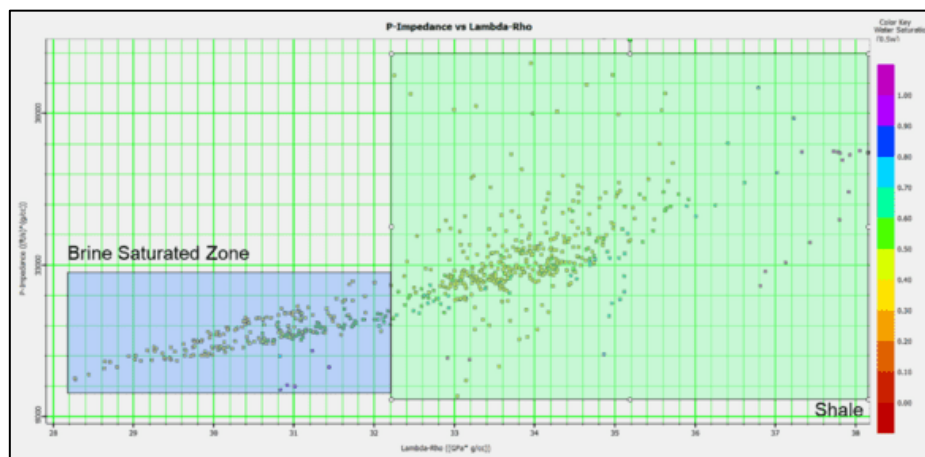
4. HASIL DAN PEMBAHASAN

1.1. Analisis Log Sumur

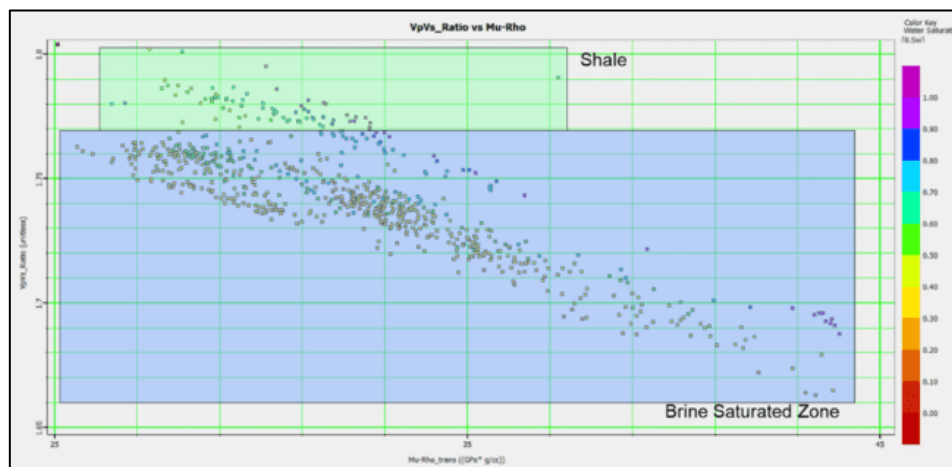
Sumur 48-X-28 menjadi sumur utama dalam menganalisis respons data-data log seperti SP, *gamma ray*, *caliper*, resistivitas, densitas, dan *neutron porosity*. Reservoir interval berada di dua zona yaitu dari F1WC-F1WCBase dan F2WC-F2WCBase (Gambar 4). Analisis log pada zona F1WC menunjukkan keberadaan *brine sand*. Zona F2WC memiliki nilai *gamma ray* yang rendah dan resistivitas yang tinggi serta *neutron-density* mempunyai hubungan *overlay* yang menandakan ada kandungan *oil* di dalamnya. Analisis petrofisika menggunakan data log *gamma ray*, resistivitas, dan porositas dilakukan untuk menghitung *Vshale* dan log *water saturation*.



Gambar 4 Zona Interest representasi dari sumur 48-X-28



Gambar 5 Crossplot lambda-rho vs P-impedance untuk zona F1WC



Gambar 6 Crossplot mu-rho vs Vp/Vs ratio untuk zona F1W

4.2. Estimasi Log Vs

Data log kecepatan gelombang-S (Vs) diperlukan untuk mendapatkan log *S-impedance* yang dibutuhkan pada perhitungan koefisien inversi dan juga *low frequency model*. Pada data penelitian ini, semua sumur tidak memiliki log Vs maka dilakukan proses estimasi log Vs.

Metode yang digunakan pada estimasi log Vs adalah metode Greenberg-Castagna (Greenberg dan Castagna, 1992) untuk zona reservoir dan metode Castagna (Castagna dkk, 1985) untuk zona luar reservoir. Untuk estimasi log Vs dilakukan secara terpisah untuk masing-masing zona target. Komposisi fluida didasarkan pada perhitungan log *water saturation* dan sisanya berupa *oil*. Untuk perhitungan *rock matrix* digunakan komposisi mineral *quartz* dan *clay*. Karena pada data penelitian ini tidak tersedia data *core*, maka untuk komposisi *clay* diwakilkan oleh rata-rata *Vshale* di masing-masing zona target dan sisanya sebagai komposisi *quartz*.

4.3. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan data 4 sumur. Pada zona F1WC dilakukan *crossplot* antara *Lambda-rho vs P-impedance* dan *Mu-rho vs Vp/Vs ratio*. Sedangkan pada F2WC *crossplot* yang digunakan adalah *Lambda-rho vs P-impedance* dan *Lambda-rho vs Vp/Vs ratio*.

F1WC: *Lambda-rho vs P-impedance*

Dari *crossplot Lambda-rho vs P-impedance* (**Gambar 5**), terlihat *brine saturated zone* memiliki rentang nilai *lambda-rho* 28.2 - 32.2 Gpa*g/cc dan *shale* memiliki rentang nilai

lambda-rho 32.2 - 38 Gpa*g/cc. Sehingga *shale* dan *brine saturated zone* sudah bisa dipisahkan oleh parameter *lambda-rho* dengan nilai *cut-off* sebesar 32.2 Gpa*g/cc. Untuk parameter *P-impedance*, *brine saturated zone* memiliki rentang nilai *P-impedance* 29000 - 32800 ft/s*g/cc dan *shale* memiliki rentang nilai *P-impedance* 28800 - 40000 ft/s*g/cc. Sehingga untuk parameter *P-impedance* belum bisa memisahkan litologi dengan baik karena terdapat zona *overlay* yang cukup besar.

F1WC: *Mu-rho vs Vp/Vs ratio*

Pada *crossplot mu-rho vs Vp/Vs ratio* (**Gambar 6**), *brine saturated zone* memiliki rentang nilai *mu-rho* 27 - 40.4 Gpa*g/cc dan *shale* memiliki rentang nilai *mu-rho* 25 - 37.2 Gpa*g/cc. Sehingga *shale* dan *brine saturated zone* belum bisa dipisahkan oleh parameter *mu-rho* karena terdapat zona *overlay* yang cukup besar. Untuk parameter *Vp/Vs ratio*, *brine saturated zone* memiliki rentang nilai 1.68 - 1.77 dan untuk *brine saturated zone* memiliki rentang nilai *Vp/Vs ratio* 1.75 - 1.8. Parameter *Vp/Vs ratio* sudah bisa memisahkan *shale* dan *brine saturated zone* dengan nilai *cut-off* sebesar 1.77.

F2WC: *Lambda-rho vs P-impedance*

Pada *crossplot lambda-rho vs P-impedance* (**Gambar 7**), *brine saturated zone* memiliki rentang nilai *lambda-rho* 26 - 33, *oil saturated zone* memiliki rentang nilai *lambda-rho* 25 - 33 Gpa*g/cc dan *shale* memiliki rentang nilai *lambda-rho* 33 - 40 Gpa*g/cc. Sehingga *shale* dan *sandstone* sudah bisa dipisahkan oleh parameter *lambda-rho* dengan nilai *cut-off* sebesar 33 Gpa*g/cc. Untuk parameter *P-*

impedance, brine saturated zone memiliki rentang nilai 30000 - 37000 ft/s*g/cc, oil saturated zone memiliki rentang nilai *P-impedance* 27000 - 30000 ft/s*g/cc, dan shale memiliki rentang nilai *P-impedance* 29000 - 40000 ft/s*g/cc. Sehingga untuk parameter *P-impedance* bisa memisahkan fluida brine dan oil dengan nilai *cut-off* sebesar 30000 ft/s*g/cc.

F2WC: Lambda-rho vs Vp/Vs ratio

Crossplot *lambda-rho* vs *Vp/Vs ratio* (**Gambar 8**) menunjukkan *brine saturated zone* memiliki rentang nilai *lambda-rho* 25 - 33, oil saturated zone memiliki rentang nilai *lambda-rho* 25 - 33 Gpa*g/cc dan shale memiliki rentang nilai *lambda-rho* 33 - 40 Gpa*g/cc. Sehingga shale dan sandstone sudah bisa dipisahkan oleh parameter *lambda-rho* dengan nilai *cut-off* sebesar 33 Gpa*g/cc. Brine saturated zone memiliki rentang nilai *Vp/Vs ratio* 1.73 - 1.84, oil saturated zone memiliki rentang nilai *Vp/Vs ratio* 1.62 - 1.73, dan shale memiliki rentang nilai *Vp/Vs ratio* 1.62 - 1.87. Sehingga untuk parameter *Vp/Vs ratio* bisa memisahkan fluida brine dan oil dengan nilai *cut-off* sebesar 1.80.

4.4. Inversi Simultan

Gambar 9 dan **Gambar 10** merupakan hasil inversi berupa *P-impedance* dan *S-impedance*. Dari proses inversi di interval F1WC dan F2WC masih terdapat perbedaan antara data log dengan hasil inversi ditunjukkan dengan galat berkisar 10-20% dan korelasi pada semua sumur sekitar 0.63. Penyebaran dari hasil inversi belum menerus kemungkinan disebabkan oleh estimasi log Vs

serta persebaran model awal yang kurang maksimal. Mengingat ketebalan reservoir F1WC dan F2WC yang berada di bawah dan sekitar tuning thickness yaitu 23 m, hasil inversi kurang maksimum.

4.5. Interpretasi Parameter Lambda-Mu-rho

Setelah didapatkan penampang *P-impedance*, *S-impedance*, dan densitas, maka dilakukan proses transformasi LMR (*Lambda-Mu-rho*) untuk menghasilkan penampang atribut *lambda-rho* dan *mu-rho*. Pada zona reservoir F1WC dan F2WC dilakukan slicing pada penampang *lambda-rho* dan *Vp/Vs ratio* untuk melihat bagaimana persebaran secara horizontal.

F1WC: Penampang Lambda-rho

Berdasarkan analisis *crossplot* antara *lambda-rho* dengan *water saturation*, nilai *cut-off* untuk daerah yang kemungkinan terisi brine yaitu <32.2 Gpa*g/cc (**Tabel 1**) dengan zona berwarna biru sebagai zona brine, sedangkan zona berwarna hijau sebagai zona shale (**Gambar 11**).

F1WC: Penampang Vp/Vs ratio

Nilai *cut-off Vp/Vs ratio* untuk daerah yang mempunyai kemungkinan terisi oleh brine yaitu <1.77 (**Tabel 1**) ditandai dengan zona berwarna biru, sedangkan zona berwarna hijau sebagai zona shale (**Gambar 12**).

F2WC: Penampang Lambda-rho

Berdasarkan analisis *crossplot* antara *lambda-rho* dengan *water saturation*, nilai *cut-*

off untuk daerah yang kemungkinan terisi oleh fluida baik *oil* ataupun *brine* yaitu < 33 Gpa*g/cc (Tabel 2) dengan zona berwarna kuning sebagai zona *sandstone*, sedangkan zona berwarna hijau sebagai zona *shale* (Gambar 13)

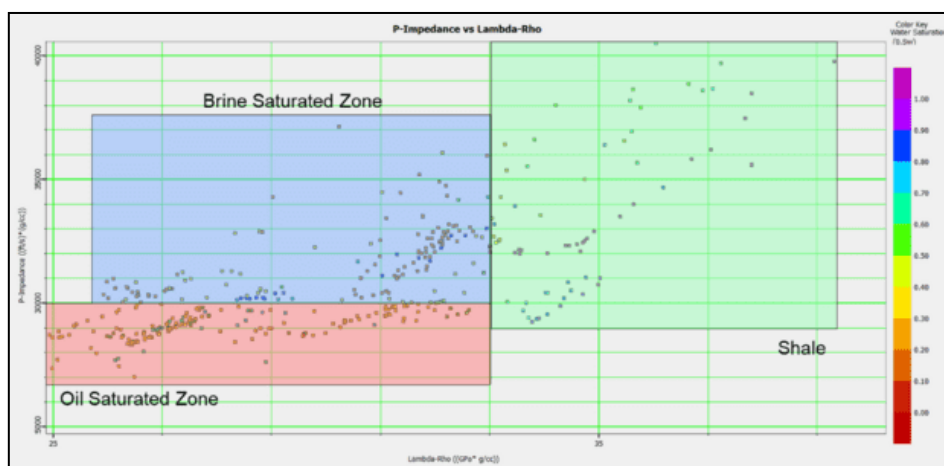
F2WC: Penampang *P-impedance*

Nilai *cut-off P-impedance* untuk daerah yang mempunyai kemungkinan terisi oleh *oil* yaitu < 30000 ft/s*g/cc dengan zona

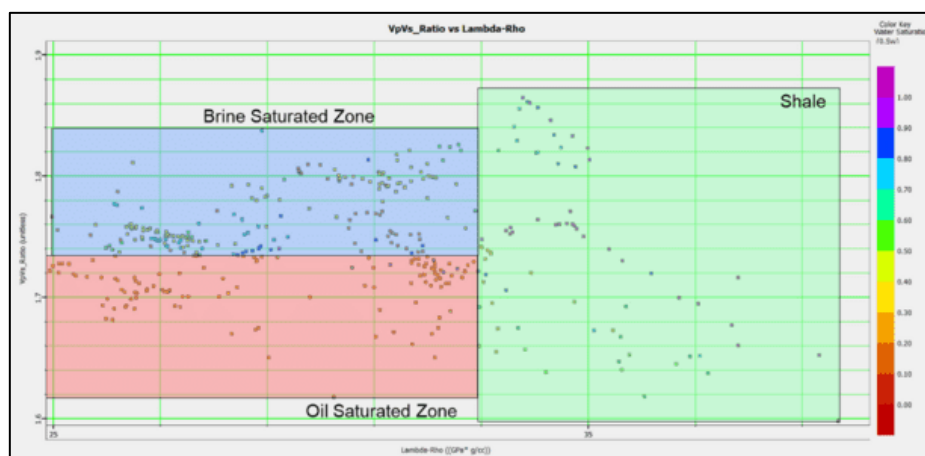
berwarna biru sebagai zona *oil saturated*, sedangkan zona berwarna merah sebagai zona *brine saturated* (Gambar 14).

F2WC: Penampang *Vp/Vs ratio*

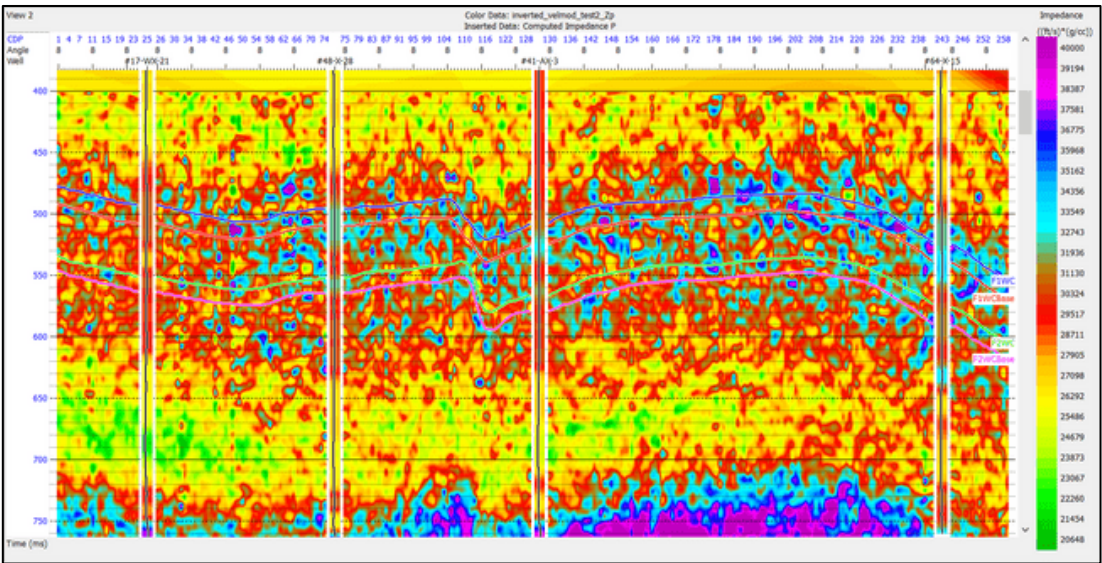
Nilai *cut-off Vp/Vs* untuk daerah yang mempunyai kemungkinan terisi oleh *oil* yaitu < 1.80 (Tabel 2) dengan zona berwarna merah sebagai zona *oil*, sedangkan zona berwarna biru sebagai zona *brine* (Gambar 15)..



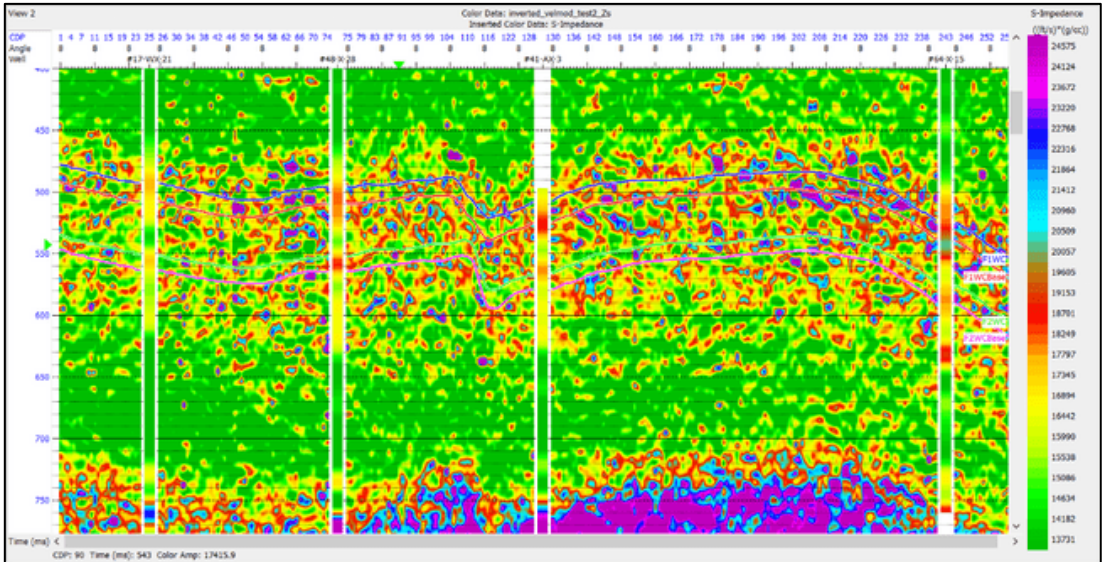
Gambar 7 Crossplot *lambda-rho* vs *P-impedance* untuk zona F2WC



Gambar 8 Crossplot *lambda-rho* vs *Vp/Vs ratio* untuk zona F2WC



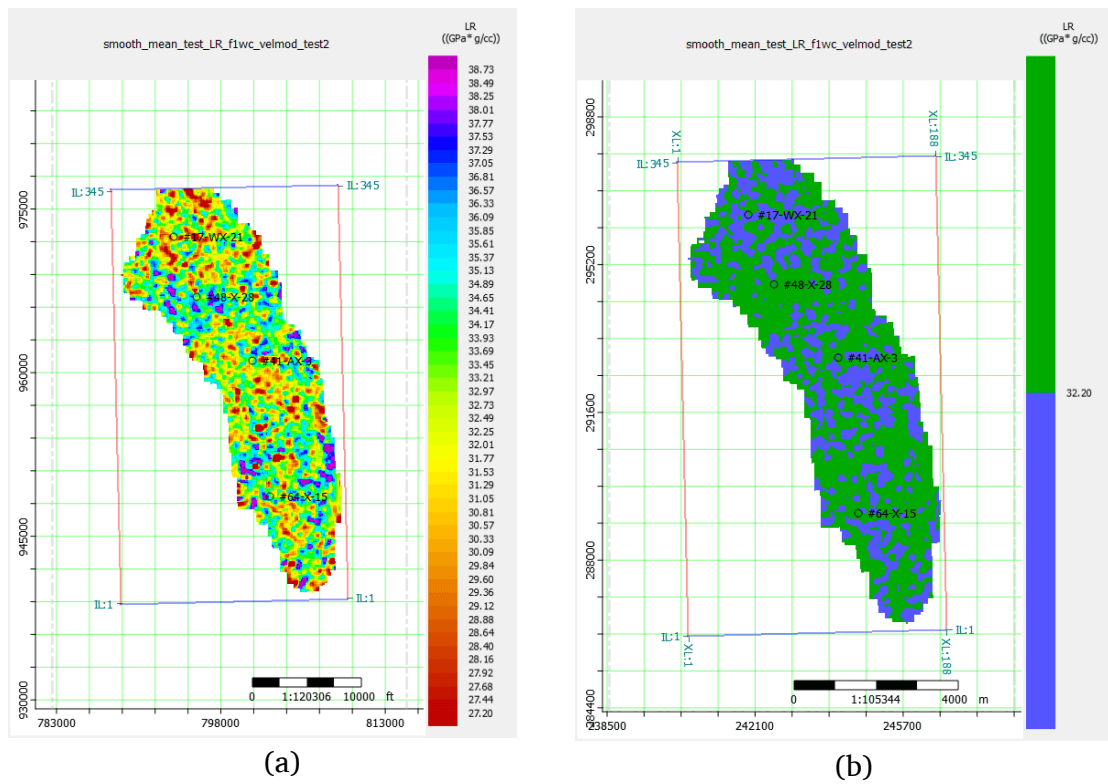
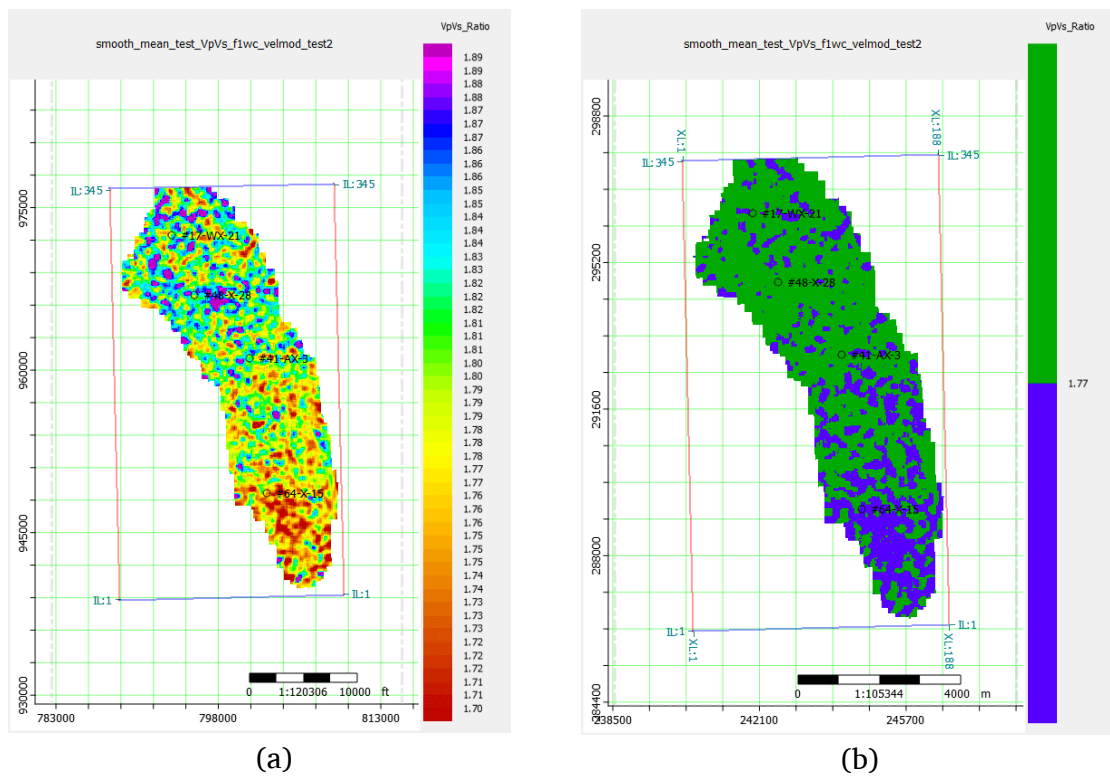
Gambar 9 Penampang *P-impedance* Hasil Inversi

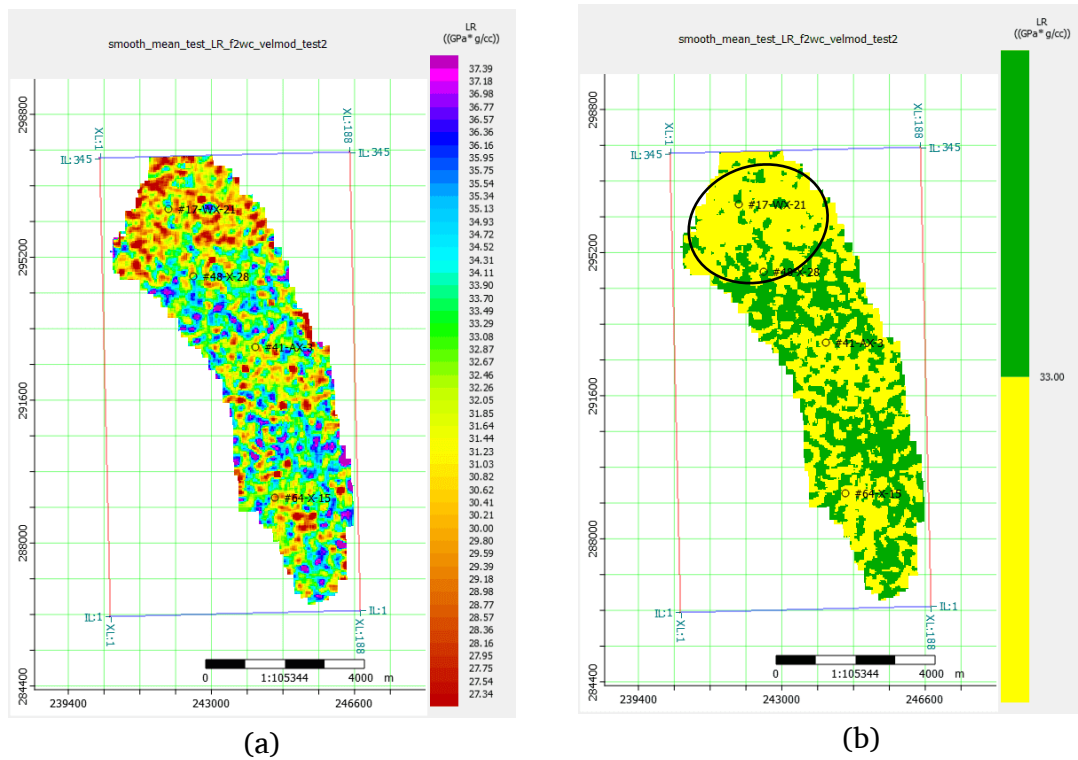
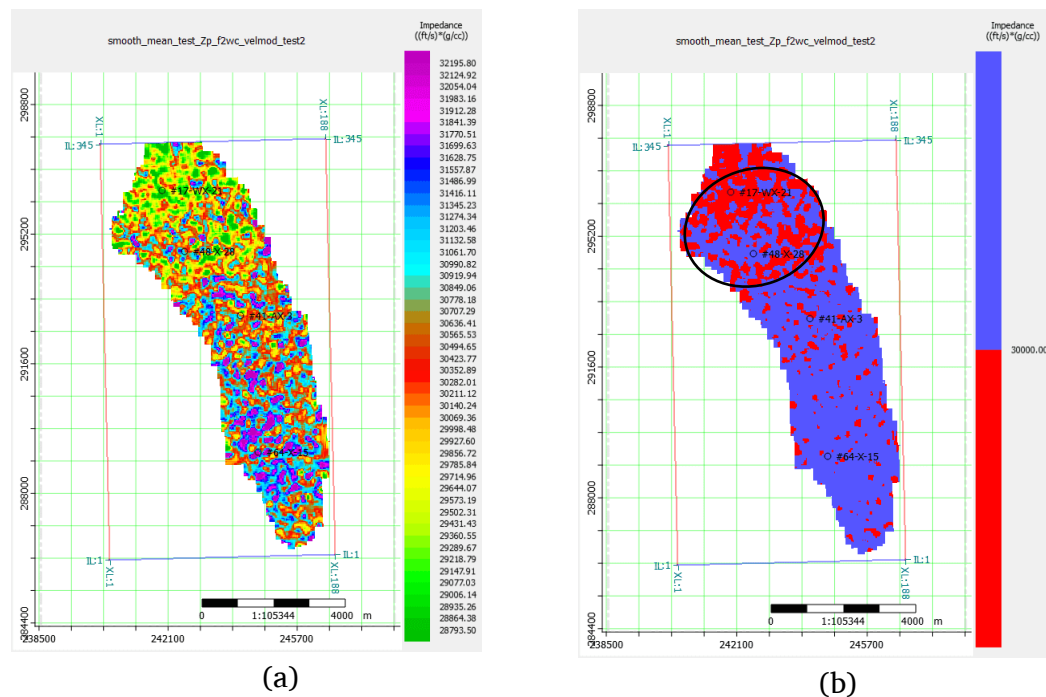


Gambar 10 Penampang *S-impedance* Hasil Inversi

Tabel 1 Nilai *Cut-off* Parameter untuk Zona Target F1WC

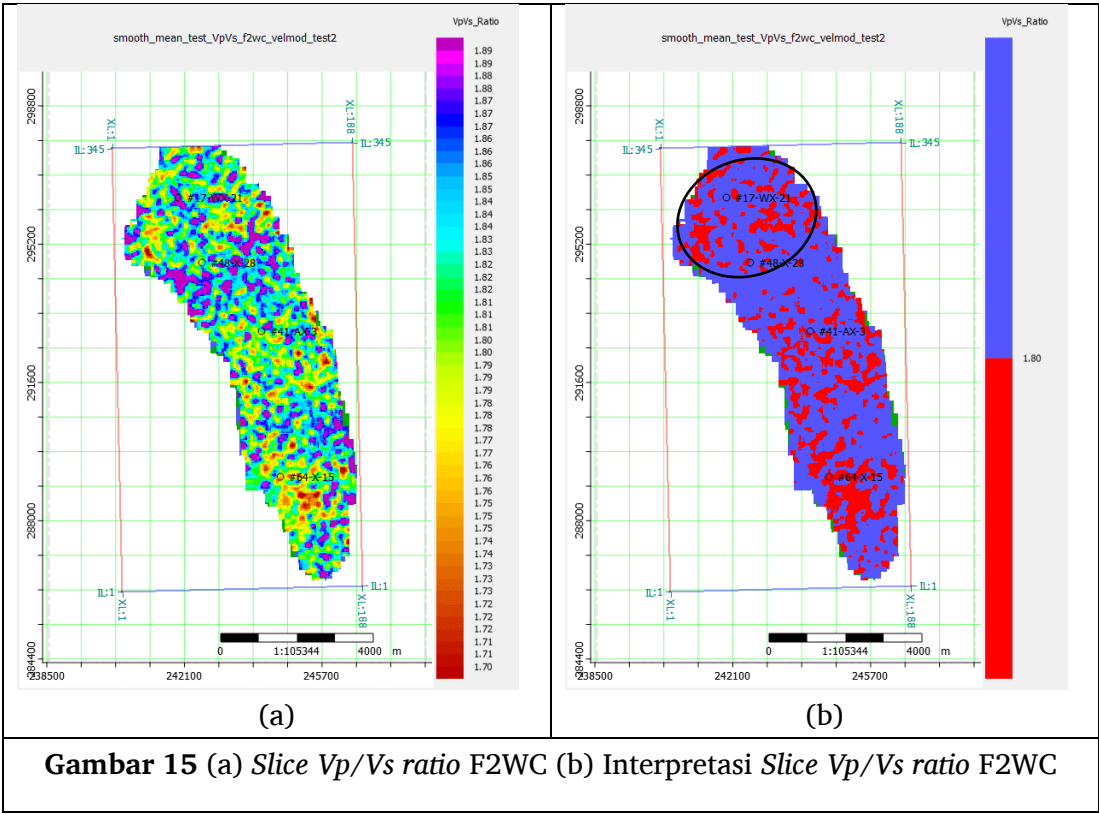
Zona Target (F1WC)	Nilai <i>Cut-off</i> Parameter			
	<i>Lambda-rho</i> (Gpa*g/cc)	<i>P-impedance</i> (ft/s*g/cc)	<i>Vp/Vs</i> ratio (unitless)	<i>Mu-rho</i> (Gpa*g/cc)
Brine	< 32,2	-	< 1,77	-
Shale	≥ 32,2	-	≥ 1,77	-

Gambar 11 (a) *Slice Lambda-rho F1WC* (b) *Interpretasi Slice Lambda-rho F1WC*Gambar 12 (a) *Slice Vp/Vs ratio F1WC* (b) *Interpretasi Slice Vp/Vs ratio F1WC*

Gambar 13 (a) *Slice Lambda-rho* F2WC (b) *Interpretasi Slice Lambda-rho* F2WCGambar 14 (a) *Slice P-impedance* F2WC (b) *Interpretasi Slice P-impedance* F2WC

Tabel 2 Nilai Cut-off Parameter untuk Zona Target F2WC

Zona Target (F2WC)	Nilai Cut-off Parameter			
	<i>Lambda-rho</i> (Gpa*g/cc)	<i>P-impedance</i> (ft/s*g/cc)	<i>Vp/Vs ratio</i> (unitless)	<i>Mu-rho</i> (Gpa*g/cc)
Brine	< 33	≥ 30000	≥ 1,80	-
Shale	≥ 33	-	-	-
Oil	< 33	< 30000	< 1,8	-



Gambar 15 (a) Slice Vp/Vs ratio F2WC (b) Interpretasi Slice Vp/Vs ratio F2WC

5. KESIMPULAN

Dengan menggunakan metode inversi simultan, dapat dihasilkan atribut seismik yang mampu menggambarkan persebaran jenis litologi dan kandungan fluida di zona reservoir F1WC dan F2WC dengan nilai-nilai sebagai berikut:

- a. Pada zona reservoir F1WC, *Lambda-rho* < 32.2 Gpa*g/cc menunjukkan daerah *sandstone* dan ≥ 32.2 Gpa*g/cc menunjukkan daerah *shale*. Dan untuk jenis fluida, *Vp/Vs ratio* < 1.77 menunjukkan daerah yang terinklusi *brine*.
- b. Pada zona reservoir F2WC, *Lambda-rho* < 33 Gpa*g/cc menunjukkan daerah *sandstone* dan ≥ 33 Gpa*g/cc menunjukkan daerah *shale*. Dan untuk

jenis fluida, ketika P -impedance < 30000 ft/s*g/cc dan V_p/V_s ratio < 1.8 menunjukkan daerah yang terinklusi *oil*, dan ketika P -impedance ≥ 30000 ft/s*g/cc dan V_p/V_s ratio ≥ 1.8 menunjukkan daerah yang terinklusi *brine*.

- c. Zona *oil* reservoir kemungkinan besar berada di daerah barat laut, di sekitar sumur 48-X-28.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada GeoSoftware atas donasi lisensi *software* Hampson-Russell yang diberikan kepada Universitas Pertamina dan kepada U.S. Department of Energy dan The Rocky Mountain Oilfield Testing Center (RMOTC) atas data yang digunakan pada penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Aki, K. dan Richards, P.G. (1980). Quantitative Seismology, Theory and Methods. W.H. Freeman & Co.
- Barnes, A.E. (2016). Handbook of Poststack Seismic Attributes. Society of Exploration Geophysicist.
- Castagna, J.P., Batzle, M.L, dan Eastwood, R.L. (1985). Relationships Between Compressional - Wave and Shear-Wave Velocities in Clastic Silicate Rocks, Geophysics, 50. p.571-581.
- Dennen, K., Burns, W., Burruss, R., dan Hatcher, K. (2005). Geochemical analyses of oils and gases, Naval Petroleum Reserve No. 3, Teapot Dome Field, Natrona County, Wyoming: USGS Open-File Report 2005-1275.
- Dolton, G.L., dan Fox, J.E. (1995). Powder River Basin Province. US Geological Survey, Open-File Report p.88-450.
- Goodway B, Taiwan, C., dan Jon, D, (1997). Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination using Lamé Petrophysical Parameters: $\lambda\rho$, $\mu\rho$, & λ/μ Fluid Stack, From P and S Inversion. SEG Technical Program Expanded Abstract. P 183-186.
- Greenberg, M. L., dan Castagna, J. P. (1992). Shear-Wave Velocity Estimation in Porous Rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications. Geophysical Prospecting, 40(2), 195-209. doi:10.1111/j.1365-2478.1992.tb00371.x.
- Hampson, D.P, Russell, B.H., dan Bankhead, B. (2005). Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data, SEG Technical Program Expanded Abstract, 24(1), p.13-17.
- Jafri, M.K., Lashin, A., Ibrahim, E., Naeem, M., Khan, F., dan Ahmed, N. (2015). Reservoir Quality Evaluation using Petrophysics and Seismic Inversion: a case study of Teapot Dome Field, Powder River Basin, Wyoming, USA, Eleventh International Conference for Geosciences.
- Kaliandra, B, Lestari W., Mariyanto, dan Syaifuddin, F. (2019). Aplikasi Inversi Post-Stack dan Geostatistik untuk Karakterisasi Reservoir Batupasir Formasi Lakota Lapangan Teapot, Wyoming, USA. Jurnal Geoceles, 3(1), p.28-37.
- Latimer, R., Davison, R., dan van Riel, P. (2000). An Interpreter's Guide to Understanding and Working with Seismic-derived Acoustic Impedance Data. The Leading Edge, 19, 242-256.
- Maurya, S.P., Singh, N.P., dan Singh, K. H. (2020). Seismic Inversion Methods: A Practical Approach, Springer Geophysics.
- Momper, J.A., dan Williams, J.A. (1984). Geochemical Exploration in the Powder River basin, in Demaison, G., and Murris, R.J., ed., Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation,

The American Association of Petroleum Geologists Memoir, p. 181-191.

Ryka, Hamriani, Nainggolan, L.H., Waskita, K.L., Adha, Ikhwannur. (2021). Analisis Atribut Seismik Instantaneous Frequency untuk Sebaran Reservoir Batupasir Formasi Tensleep Lapangan Teapot Dome. Jurnal Geosains dan Teknologi, 4(3), p.151-158.

Simmons, J.L, dan Backus, M.M. (1996). Waveform-based AVO inversion and AVO

prediction error, Geophysics, 61(6), p. 1575-1588.

Zain, N.M., Lestari, W., Syaifuddin, F. (2017). Karakterisasi Reservoir Menggunakan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik, Studi Kasus Lapangan Teapot Dome, Wyoming. Jurnal Sains dan Seni Pomits, 6(2), p. 2337-3520.