

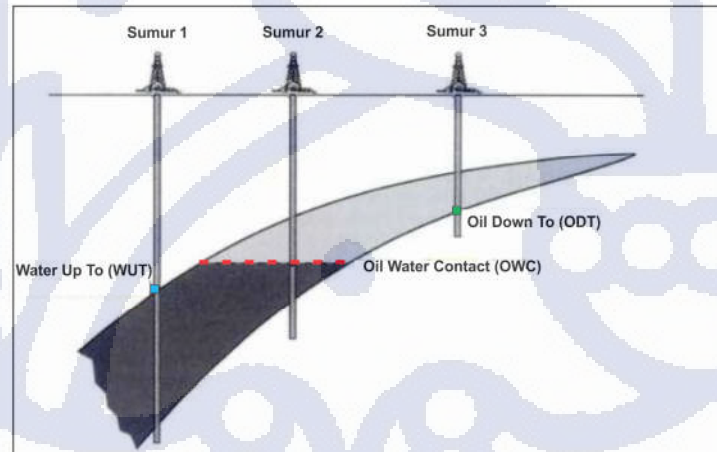
BAB 4

ESTIMASI CADANGAN

Tahap terakhir dalam penelitian ini adalah menentukan estimasi cadangan hidrokarbon di tempat pada setiap interval reservoir (ABF1, ABF2, dan ABF3). Pada penelitian ini, reservoir yang diteliti merupakan reservoir minyak, sehingga estimasi cadangan yang dimaksud adalah *Original Oil in Place* (OOIP). Estimasi cadangan dilakukan dalam dua tahap, yaitu penentuan kontak fluida dan penghitungan OOIP.

4.1 Penentuan Kontak Fluida

Tahap pertama dalam estimasi cadangan adalah penentuan kontak fluida pada setiap interval reservoir penelitian. Hal ini penting karena akan memengaruhi secara langsung hasil perhitungan volume cadangan hidrokarbon pada reservoir. Penentuan kedalaman kontak fluida akan memengaruhi nilai *bulk volume* setiap interval reservoir. Cosentino (2001) membagi kontak fluida, khususnya yang berhubungan dengan minyak, menjadi beberapa jenis (Gambar 4.1), yaitu:



Gambar 4.1 Jenis kontak fluida ODT, OWC, dan WUT (Cosentino, 2001).

- LTO (*Lowest Tested Oil*): batas terbawah minyak berdasarkan hasil tes laboratorium.
- LKO (*Lowest Known Oil*): batas terbawah minyak berdasarkan data petrofisika.
- ODT (*Oil Down To*): batas terbawah minyak ketika tidak ditemukan air pada sumur, ditandai dengan reservoir pada interval tersebut terisi penuh oleh minyak dan di bawah kedalaman tersebut sudah bukan batuan reservoir. Tidak terdapat kontak minyak-air karena interval reservoir pada sumur berada di atas kontak minyak-air (OWC).

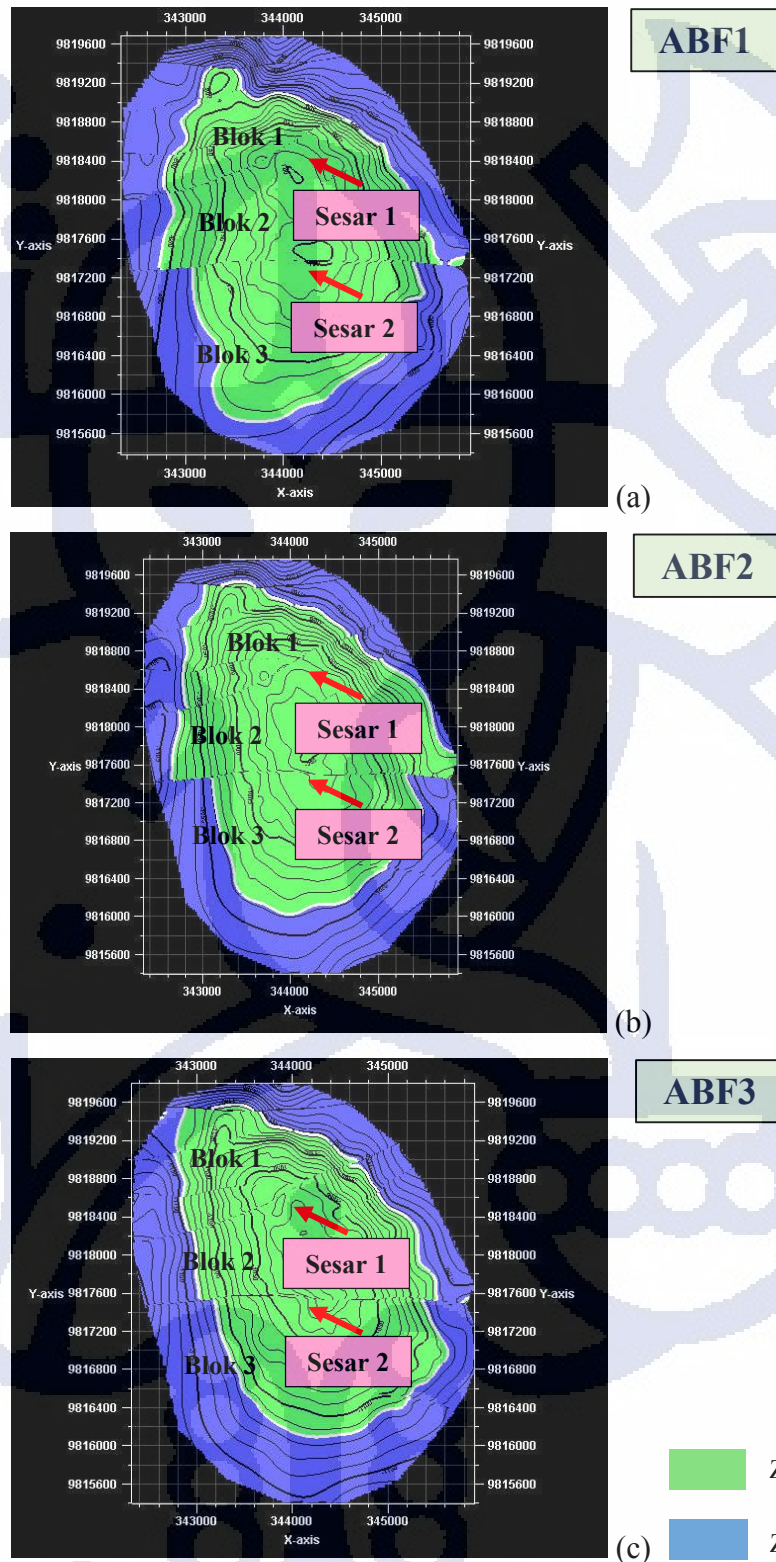
- WUT (*Water Up To*): batas teratas air ketika tidak ditemukan minyak pada sumur, ditandai dengan reservoir pada interval tersebut terisi penuh oleh air. Tidak terdapat kontak minyak-air karena interval reservoir pada sumur berada di bawah kontak minyak-air (OWC).
- OWC (*Oil Water Contact*): batas kontak minyak dan air pada suatu interval reservoir.

Pada penelitian ini, penentuan kontak fluida pada setiap interval reservoir, dengan asumsi kontak fluida horizontal, dilakukan dengan menggunakan hasil analisis petrofisika. Properti petrofisika yang digunakan adalah saturasi air dengan batas ambang sebesar 0,7. Indikasi kehadiran hidrokarbon ditandai dengan nilai saturasi air kurang dari 0,7, sedangkan indikasi kehadiran air ditandai dengan nilai saturasi air lebih dari 0,7. Hasil analisis petrofisika ini juga divalidasi dengan data *mud log*, dengan cara melihat *fluorescence* batuan. *Oil Staining* atau indikasi kehadiran minyak dapat dilihat ketika warna *fluorescence* coklat-kuning, sedangkan kehadiran air diindikasikan oleh warna biru. Kontak fluida yang digunakan adalah *Lowest Known Oil* (LKO). Penentuan sumur referensi berdasarkan sumur yang terbukti pernah memproduksi minyak.

Pada daerah penelitian, akumulasi hidrokarbon dan sistem perangkap dikontrol oleh struktur berupa antiklin dan sesar normal. Hal ini akan berdampak pada kedalaman kontak fluida yang berbeda pada setiap blok akumulasi. Lapangan ini memiliki 3 blok teridentifikasi untuk perhitungan cadangan, yaitu blok 1 dibatasi oleh sesar 1 di sebelah tenggara, blok 2 berada di antara sesar 1 dan sesar 2, dan blok 3 dibatasi oleh sesar 2 di sebelah selatan.

Tabel 4.1 Kontak fluida pada setiap interval reservoir untuk setiap blok

Blok	Reservoir	Kedalaman Kontak (meter, MD)	Sumur Referensi
1	ABF1	812.5	CJ8
	ABF2	1075	
	ABF3	1144	
2	ABF1	809	CJ9, CJ10
	ABF2	1085	
	ABF3	1134	
3	ABF1	773.9	CJ7, CJ11
	ABF2	1037.7	
	ABF3	1114	



Gambar 4.2 Peta zona minyak-air ABF1 (a), ABF2 (b), dan ABF3 (c).

4.2 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon di Tempat

Perhitungan cadangan hidrokarbon di tempat (OOIP) didapatkan menggunakan persamaan Tearpock dan Bischke (1991) dengan nilai Boi pada Tabel 4.2 sebagai berikut:

$$OOIP \text{ (STB)} = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{Boi} \quad (4.1)$$

dengan :

A : luas lapangan yang dibatasi oleh kontak fluida (acre)

H : ketebalan reservoir (kaki)

Φ : porositas (fraksi)

S_w : saturasi air (fraksi)

Boi : *formation volume factor* untuk minyak (Tabel 4.2)

7758 : faktor konversi dari acre.ft ke bbl (bbl/acre.ft)

Tabel 4.2 Referensi nilai Boi pada Lapangan C (Pertamina, 2015)

No.	Lapisan	Boi
1	ABF1	1,2462
2	ABF2	1,0961
3	ABF3	1,2942

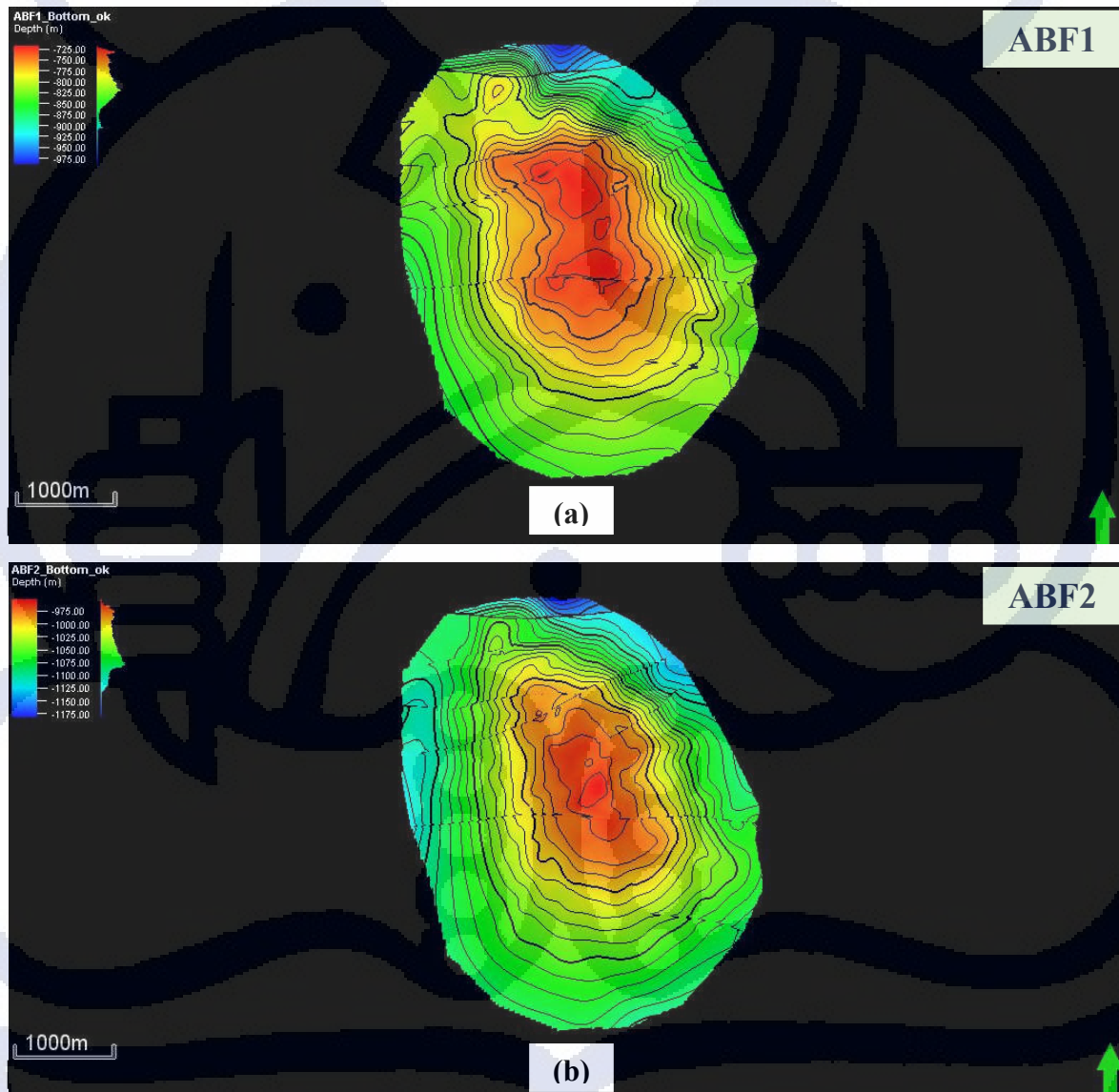
Dengan menggunakan perangkat lunak *Petrel 2015*, persamaan 4.1 dapat diaplikasikan dengan tumpang-tindih peta bawah permukaan sehingga menghasilkan nilai volume hidrokarbon yang kontinu di semua titik pada lokasi penelitian.

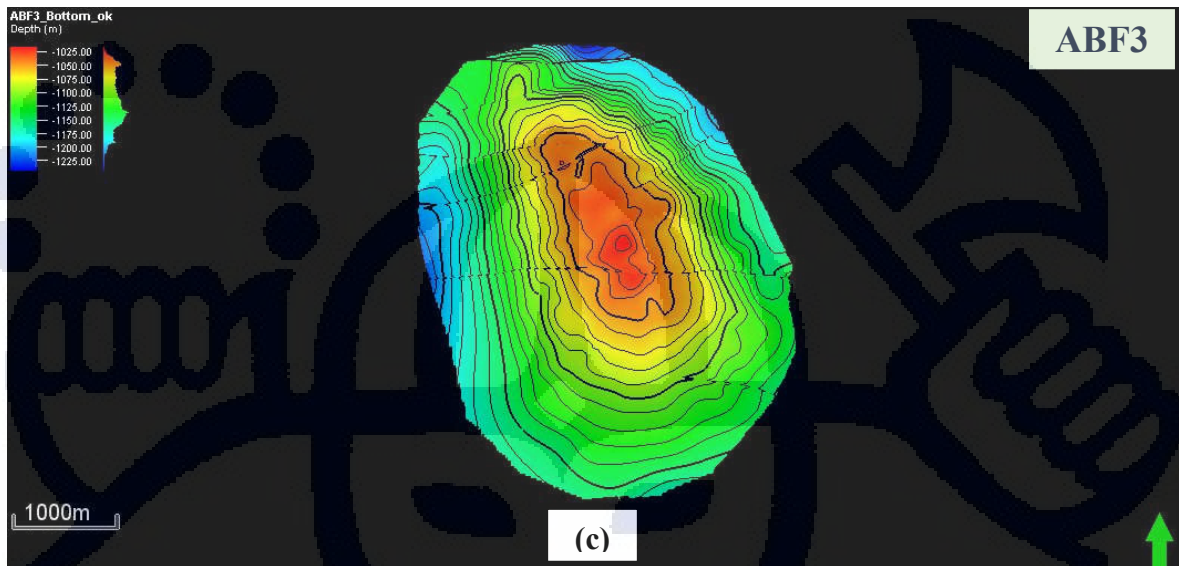
Secara ringkas, langkah-langkah dalam menghitung cadangan hidrokarbon di tempat sebagai berikut:

1. Peta Struktur Kedalaman Atap + Isopach Net Reservoir = Peta Struktur Kedalaman Alas.
2. Peta Struktur Kedalaman Alas terpotong OWC.
3. Peta Struktur Kedalaman Atap – Peta Struktur Kedalaman Alas terpotong OWC = *Net Pay*.
4. *Net Pay* * Porositas Efektif = *Pore Thickness*.
5. *Pore Thickness* * (1 – Saturasi Efektif) = *Hydrocarbon Pore Thickness*.
6. Menghitung volume *Hydrocarbon Pore Thickness*.
7. Menghitung OOIP dengan rumus Tearpock dan Bischke (1991).

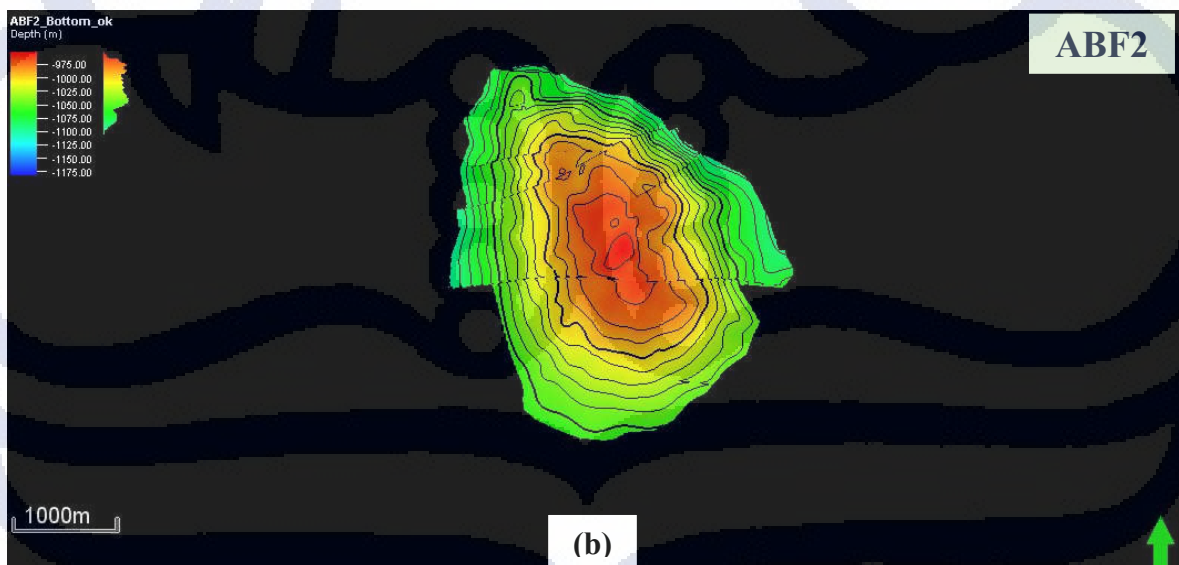
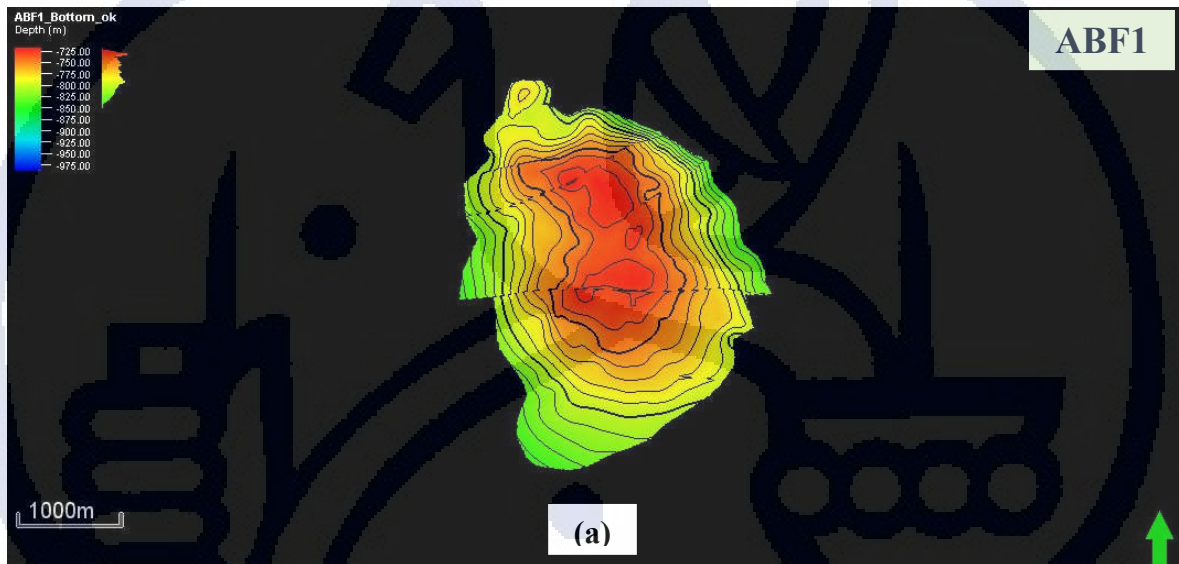
Dengan menggunakan operasi ‘*volume below surface*’ pada perangkat lunak *Petrel 2015* diperoleh luas dan volume dari peta ketebalan pori hidrokarbon masing-masing reservoir. ABF1 memiliki luas 1582,76 *acre* dan volume 2592,15 *acre.ft*, ABF2 memiliki luas 1868,86 *acre* dan volume 1605,44 *acre.ft*, dan ABF3 memiliki luas 1589,73 *acre* dan volume 1102,63 *acre.ft*. Untuk mendapatkan OOIP, volume pada masing-masing reservoir dikalikan konstanta 7758 dan dibagi dengan faktor volume minyak (Boi) tiap reservoir (Tabel 4.2) serta dibagi dengan 1000000 agar diperoleh nilai dalam satuan MMSTB (*million stock tank barrels*).

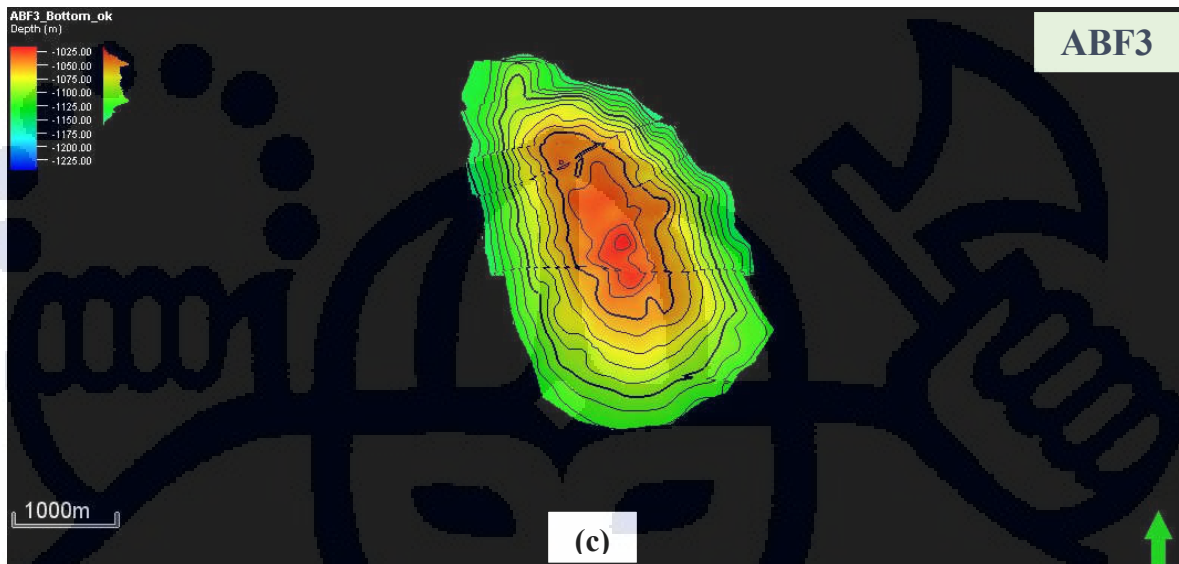
Hasil operasi tumpang-tindih peta bawah permukaan yang digunakan untuk menghitung OOIP pada ABF1, ABF2, dan ABF3 ditunjukkan oleh Gambar 4.3 s.d. Gambar 4.7.



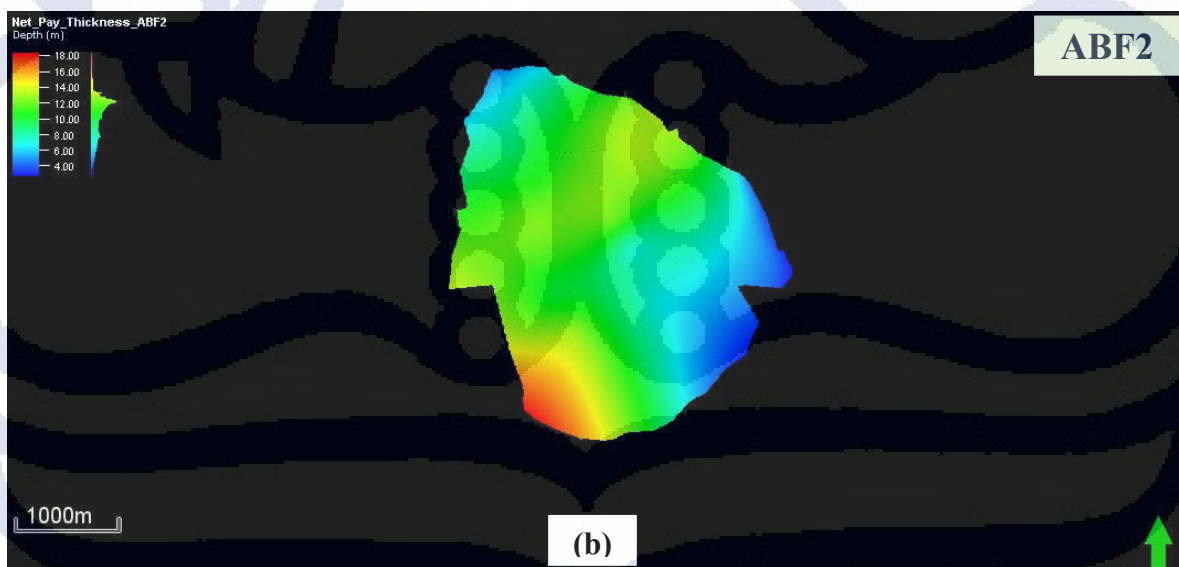
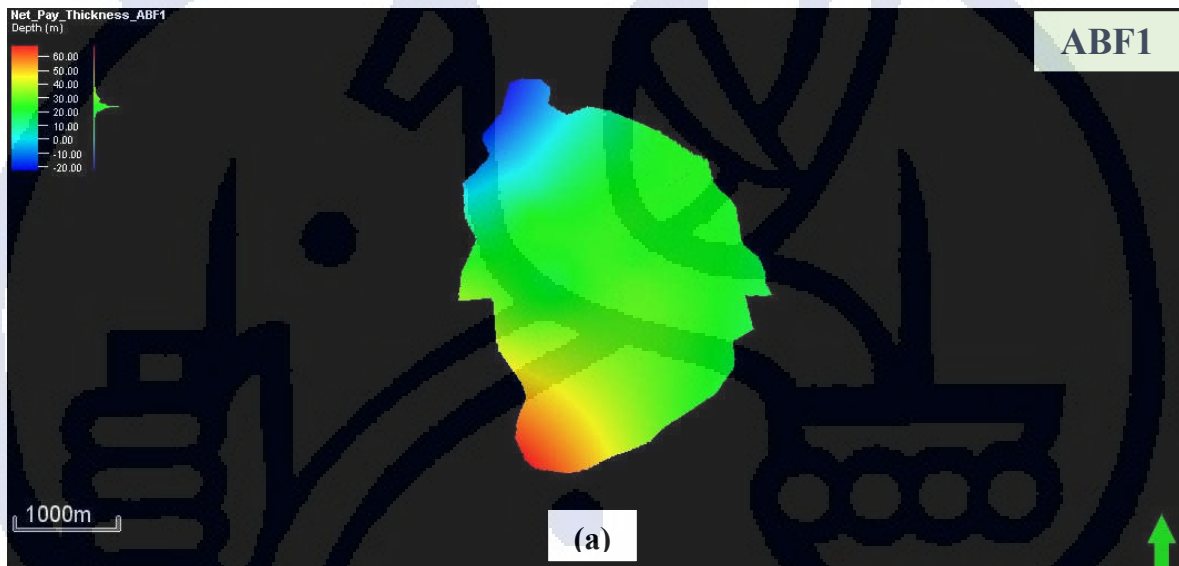


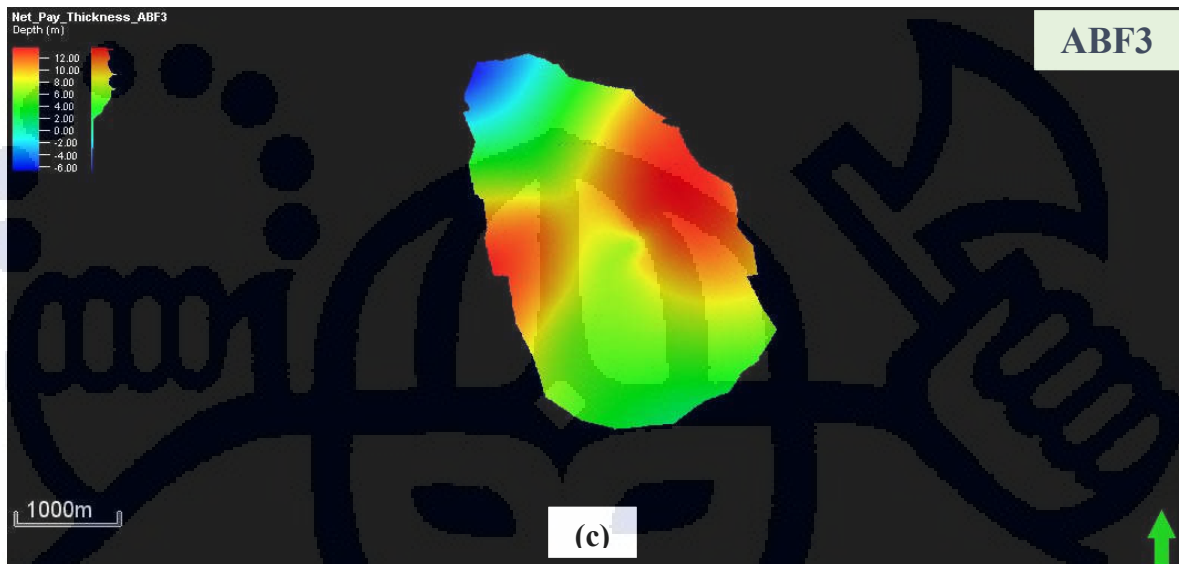
Gambar 4.3 Peta struktur kedalaman alas ABF1 (a), ABF2 (b), dan ABF3 (c).



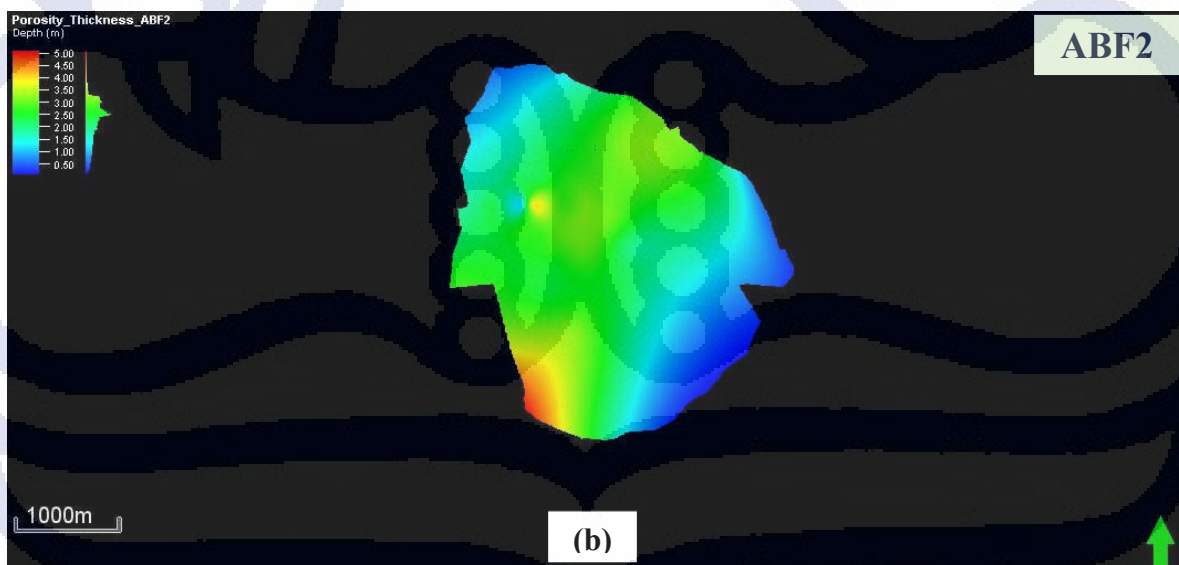
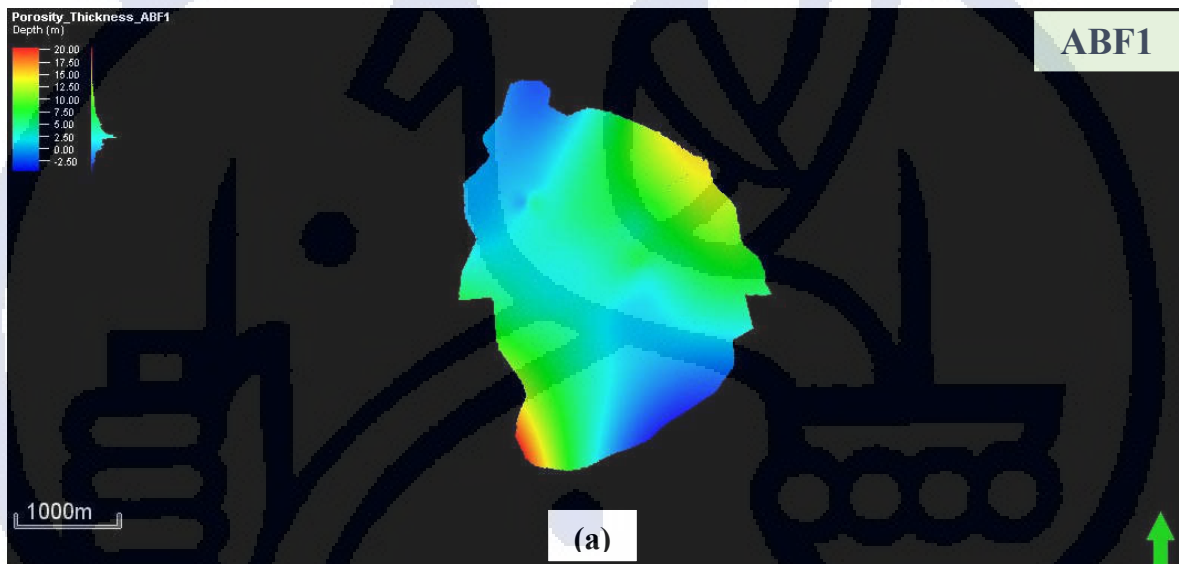


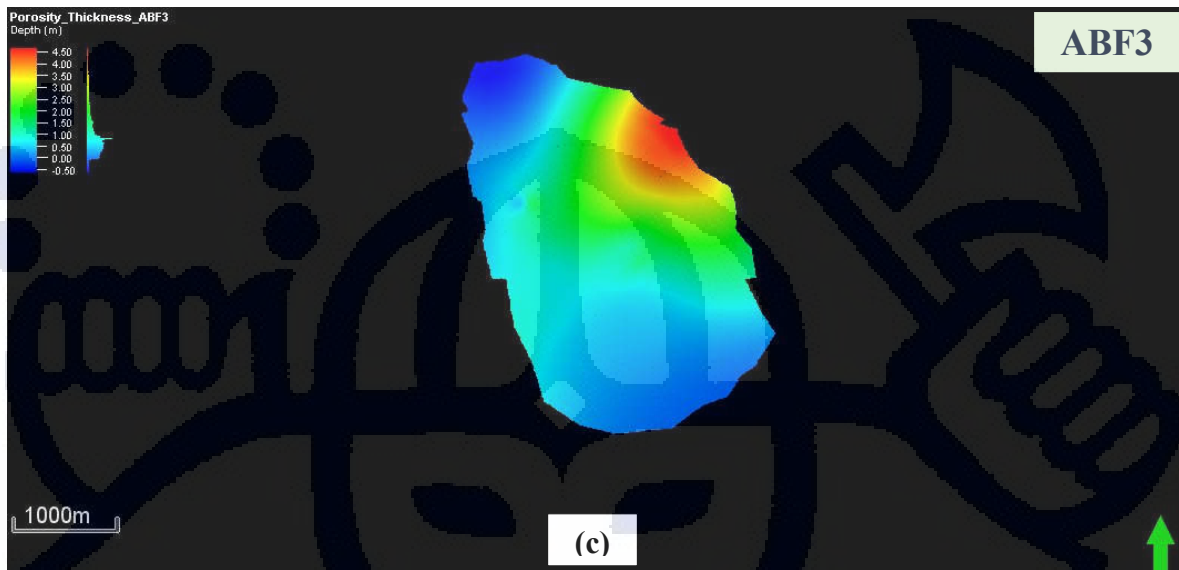
Gambar 4.4 Peta struktur alas ABF1 (a), ABF2 (b), dan ABF3 (c) terpotong OWC.



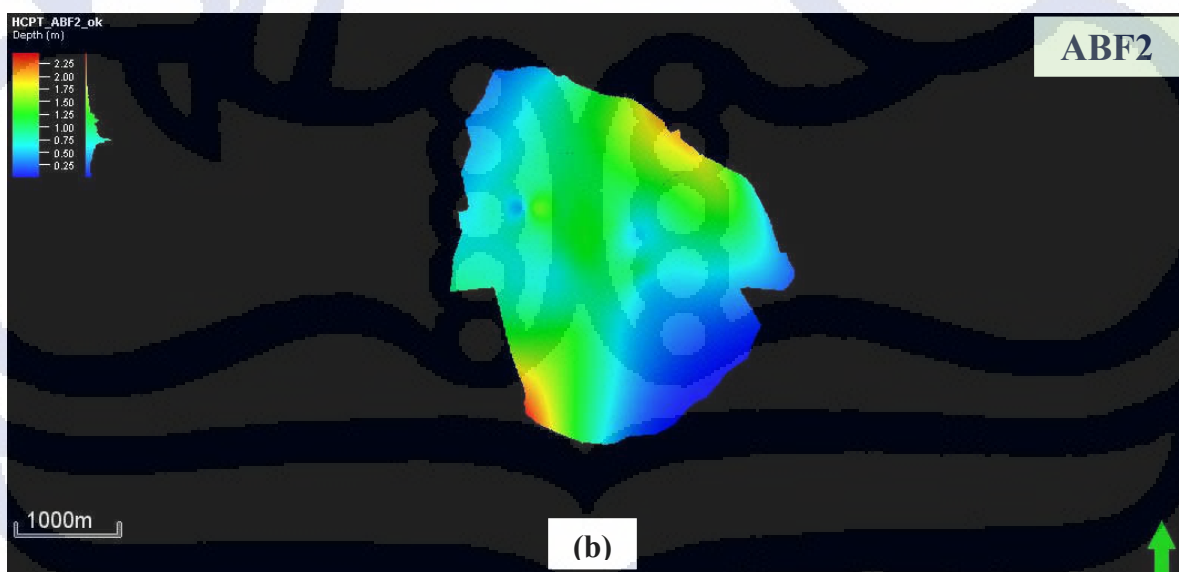
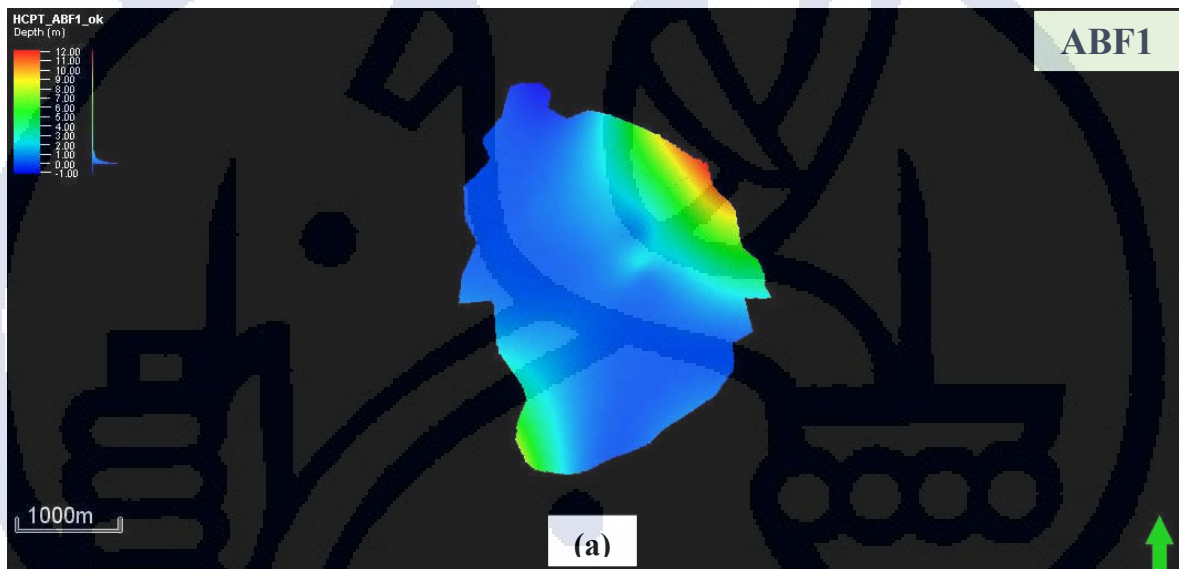


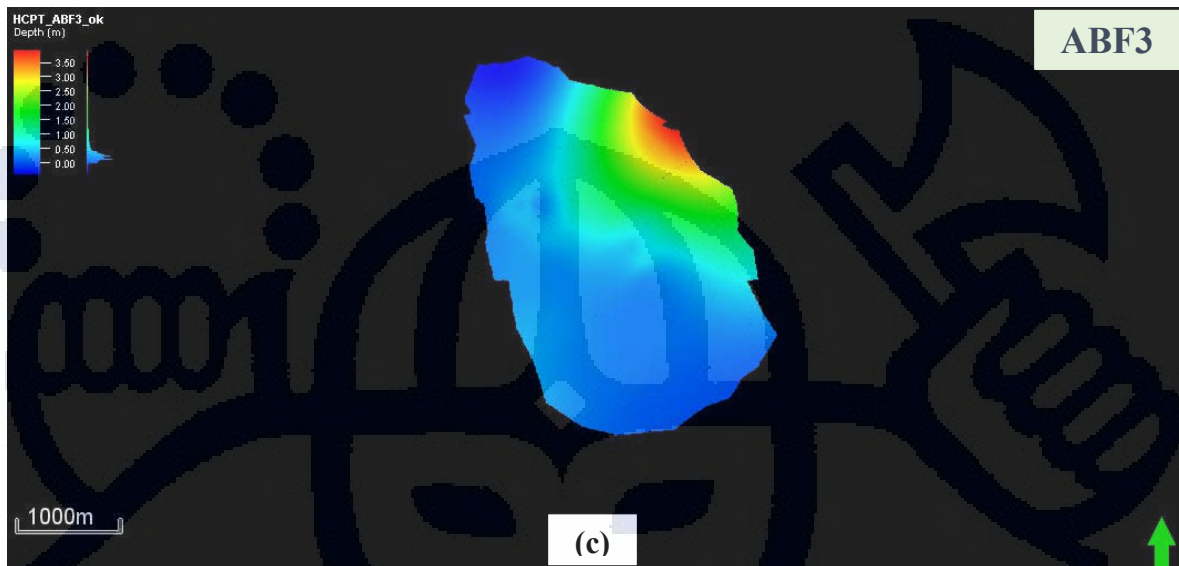
Gambar 4.5 Peta ketebalan *net pay* ABF1, ABF2, dan ABF3.





Gambar 4.6 Peta ketebalan pori ABF1 (a), ABF2 (b), dan ABF3 (c).





Gambar 4.7 Peta ketebalan pori hidrokarbon ABF1 (a), ABF2 (b), dan ABF3 (c).

Hasil akhir yang diperoleh yaitu 16,14 MMSTB pada ABF1, 11,36 MMSTB pada ABF2, dan 6,61 MMSTB pada ABF3 (Tabel 4.3).

Tabel 4.3 Hasil perhitungan OOIP pada ABF1, ABF2, dan ABF3

Reservoir	Luas (<i>acre</i>)	Volume (<i>acre.ft</i>)	OOIP (MMSTB)
ABF1	1582,76	2592,15	16,14
ABF2	1868,86	1605,44	11,36
ABF3	1589,73	1102,63	6,61