

Model Persebaran Parameter Petrofisika Reservoir Batupasir Formasi Puffin, Kapur Atas, Sub-Cekungan Vulcan, Cekungan Bonaparte, Australia Utara

Enyca Aidina¹⁾, Sarju Winardi¹⁾, Celine Carolina Da Piedade¹⁾, Diva Adistira Purwanto¹⁾, Elfina Damayanthi Harahap¹⁾

¹⁾Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada

Corresponding Author: Sarju Winardi (sarju_winardi@ugm.ac.id)

Abstract

The high complexity of the basins in Eastern Indonesia has resulted in minimal exploration in the region, making further study of the Puffin Formation in the Bonaparte Basin, as the nearest proven area, necessary. The elements analyzed are reservoirs for modeling the distribution of reservoir petrophysical parameters, including shale volume, effective porosity, and water saturation. From the cutoff results of these petrophysical parameters, net sand and net pay were obtained. Based on the analysis conducted, it was found that the Puffin Formation reservoir consists of five intervals: reservoirs A, B, C, D, and E. The most prospective area, based on the interpolation of petrophysical parameters across the five reservoirs and four study wells, is reservoir A at well 2. With these parameters, the net sand results indicate that Reservoir A at Well 2 is a good reservoir. A cutoff was then performed using water saturation, where the reservoir has a low saturation value. Therefore, Reservoir A at Well 2 has a high net pay value and is a prospective area. Based on the net pay map displayed, exploration development can be directed toward the south.

Keywords: Cutoff, Puffin Formation, petrophysics, reservoir.

1. Pendahuluan

Terdapat 67 cekungan sedimen (52%) di Indonesia yang belum dieksplorasi, dimana sebagian besar berada di wilayah Indonesia Bagian Timur dikarenakan kompleksitas cekungan yang tinggi. Maka dari itu, diperlukan studi lanjut untuk memahami *petroleum system* yang telah *proven* pada daerah terdekat, yaitu Formasi Puffin, Cekungan Bonaparte. Elemen yang dianalisis adalah reservoir untuk melakukan pemodelan persebaran parameter petrofisika reservoir Formasi Puffin.

Formasi Puffin merupakan bagian dari Sub-Cekungan Vulkan, Cekungan Bonaparte yang berumur Trias Akhir (Sawab dan Bourget, 2015 dalam Makuluni dkk., 2021). Menurut Edward dkk. (2004), Sub-Cekungan Vulkan memiliki *petroleum system* berupa batuan inuk yang terdiri dari *shale* berumur Jura yang terdiri dari Formasi Vulkan Bawah dan Formasi Plover. Reservoir *proven* adalah batupasir *fluvio-deltaic* berumur Trias Akhir, yaitu Formasi Challis dan Nome, dan berumur Jura Tengah yaitu Formasi Plover, dan Jura Akhir yaitu

Formasi Puffin. Batuan tudung regional yang membatasi akumulasi dan migrasi disebutkan oleh Liu dkk. (2004) yaitu tipe jebakan blok patahan dan *horst* yang ditudung oleh Formasi Echuca Shoals berumur Kapur.

2. Metodologi

Metode penelitian pada penelitian kali ini diawali dengan studi literatur mengenai tektonostratigrafi dan sejarah geologi Sub-Cekungan Vulcan, Cekungan Bonaparte yang kemudian menghasilkan rumusan masalah berupa prospek reservoir di Formasi Puffin. Data yang digunakan meliputi data LAS log *Gamma Ray*, *Caliper*, *SP*, *Resistivity*, dan *Density*. Selain itu, terdapat juga data berupa *well report* dan *mud log*. Langkah pengolahan data dimulai dengan pengeditan data, koreksi lingkungan, dan penormalisasian data. Selanjutnya, dilakukan analisis data meliputi determinasi log untuk perhitungan volume serpih, perhitungan porositas efektif, dan perhitungan faktor formasi untuk melakukan perhitungan saturasi air. Semua hasil analisis

kemudian didelineasi pada log untuk melakukan korelasi menghasilkan reservoir A, B, C, D, dan E untuk menghasilkan pemodelan interpolasi kontur menghasilkan pemodelan peta persebaran volume serpih, porositas, saturasi air, *gross* dan *net sand*, dan peta net reservoir.

3. Hasil dan Pembahasan

Parameter Petrofisika

Volume Serpih (VSh)

Reservoir dengan nilai volume serpih terendah, ditemukan pada interval reservoir D. Nilai volume serpih dari semua sumur, berkisar antara 0.131 hingga 0.311. Nilai tersebut secara detail dapat dilihat pada Lampiran 3.2.

Porositas efektif (PhiE)

Reservoir dengan nilai porositas efektif tertinggi, ditemukan pada interval reservoir A. Nilai porositas efektif dari semua sumur, berkisar antara 0.126 hingga 0.239. Nilai tersebut secara detail dapat dilihat pada Lampiran 3.2.

Saturasi Air (Sw)

Reservoir dengan nilai saturasi air terendah, ditemukan pada interval reservoir A. Nilai saturasi air dari semua sumur, berkisar antara 0.405 hingga 0.633. Nilai tersebut secara detail dapat dilihat pada Lampiran 3.2.

Cutoff dan Lumpung

Nilai *cutoff* dari masing-masing parameter petrofisika, yaitu $V_{shale} < 0.4$, $\Phi_{iE} > 0.1$, dan $Sw < 0.7$.

Karakterisasi dan Korelasi Reservoir

Karakterisasi Reservoir Puffin

Reservoir Puffin A memiliki nilai volume serpih 0.132 – 0.203 dengan volume serpih meningkat ke arah barat laut. Porositas efektif berkisar antara 0.171 – 0.239, meningkat pada barat laut dan tenggara. Saturasi air yakni 0.405 – 0.5. *Net sand* interval ini cenderung tebal, berkisar antara 24.54 m – 81.69 m dengan *net pay* berkisar antara 24.38 – 80.92 m menebal ke arah selatan.

Reservoir Puffin B memiliki nilai volume serpih dari 0.131 – 0.311 dengan volume serpih meningkat ke arah timur laut.

Porositas efektif berkisar antara 0.126 – 0.218, meningkat pada barat. Saturasi air berkisar antara 0.496 – 0.583 meningkat ke arah barat daya. *Net sand* interval ini cenderung tipis berkisar antara 1.52 m – 12.8 m dengan *net pay* berkisar antara 1.52 m – 5.18 m berkembang ke arah barat laut.

Reservoir Puffin C memiliki nilai volume serpih 0.147 – 0.231 dengan volume serpih meningkat ke arah timur laut. Porositas efektif 0.141 – 0.2, meningkat pada barat daya. Saturasi air berkisar antara 0.452 – 0.552 meningkat ke arah timur laut. *Net sand* interval ini berkisar antara 19.96 – 43.89 m dengan *net pay* berkisar antara 19.35 – 42.06 m berkembang ke arah barat daya.

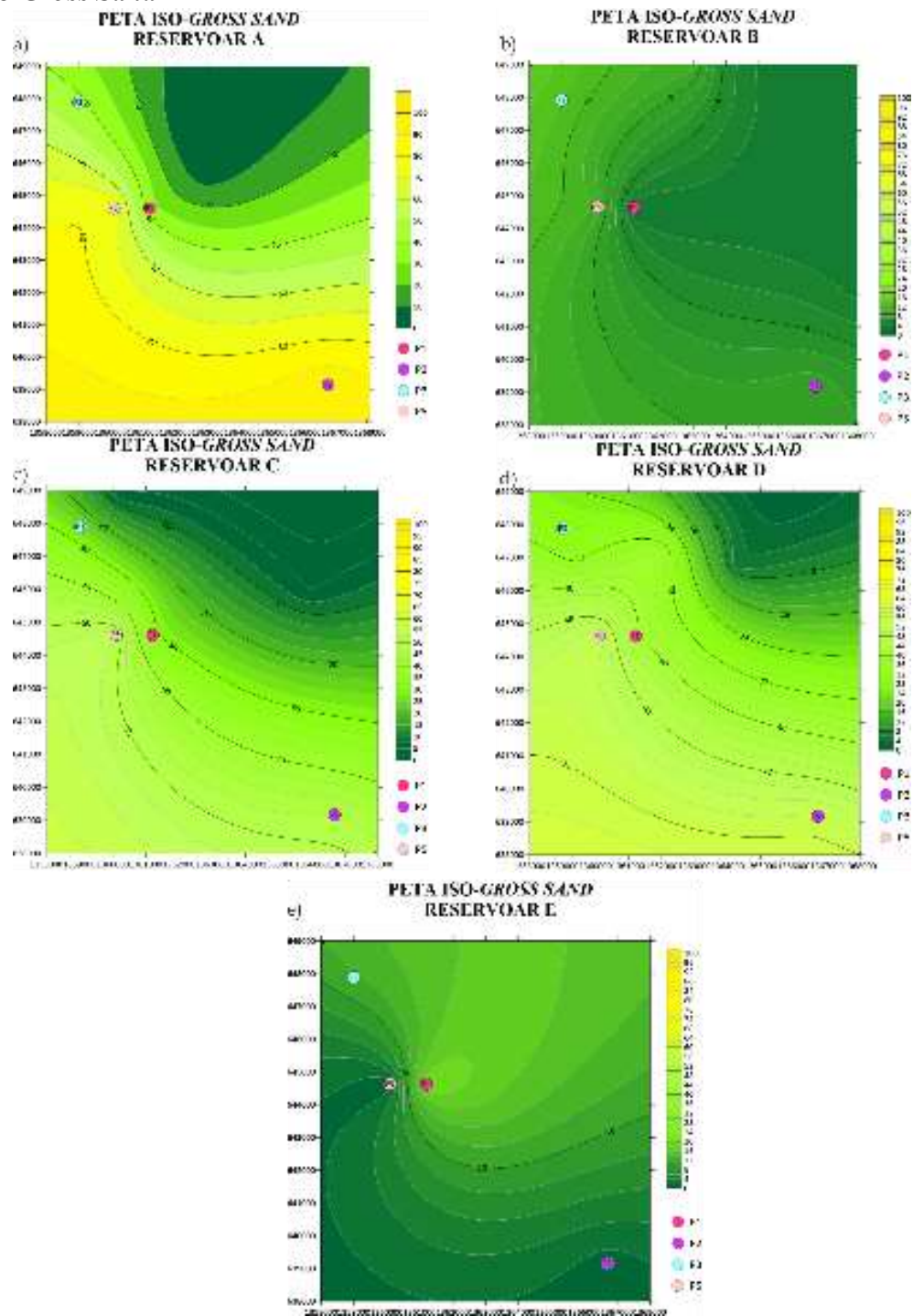
Reservoir Puffin D memiliki nilai volume serpih 0.133 – 0.191 dengan volume serpih meningkat ke arah timur laut. Porositas efektif 0.165 – 0.186, meningkat ke arah barat daya. Saturasi air berkisar antara 0.424 – 0.553 meningkat ke arah timur laut. *Net sand* interval ini berkisar antara 20.88 m – 37.57 m dengan *net pay* berkisar antara 20.57 m – 36.35 m berkembang ke arah tenggara.

Reservoir Puffin E hanya berkembang pada sumur Puffin 1 dan Puffin 3. Interval ini memiliki nilai volume serpih 0.163 – 0.297 dengan volume serpih meningkat ke arah barat daya. Porositas efektif 0.136, meningkat ke arah utara. Saturasi air berkisar antara 0.501 – 0.633 meningkat ke arah utara. *Net sand* interval ini cenderung tipis, berkisar antara 8.23 m – 11.13 m dengan *net pay* berkisar antara 7.01 m – 11.13 m berkembang ke arah timur laut.

Korelasi Reservoir Puffin

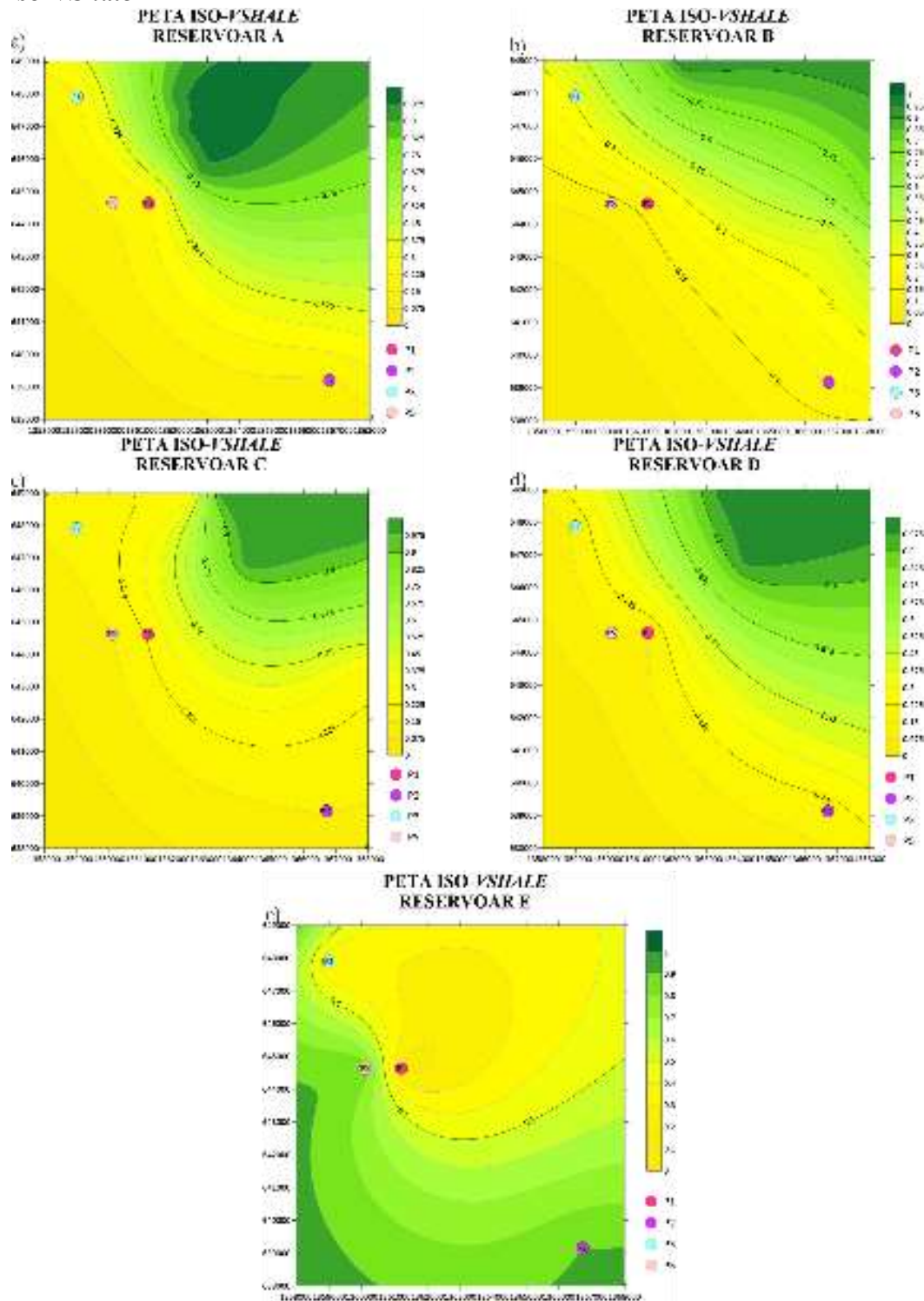
Berdasarkan hasil korelasi reservoir, didapatkan bahwa interval reservoir A, B, C, dan D, menyebar di seluruh sumur. Sedangkan interval reservoir E hanya terdapat pada sumur 1 dan 3. Hasil korelasi reservoir Puffin dapat dilihat pada Lampiran 3.3.

Model Persebaran Parameter Petrofisika Peta Iso-Gross Sand



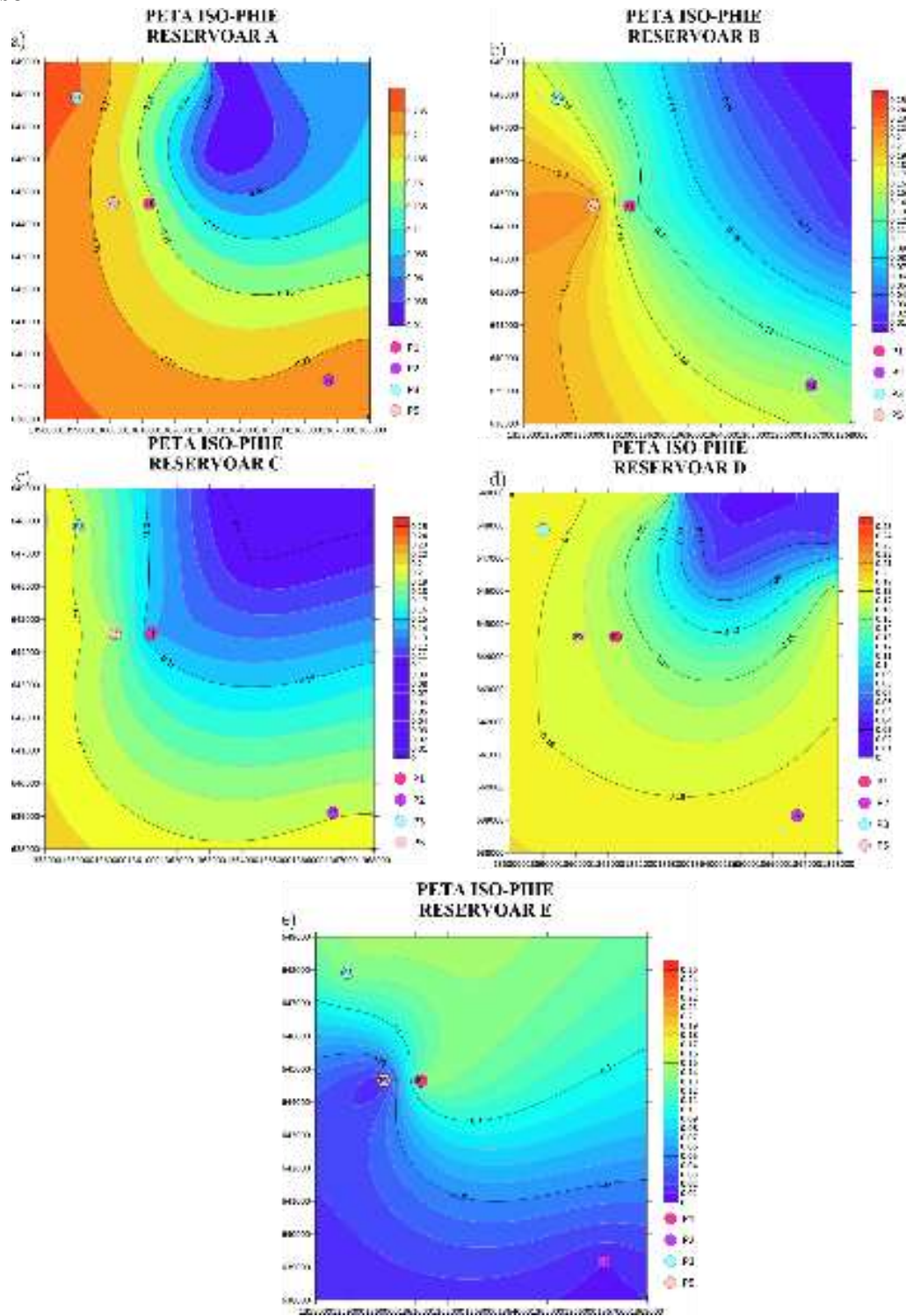
Gambar 3. 1. Peta Iso-Gross Sand

Peta Iso-VShale



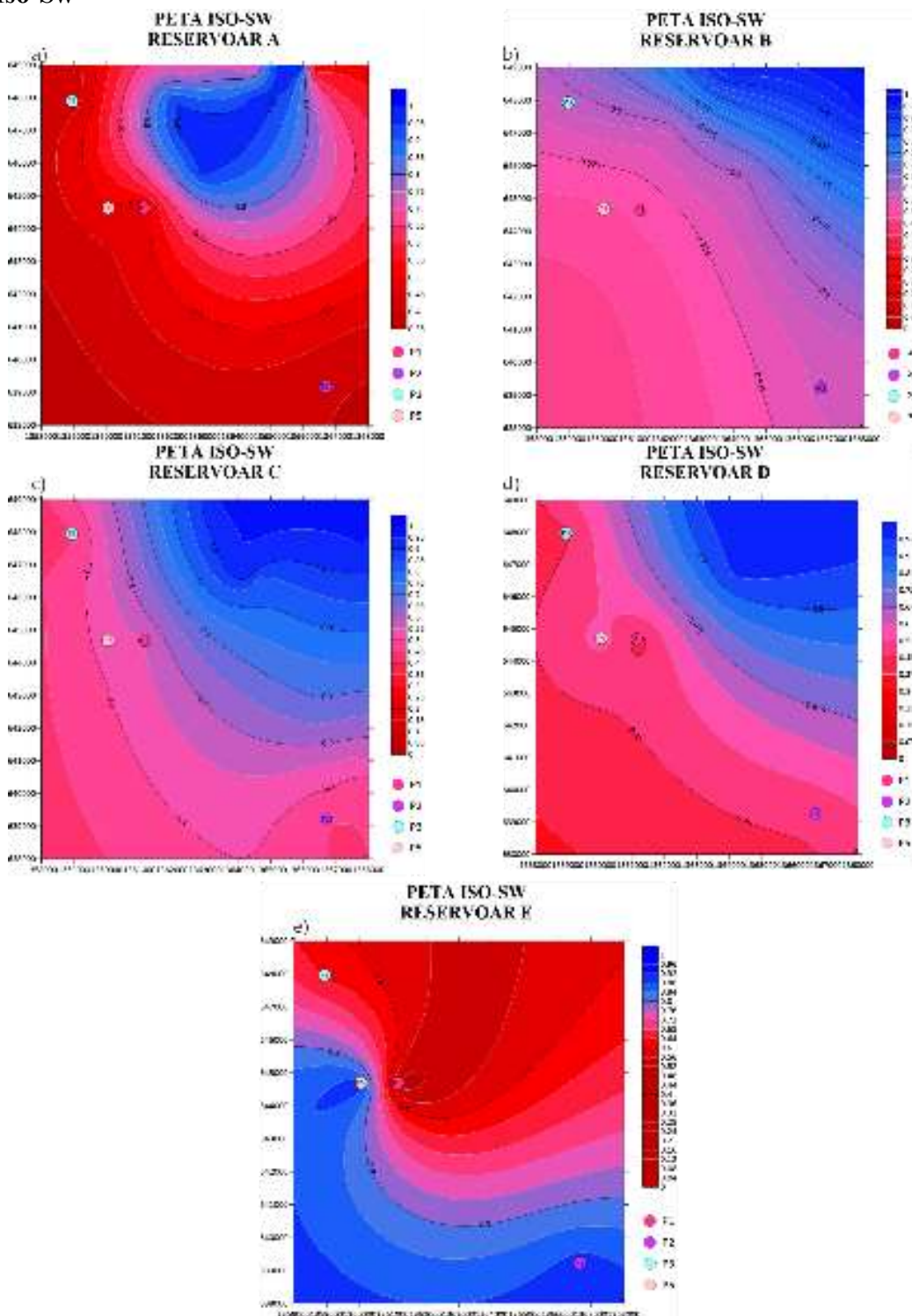
Gambar 3. 2. Peta Iso-VShale

Peta Iso-PhiE



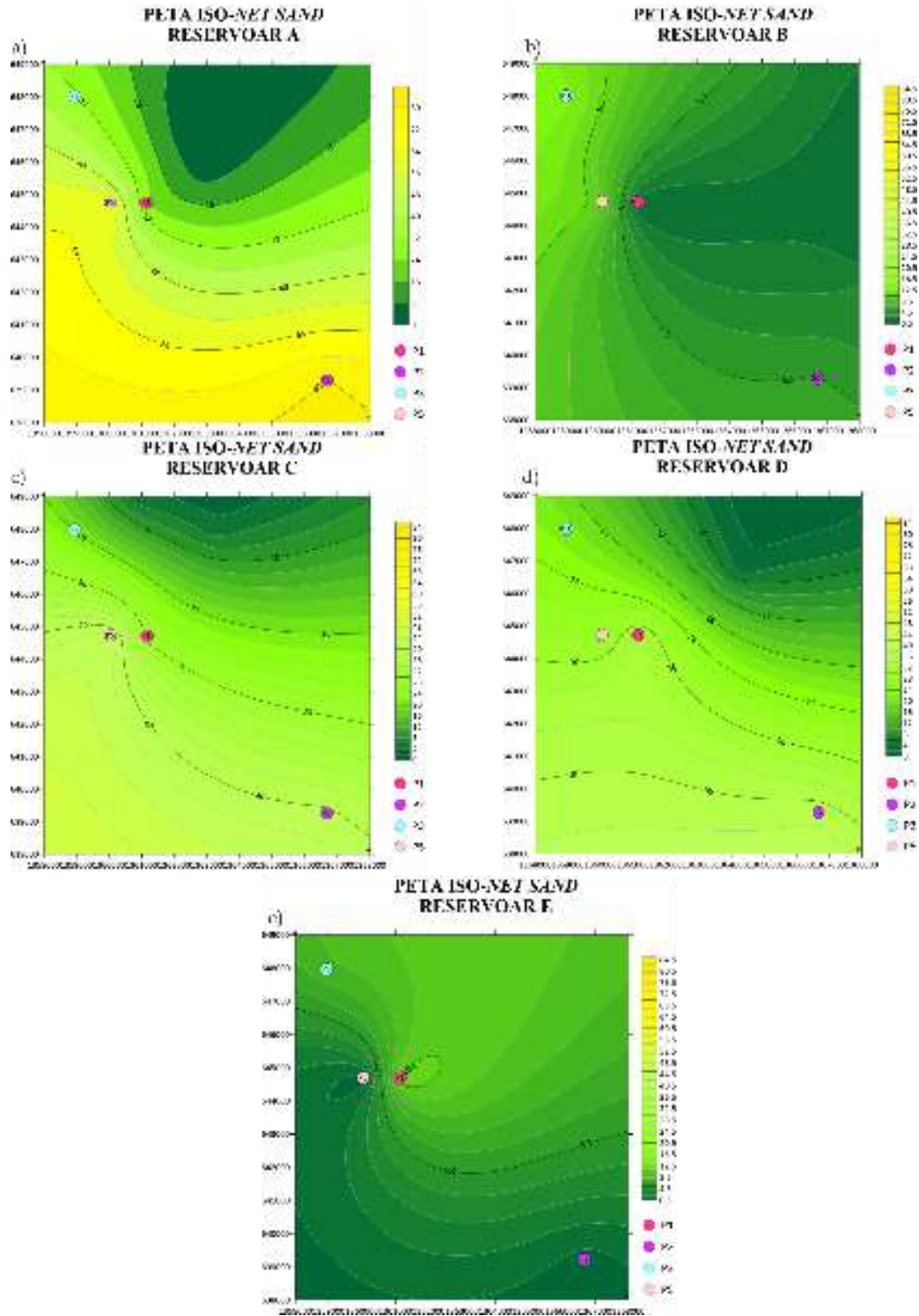
Gambar 3. 3. Peta Iso-PhiE

Peta Iso-Sw



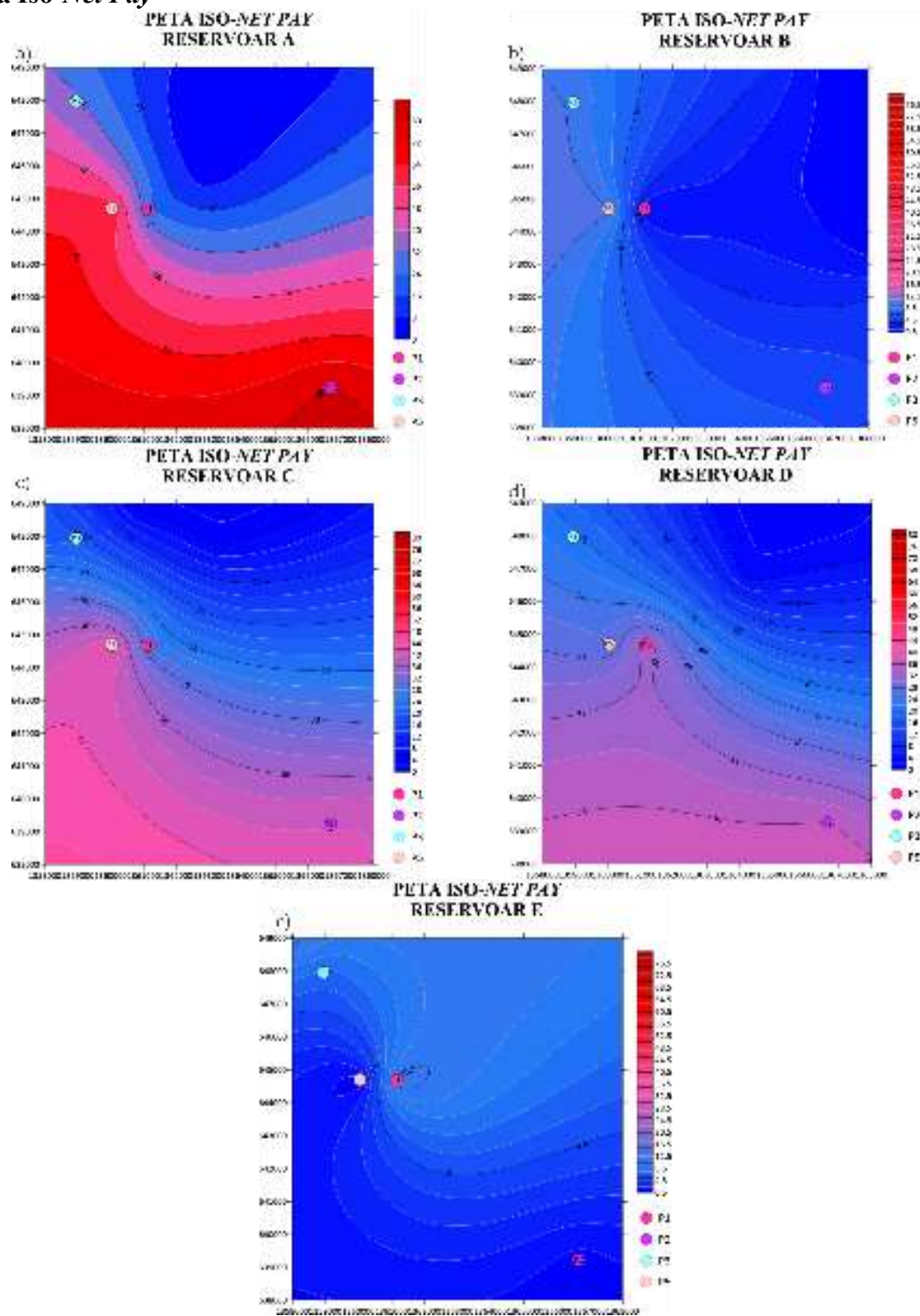
Gambar 3. 4. Peta Iso-Sw

Peta Iso-Net Sand



Gambar 3. 5. Peta Iso-Net Sand

Peta Iso-Net Pay



Gambar 3. 6. Peta Iso-Net Pay

Analisis Hasil

Area paling prospektif berdasarkan hasil interpolasi parameter petrofisika pada 5 reservoir dan 4 sumur tersebut adalah reservoir A pada sumur 2. Reservoir A sumur 2 memiliki rata-rata *gross sand* yang tebal dengan volume serpih yang kecil. Rata-rata nilai porositas pada sumur 2 baik. Dengan parameter tersebut didapatkan hasil berupa *net sand* bahwa reservoir A sumur 2 merupakan reservoir yang baik. Kemudian, dilakukan *cut off* dengan saturasi air dimana reservoir tersebut memiliki nilai saturasi yang rendah. Sehingga, reservoir A sumur 2 memiliki nilai *net pay* yang tinggi dan merupakan area prospektif. Dari hasil peta-*net pay* yang ditampilkan, pengembangan eksplorasi dapat dilakukan ke arah selatan. Hasil dapat dilihat pada Lampiran 3.4.

4. Kesimpulan

Litologi penyusun daerah penelitian terdiri atas batupasir dan serpih dengan lima interval reservoir yakni Puffin A, B, C, D, dan E. Area paling prospektif pada daerah pemetaan yakni pada sumur Puffin 2 dan sekitarnya yakni pada tenggara daerah pemetaan dengan melihat properti masing-masing sumur. Sedangkan interval reservoir yang paling prospektif berada pada Reservoir A dengan mempertimbangkan parameter petrofisika dan ketebalan reservoir.

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Sarju Winardi sebagai pembimbing yang telah memberi arahan, masukan, dan saran selama penyusunan karya tulis ini.

Daftar Pustaka

Edwards D S, Preston J C, Kennard J M, Boreham C J, van Aarssen B G K, R.E. S dan Zumberge J E., 2004, Geochemical characteristics of hydrocarbons from the Vulcan Sub-basin, western Bonaparte

Basin, Australia, *Timor Sea Pet. Geosci. Proc. Timor Sea Symp. Darwin, North. Territ.* 169–201

Liu K, Eadington P J, Kennard J M, Middleton H A, George S C, Ahmed M dan Cope P., 2004, Oil migration in the Vulcan Sub-basin, Timor Sea, investigated using GOI and FIS Data *Timor Sea Pet. Geosci. Proc. Timor Sea Symp. Darwin, North. Territ.* 19-20 June 2003 (eds G. K. Ellis, P. W. Baillie T. J. Munson), *North. Territ. Geol. Surv. Spec. Publ.* 1 333–51.

Makuluni P, Johnson L M, Hauser J, Langhi L dan Clark S., 2021, Quantifying exhumation using compaction and vitrinite reflectance in the Southern Bonaparte Basin, North West Shelf, Australia *Mar. Pet. Geol.* 134 105318

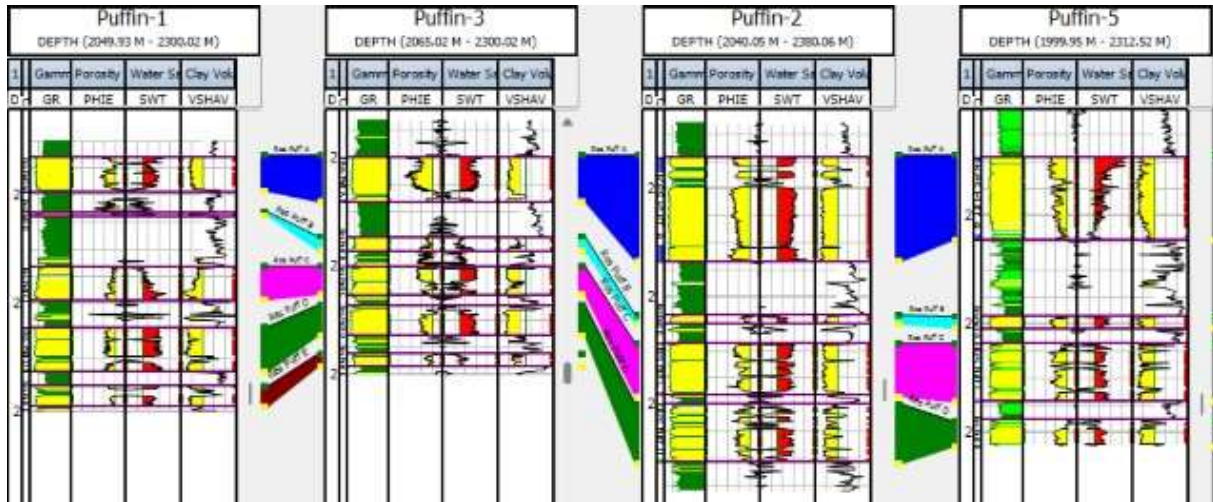
Lampiran

Lampiran 3.1. Koordinat sumur

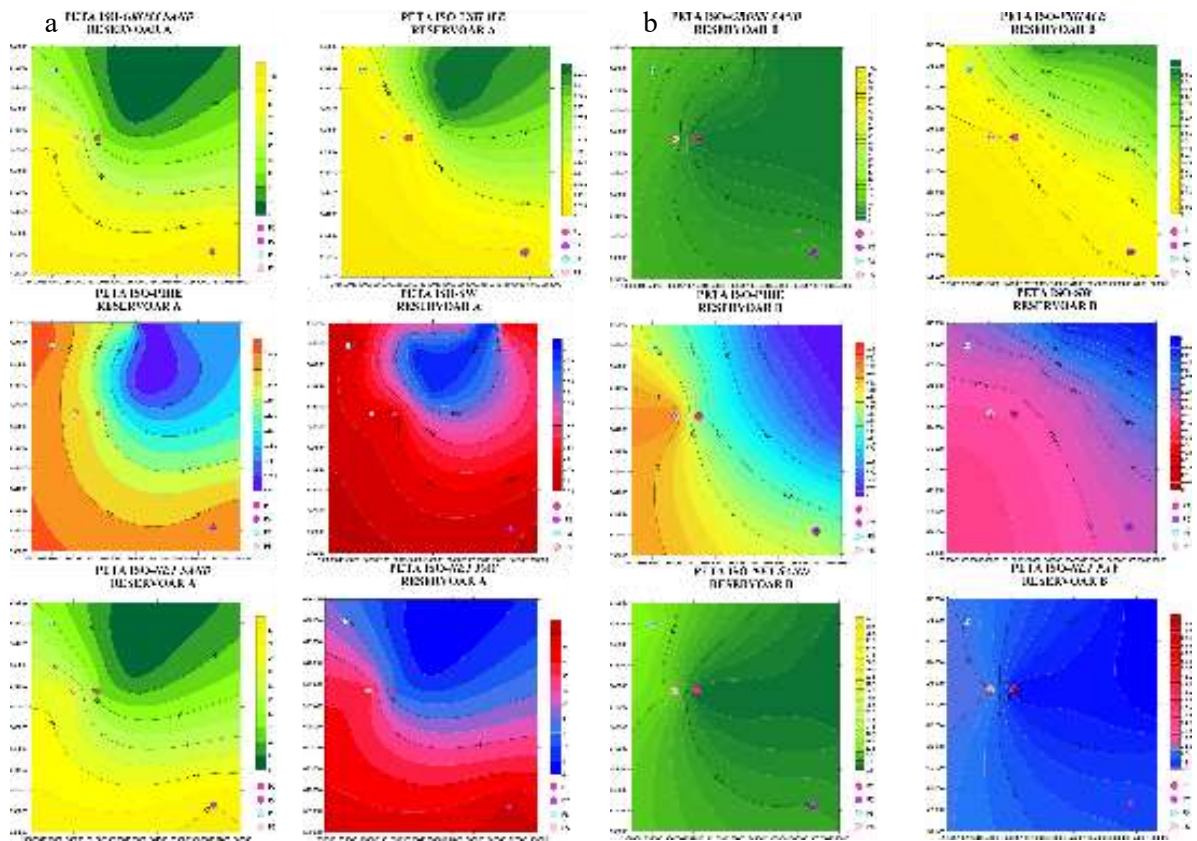
Sumur	Long	Lat
1	1361191.14	644626.93
2	1366695.02	639162.59
3	1358995.29	647900.94
5	1360085.06	644632.40

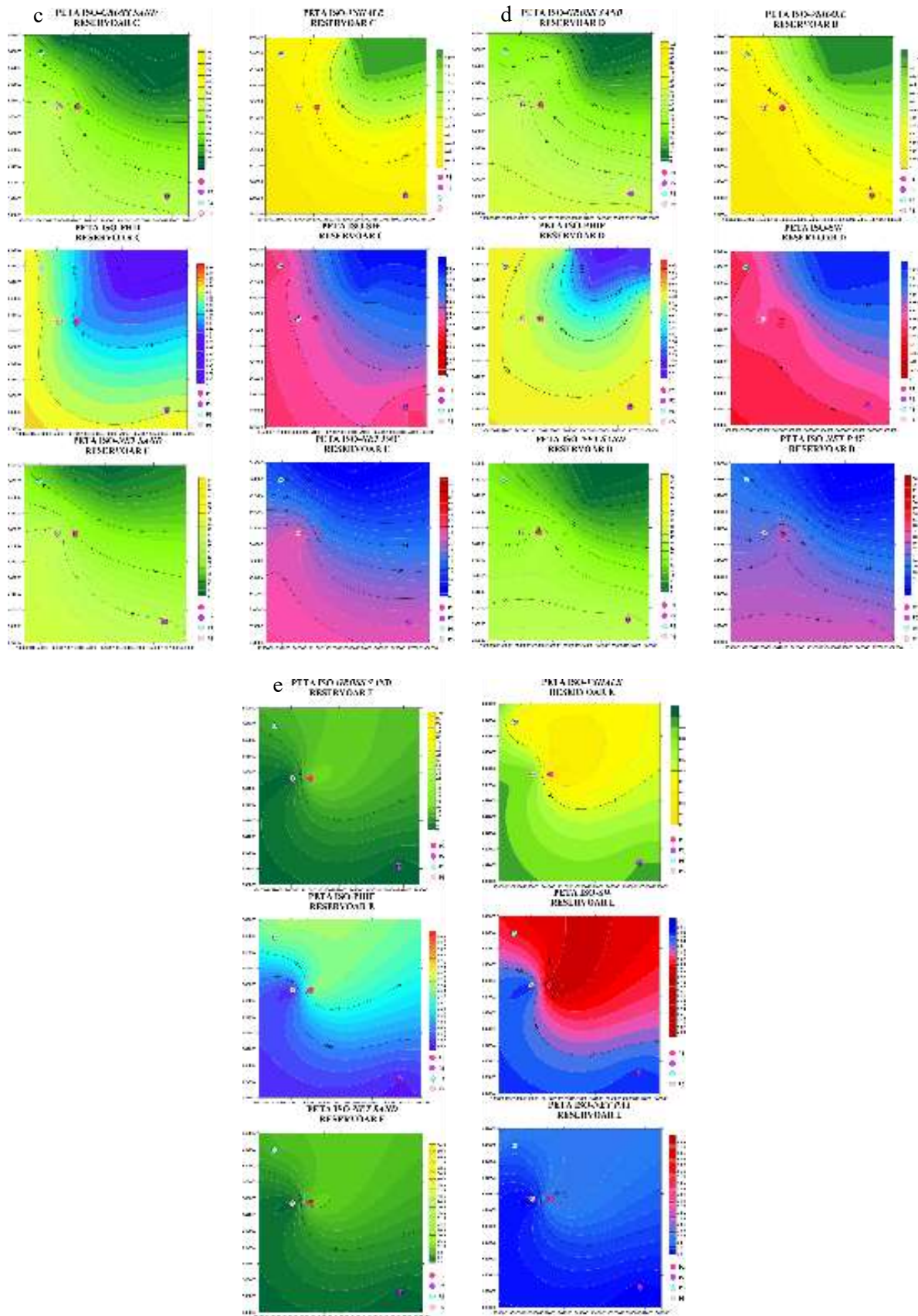
Lampiran 3. 2. Lumping

Gross Sand					Volume Serpih (Vsh)				
Reservoir	Reservoir				Reservoir	Reservoir			
	1	2	3	5		1	2	3	5
A	33.07	96.77	42.37	77.42	A	0.189	0.132	0.203	0.170
B	3.2	8.69	12.95	10.82	B	0.177	0.203	0.311	0.131
C	30.78	47.55	25.91	53.49	C	0.231	0.156	0.178	0.147
D	40.69	54.41	28.19	53.64	D	0.133	0.191	0.165	0.167
E	19.66		11.89		E	0.163		0.297	
Porositas Efektif (PhiE)					Saturasi Air (Sw)				
Reservoir	Reservoir				Reservoir	Reservoir			
	1	2	3	5		1	2	3	5
A	0.171	0.225	0.239	0.199	A	0.472	0.405	0.425	0.500
B	0.126	0.147	0.163	0.218	B	0.509	0.558	0.583	0.496
C	0.141	0.198	0.200	0.190	C	0.552	0.452	0.447	0.524
D	0.165	0.186	0.185	0.172	D	0.424	0.471	0.443	0.553
E	0.136		0.136		E	0.501		0.633	
Net Sand					Net Pay				
Reservoir	Reservoir				Reservoir	Reservoir			
	1	2	3	5		1	2	3	5
A	24.54	81.69	33.68	70.94	A	24.38	80.92	33.38	60.88
B	1.52	5.64	12.80	9.91	B	1.52	5.18	9.30	9.60
C	29.03	40.84	19.96	43.89	C	27.51	39.93	19.35	42.06
D	33.22	37.57	20.88	27.43	D	33.22	36.35	20.57	26.52
E	11.13		8.23		E	11.13		7.01	



Lampiran 3.3. Korelasi reservoir Puffin





Lampiran 3. 4. Parameter petrofisika reservoir pada a) reservoir A, b) reservoir B, c) reservoir C, d) reservoir D, dan e) reservoir E