

ANALISIS PETROFISIKA DAN PERHITUNGAN CADANGAN MINYAK PADA LAPANGAN “BEAR” CEKUNGAN SUMATRA TENGAH (Studi kasus PT Chevron Pacific Indonesia)

Eko Vidhotomo¹, A. M. Juwono M.Sc¹, Rinie Mekarsari M.Sc²,

¹Jurusan Fisika FMIPA Univ. Brawijaya

²PT. Chevron Pacific Indonesia

Email: eko.vidhotomo@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan “Bear” merupakan salah satu lapangan besar di wilayah kerja SLN Bangko PT Chevron Pacific Indonesia yang telah berproduksi sejak tahun 1973. Analisa petrofisika sebelumnya pada lapangan ini perlu dianalisis dan dilakukan analisis petrofisika ulang karena properti petrofisika sebelumnya belum tepat. Hasil analisis petrofisika baru digunakan untuk memetakan reservoir dan menghitung cadangan awal minyak(OOIP). Analisis petrofisika dilakukan pada 50 sumur pada dua reservoir yaitu reservoir formasi Duri “A” dan “B” dengan menghitung volume serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air menggunakan data well log. Hasil analisa petrofisika pada reservoir formasi Duri “A” memiliki nilai volume serpih 0,163 – 0,413, porositas total 0,193 – 0,306, porositas efektif 0,113 – 0,250, permeabilitas 89,63 – 16982,36 mD, tingkat saturasi air 0,194 – 1 dan tingkat saturasi air Irreducible 0,147 – 1. Sedangkan pada reservoir formasi Duri “B” memiliki nilai volume serpih 0,229 – 0,475, porositas total 0,185 – 0,286, porositas efektif 0,107 – 0,230, permeabilitas 12,90 – 16518,96 mD, tingkat saturasi air 0.362 – 1 dan tingkat saturasi air Irreducible 0,297 – 1. Pada peta sebaran reservoir diketahui reservoir terpusat pada dua antiklin. Hasil perhitungan OOIP, formasi Duri “A” mempunyai cadangan minyak 39,96 MMBbl untuk saturasi air Simandoux dan 55,80 MMBbl untuk saturasi air Irreducible, reservoir formasi Duri “B” mempunyai cadangan minyak 3,59 MMBbl untuk saturasi air Simandoux dan 6,79 MMBbl untuk saturasi air Irreducible.

ABSTRACT

“Bear” field is one of the large field in the region of the SLN Bangko, PT Chevron Pacific Indonesia, which has been producing since 1973. The previous petrophysical analysis for this field need to be analyzed and re-petrophysical analyzed, because previous petrophysic properties are not precise. Result from the new petrophysical analysis are used to make reservoir distribution maps and determine the original oil in place(OOIP). Petrophysical analysis was done for 50 wells in the two reservoir, that is Duri “A” and “B” formations reservoir to calculate shale volume, porosity, permeability and water saturation based on well log data. The results of petrophysical analysis in the Duri “A” formations reservoir has volume of shale 0.163 – 0.413, total porosity 0.193 – 0.306, effective porosity 0.113 – 0.250, permeability 89.63 – 16982.36 mD, water saturation 0.194 – 1 and water saturation Irreducible 0.147 – 1. The Duri “B” formations reservoir has volume of shale 0.229 – 0.475, total porosity 0,185 – 0,286, effective porosity 0.107 – 0.230, permeability 12.90 – 16518.96 mD, water saturation 0.362 – 1 and water saturation Irreducible 0.297 – 1. In reservoir distribution maps, reservoir is centered on two anticline. The results of the OOIP calculation, in the Duri “A” formations reservoir has oil reserves 39.96 MMbbl for water saturation Simandoux and 55.80 MMbbl for water saturation Irreducible, in the Duri “B” formations reservoir has oil reserves 3.59 MMbbl for water saturation Simandoux and 6.79 MMbbl for water saturation Irreducible.

Keyword : “Bear” Field, Duri Formation, Petrophysical Analysis, Well Log, Reservoir Distribution, OOIP.

I. Pendahuluan

Penelitian geologi dan seismik permukaan mungkin mampu memberikan dugaan potensi hidrokarbon di bawah tanah. Namun sampai saat ini belum ada suatu solusi nyata selain melakukan penggalian lubang sumur serta melakukan serangkaian pengukuran di dalam sumur dan evaluasi formasi dari data hasil rekaman untuk memastikan ada tidaknya kandungan hidrokarbon di bawah tanah.^[1] Evaluasi formasi ini dilakukan dengan melakukan analisis petrofisika terhadap sifat fisik batuan di sekeliling lubang bor, menggunakan hasil rekaman berupa kurva parameter fisika yang terekam secara kontinu. Dari analisis petrofisika ini, dapat diketahui jenis

reservoir, porositas, permeabilitas dan kandungan minyak dari batuan yang mengelilingi lubang bor di setiap kedalamannya.

Dengan melakukan evaluasi formasi dapat diketahui struktur bawah permukaan serta zona potensi hidrokarbon dari lapangan produksi. Namun dalam pengembangan sebuah lapangan, perlu juga diketahui seberapa besar cadangan hidrokarbon yang dapat diperoleh dari lapangan tersebut. Perkiraan cadangan awal hidrokarbon merupakan salah satu faktor penting dalam pengembangan serta perencanaan produksi minyak dan gas bumi dari suatu reservoir. Dari perkiraan cadangan awal hidrokarbon tersebut,

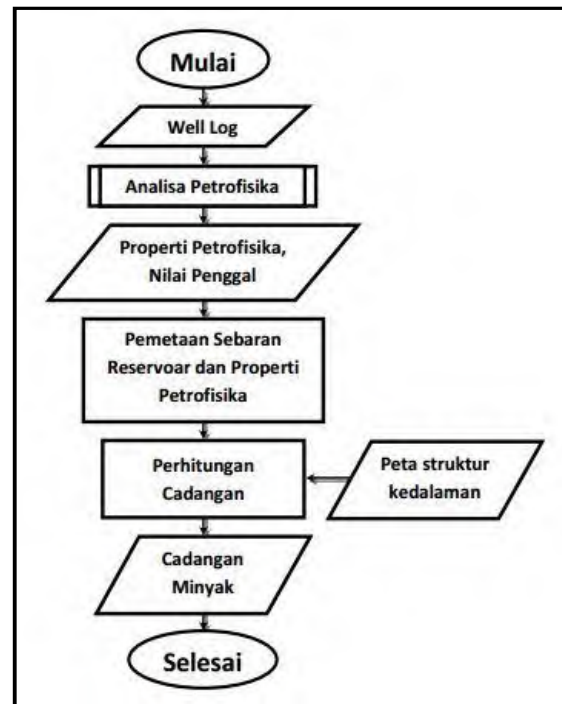
dapat diperkirakan juga seberapa komersial lapangan tersebut untuk di produksi.

Lapangan “Bear” merupakan lapangan lama PT Chevron Pacific Indonesia yang telah berproduksi sejak tahun 1973. Lapangan ini merupakan salah satu lapangan besar yang berada di wilayah kerja SLN Bangko. Sampai tahun 2012 telah ada 50 sumur yang beroperasi. Sebelumnya, telah dilakukan analisis petrofisika pada lapangan ini, namun terdapat beberapa hasil yang perlu ditinjau dan dikoreksi karena properti petrofisika sebelumnya kurang tepat. Oleh karena itu perlu dilakukan analisis petrofisika kembali pada lapangan “Bear” yang selanjutnya akan dibandingkan dengan hasil analisis petrofisika sebelumnya. Kemudian dari analisis petrofisika yang telah dilakukan, akan diperkirakan cadangan awal di lapangan “Bear”. Selain itu, dari hasil analisis petrofisika, dapat juga digunakan untuk mengetahui sebaran reservoir pada lapangan “Bear” sehingga dapat diketahui bagaimana sebaran reservoir bersih dan kotor nya.

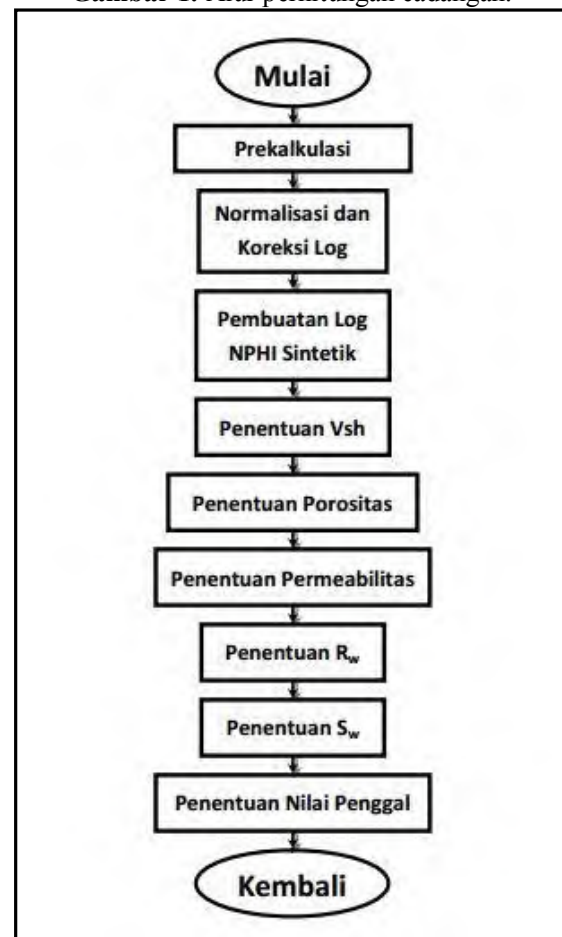
II. Metode

Penelitian ini dilakukan dengan melakukan pengolahan data *well log* dan peta top struktur kedalaman reservoir formasi Duri “A” dan “B” Lapangan “Bear” yang diperoleh dari PT Chevron Pacific Indonesia(CPI). Data *well log* lapangan “Bear” meliputi data log *Gamma Ray* (log sinar gamma), log resistivitas, log densitas dan log neutron pada 50 sumur seperti ditunjukkan pada tabel L.1. Sedangkan data peta top struktur kedalaman merupakan peta top struktur kedalaman formasi yang sebelumnya telah diinterpretasi dari data seismik oleh PT CPI. Peta top struktur kedalaman formasi Duri “A” dan “B” ditunjukkan pada gambar L.1 dan L.2.

Tahapan penelitian ini ditunjukkan pada gambar 1 dan gambar 2. Perhitungan cadangan minyak dilakukan dengan menggunakan software Paradigm GoCAD 2009 v.4. Untuk alur perhitungan cadangan minyak pada penelitian ini ditunjukkan pada gambar 1. Dalam alur perhitungan cadangan, dapat dilihat bahwa tahapan diawali dengan analisis petrofisika terlebih dahulu. Analisis petrofisika pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan software Paradigm Geolog 6.7 dengan alur analisis petrofisika ditunjukkan seperti pada gambar 2.



Gambar 1. Alur perhitungan cadangan.



Gambar 2. Alur analisis petrofisika.

2.1 Analisis Petrofisika

Alur analisis petrofisika sesuai dengan gambar 2 adalah sebagai berikut

a. Prekalkulasi

Tahapan analisis petrofisika diawali dengan melakukan prekalkulasi, dimana dilakukan perhitungan perubahan suhu setiap kedalaman pada setiap sumur.

b. Koreksi dan Normalisasi

Pengerowongan lubang bor mempengaruhi pembacaan alat pada pengukuran log sinar gamma dan densitas sehingga hasil pengukuran perlu dilakukan koreksi. Sedangkan pada log sinar gamma, terdapat keberagaman rentang nilai pada log sinar gamma yang dikarenakan generasi alat yang dipakai saat pengukuran maupun perbedaan perusahaan servis yang melakukan *logging* sehingga perlu dilakukan normalisasi untuk menyamakan skala pada semua sumur.

c. Pembuatan Log NPHI Sintetik

Dapat dilihat pada tabel L.1 terdapat beberapa sumur tidak memiliki log NPHI, maka perlu dibuat NPHI sintetik dengan modul FACImage pada software Geolog.

d. Penentuan Volume Serpilh

Penentuan volume serpih pada penelitian ini dilakukan dengan parameter log sinar gamma dengan persamaan berikut:^[2]

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{sand}}{GR_{shale} - GR_{sand}} \quad (1)$$

GR : Nilai sinar gamma pembacaan alat.

GR_{sand} : Nilai sinar gamma batu pasir.

GR_{shale} : Nilai sinar gamma serpih.

e. Penentuan Porositas

Penentuan porositas pada penelitian ini menggunakan parameter log densitas dan log neutron berdasarkan persamaan *dual water* sesuai persamaan berikut:^[3]

$$\phi_T = \frac{\phi_{Ndsh} \cdot \phi_D - \phi_{Ddsh} \cdot \phi_N}{\phi_{Ndsh} - \phi_{Ddsh}} \quad (2)$$

di mana

ϕ_T : Porositas total.

ϕ_T : Porositas total.

ϕ_D : Porositas dari log densitas (DPHI).

ϕ_N : Porositas dari log neutron (NPHI).

ϕ_{Ddsh} : DPHI *dry shale*(serpilh kering).

ϕ_{Ndsh} : NPHI *dry shale*(serpilh kering).

Nilai ϕ_{Ndsh} dan ϕ_{Ddsh} diperoleh dari kurva silang antara log neutron dengan log densitas dan kurva silang antara log sinar gamma dengan nilai separasi antara porositas dari log neutron dan porositas dari log densitas sesuai gambar 3 dan 4.

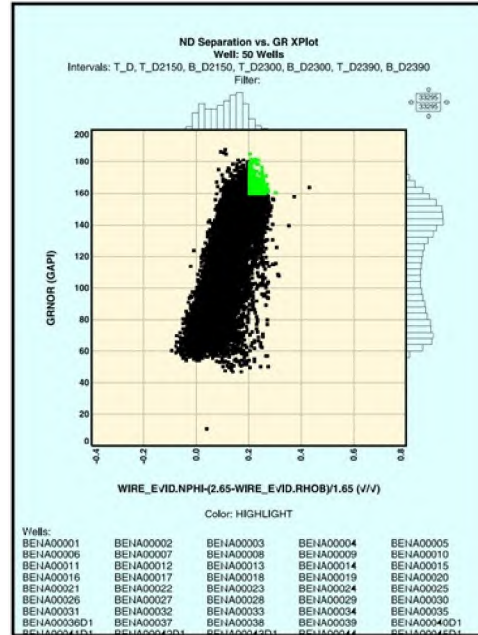
Sedangkan untuk penentuan nilai porositas efektif berdasarkan persamaan *dual water* sesuai persamaan berikut:^[3]

$$\phi_E = \phi_T - V_{sh} \cdot V_{WSH} \quad (3)$$

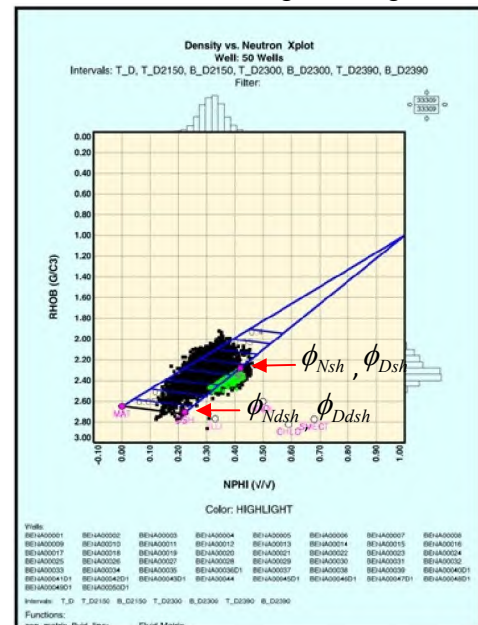
di mana

$$V_{WSH} = \frac{\phi_{Ndsh} \cdot \phi_{Dsh} - \phi_{Ddsh} \cdot \phi_{Nsh}}{\phi_{Ndsh} - \phi_{Ddsh}} \quad (4)$$

Untuk menentukan nilai ϕ_{Dsh} dan ϕ_{Nsh} juga ditunjukkan pada gambar 4. ϕ_{Dsh} adalah nilai DPHI serpih dan ϕ_{Nsh} adalah NPHI serpih.



Gambar 3. Kurva silang antara separasi neutron-densitas dengan sinar gamma.



Gambar 4. Kurva silang antara densitas dan neutron.

f. Penentuan Permeabilitas

Nilai permeabilitas pada lapangan “Bear” ditentukan dengan menggunakan persamaan hasil

regresi dari kurva silang antara nilai porositas efektif dan nilai permeabilitas dari data batuan inti. Persamaan hasil regresi dari kurva silang tersebut adalah sebagai berikut :

$$PERM = 10^{(-4.0839+27.391*(PHIE))} \quad (5)$$

f. Penentuan Resistivitas Air Formasi

Resistivitas air formasi (R_w) ditentukan berdasarkan metode picket plot dengan menggunakan kurva silang antara $PHIE$ (porositas efektif) dengan R_t (resistivitas formasi).

g. Penentuan Saturasi Air

Dalam penelitian ini dihitung dua jenis nilai saturasi air, yaitu saturasi air dengan persamaan Simandoux dan saturasi air *Irreducible*. Di bawah ini merupakan persamaan saturasi air Simandoux.^[4]

$$S_{we} = \left\{ \left(\left[\frac{FR_w (1 - V_{cl}) V_{cl}}{2R_{sh}} \right]^2 + \frac{FR_w (1 - V_{cl})}{R_t} \right)^{\frac{1}{2}} \right\}^{\frac{2}{n}} - \frac{FR_w (1 - V_{cl}) V_{cl}}{2R_{sh}} \quad (6)$$

di mana

S_w : Saturasi air

R_w : Resistivitas air formasi.

R_t : Resistivitas formasi.

V_{sh} : Volume serpih.

R_{sh} : Resistivitas serpih

FR : Faktor resistivitas formasi = $\frac{a}{\phi^m}$

ϕ : Porositas.

m : Eksponen sementasi (1.8)

n : Eksponen saturasi (1.8 untuk semua formasi)

Sedangkan saturasi air *Irreducible* dihitung dengan menggunakan persamaan Coates sebagai berikut.^[5]

$$S_{wirr} = \frac{1}{\frac{C^2 \sqrt{K}}{(100 \phi_e)^2} + 1} \quad (7)$$

di mana

C : Konstanta Coates

K : Permeabilitas

ϕ_e : Porositas efektif

Nilai konstanta Coates adalah 9 yang mengacu pada penelitian oleh Desman tahun 2008 pada lapangan yang berdekatan dengan lapangan "Bear".

h. Penentuan Nilai Penggal

Dalam penelitian ini nilai penggal yang dicari adalah nilai penggal volume serpih, porositas efektif, permeabilitas, saturasi air dan saturasi air *Irreducible*.

2.2 Perhitungan Cadangan Awal Minyak

Setelah dilakukan analisis petrofisika dihasilkan beberapa properti petrofisika beserta nilai penggal pada masing-masing properti. Dari hasil analisis petrofisika dan peta struktur dapat dilakukan perhitungan cadangan minyak dengan alur sebagai berikut

a. Pemetaan Sebaran Reservoir

Nilai penggal dari analisis petrofisika digunakan untuk menentukan ketebalan reservoir kotor dan reservoir bersih pada masing-masing sumur yang kemudian dipetakan dengan software Gocad 2009 v.4. Ketebalan reservoir kotor ditentukan dari ketebalan reservoir dengan nilai penggal volume serpih. Sedangkan ketebalan reservoir bersih ditentukan dari ketebalan reservoir dengan nilai penggal volume serpih dan porositas.

b. Pemetaan Properti Petrofisika

Dalam perhitungan cadangan minyak, dibutuhkan sebuah peta sebaran properti petrofisika berupa porositas dan saturasi air. Sehingga sebelum perhitungan cadangan minyak harus dibuat peta sebaran properti petrofisika dimana nilai sebaran properti petrofisika tersebut didapat dengan merata-ratakan nilai properti pada sumur di setiap reservoir. Hasil rata-rata di setiap sumur tersebut kemudian dipetakan sehingga menghasilkan peta sebaran petrofisika pada setiap reservoir.

c. Perhitungan Cadangan Minyak

Dari peta sebaran reservoir dan properti petrofisika saja masih belum dapat digunakan dalam perhitungan cadangan minyak bila batas kontak air-minyak (*Oil Water Contact*, OWC) pada setiap reservoir belum diketahui. Oleh karena itu perlu diketahui batas OWC pada setiap reservoir dengan melakukan analisis pada kurva neutron-densitas dan kurva saturasi air sesuai pada gambar L.3. Kemudian dari batas OWC tersebut digunakan untuk membatasi peta top struktur kedalaman sehingga menghasilkan sebuah tutupan. Dari tutupan tersebut kemudian di-*overlay* dengan peta sebaran reservoir yang mengandung minyak sehingga dihasilkan peta *netpay*. Peta *netpay* merupakan representasi dari volume reservoir yang dapat ditempati oleh minyak.

Dengan menggunakan peta *netpay* dan sebaran properti petrofisika dapat dihitung cadangan minyak sesuai dengan persamaan dibawah ini.^[1]

$$OOIP = \frac{V_b \times \phi \times (1 - S_w)}{Boi} \times 7.758 Bbl \quad (8)$$

di mana

OOIP : *Initial Oil in Place* (STB, Stock Tank Barrels)

7.758 : Faktor konversi dari acre.ft ke

- barrels
- Vb : Volume bulk dari reservoir (acre.ft)
- ϕ : Porositas (%)
- S_w : Saturasi air (%)
- Boi : Oil formation volume factor (STB/bbls)

Perhitungan cadangan minyak pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan modul eVolum pada software GoCAD. Prinsip perhitungan modul eVolum adalah menghitung volume cadangan minyak tiap 200x200 kaki sesuai persamaan 8.

III. Hasil dan Pembahasan

3.1 Hasil Analisis Petrofisika

a. Volume Serpilh

Berdasarkan hasil perhitungan yang dilakukan pada masing-masing reservoir dengan menggunakan indikator nilai sinar gamma, diperoleh nilai volume serpilh pada formasi Duri "A" memiliki rentang nilai volume serpilh berkisar antara 0,163 – 0,413 dengan rata-rata nilai volume serpilh 0,297. Sedangkan pada reservoir formasi Duri "B" diperoleh rentang nilai volume serpilh berkisar antara 0,229 – 0,475 dengan nilai rata-rata nilai volume serpilh 0,363. Hasil penentuan nilai penggal volume serpilh sebesar 0,639.

b. Porositas Efektif

Dari hasil perhitungan porositas dengan persamaan dual water, nilai porositas total (PHIT) pada reservoir formasi Duri "A" berkisar antara 0,193 – 0,306 dengan rata-rata 0,266, sedangkan pada reservoir formasi Duri "B" berkisar antara 0,185 – 0,286 dengan rata-rata 0,239. Kemudian nilai porositas efektif (PHIE) pada reservoir formasi Duri "A" berkisar 0,113 – 0,250 dengan rata-rata nilai porositas efektif 0,200 serta pada formasi Duri "B" berkisar antara 0,107 – 0,230 dengan rata-rata 0,158. Hasil penentuan nilai penggal porositas efektif sebesar 0,106.

c. Permeabilitas

Dari hasil perhitungan permeabilitas, pada reservoir formasi Duri "A" nilai permeabilitas berkisar antara 89,63 – 1982,36 mD dengan rata-rata 3524,91 mD. Sedang nilai permeabilitas pada reservoir formasi Duri "B" berkisar antara 12,90 – 16518,96 mD dengan rata-rata 1672,72 mD. Hasil penentuan nilai penggal permeabilitas sebesar 11,48 mD.

d. Saturasi Air

Berdasarkan hasil perhitungan saturasi air, pada reservoir formasi Duri "A" nilai saturasi air berkisar 0,194 – 1 dengan rata-rata 0,600. Sedangkan saturasi air reservoir formasi Duri "B" berkisar 0,362 – 1 dengan rata-rata 0,858. Kemudian untuk saturasi air *Irreducible* pada

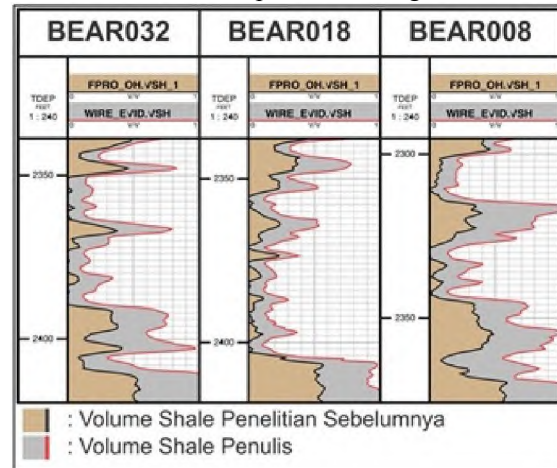
reservoir formasi Duri "A" berkisar 0,147 – 1 dengan rata-rata 0,471. Sedangkan saturasi air *Irreducible* pada reservoir formasi Duri "B" berkisar 0,297 – 1 dengan rata-rata 0,802. Kemudian hasil penentuan nilai penggal, dihasilkan nilai penggal untuk saturasi air Simandoux sebesar 0,800 dan saturasi air *Irreducible* sebesar 0,515.

3.2 Perbandingan Hasil Analisis Petrofisika

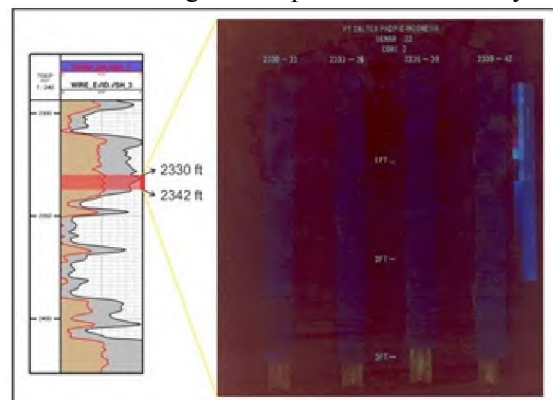
Perbandingan hasil analisis petrofisika dilakukan dengan membandingkan kurva antara hasil analisis petrofisika yang dilakukan penulis dengan analisis petrofisika sebelumnya. Berikut ini beberapa perbandingan hasil analisis petrofisika :

a. Volume Serpilh

Dari perbandingan kurva tersebut yang ditunjukkan pada gambar 5, hasil perhitungan volume serpilh pada analisis petrofisika peneliti sebelumnya cenderung lebih kecil dibandingkan hasil perhitungan analisis petrofisika penulis. Kemudian penulis melakukan perbandingan dengan melihat foto ultraviolet batuan inti. Di mana batuan inti yang mempunyai kandungan serpilh tinggi akan berwarna ungu gelap, sedangkan batuan inti dengan kandungan serpilh rendah akan berwarna putih kekuningan.



Gambar 5. Perbandingan kurva volume serpilh dengan hasil penelitian sebelumnya.

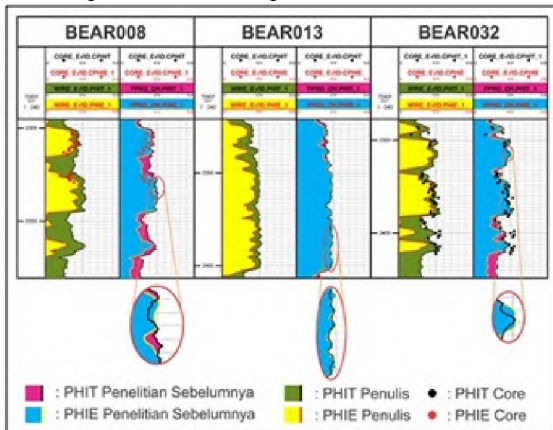


Gambar 6. Foto batuan inti bor pada zona serpih.

Pada gambar 6, zona yang seharusnya mengandung serpih yang tinggi, nilai volume serpih pada penelitian sebelumnya tidak menunjukkan nilai yang tinggi. Berbeda dengan hasil yang dilakukan oleh penulis, nilai volume serpih pada zona tersebut sudah menunjukkan nilai yang tinggi.

b. Porositas

Dari kurva porositas pada gambar 7, nilai porositas total dari kedua penelitian nampak hampir sama. Perbedaan terletak pada porositas efektif, dimana pada penelitian sebelumnya terdapat beberapa zona yang porositas efektifnya lebih besar daripada porositas total seperti ditunjukkan dengan lingkaran merah pada gambar 7. Menurut teori bahwa nilai porositas efektif tidak mungkin lebih besar daripada porositas total, karena nilai porositas efektif merupakan hasil pengurangan antara nilai porositas total dengan volume pori terisi air serpih.^[3]



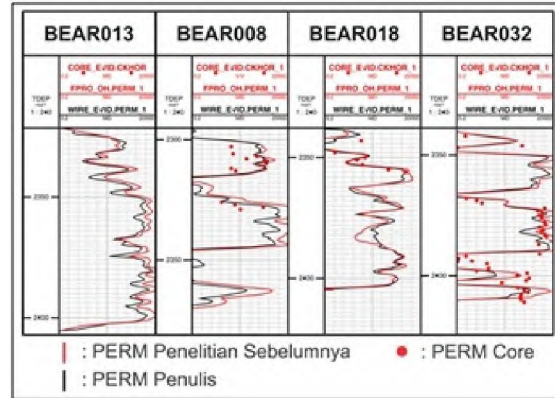
Gambar 7. Perbandingan kurva porositas dengan hasil penelitian sebelumnya.

Kemudian dari data batuan inti (*core*), lebih banyak nilai porositas efektif data batuan inti yang lebih sesuai dengan nilai porositas pada hasil analisis petrofisika penulis. Dimana porositas efektif hasil analisis petrofisika peneliti sebelumnya cenderung lebih besar. Begitu pula pada nilai porositas total hasil analisis petrofisika peneliti sebelumnya yang cenderung lebih besar daripada nilai porositas batuan inti bor.

c. Permeabilitas

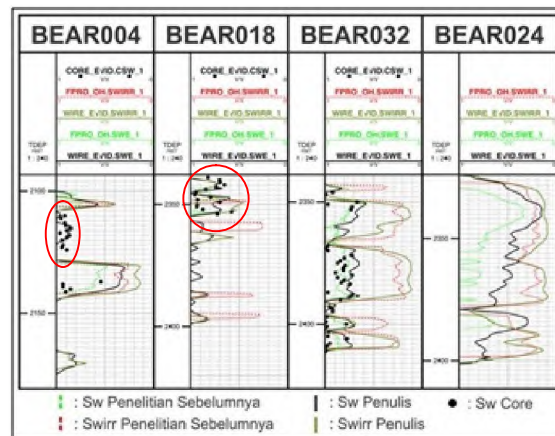
Bila dilihat dari perbandingan kurva pada gambar 8, tidak terdapat perbedaan pola yang signifikan pada kedua kurva permeabilitas. Kemudian, bila dibandingkan dengan nilai permeabilitas pada data batuan inti, nilai permeabilitas pada kedua penelitian juga mempunyai kesamaan pola. Namun pada beberapa zona masih terdapat nilai permeabilitas pada penelitian sebelumnya yang belum dapat mewakili data batuan inti karena permeabilitas

pada hasil penelitian sebelumnya lebih besar dari nilai permeabilitas inti bor.



Gambar 8. Perbandingan kurva permeabilitas dengan hasil penelitian sebelumnya.

d. Saturasi Air



Gambar 9. Perbandingan kurva porositas dengan hasil penelitian sebelumnya.

Pada gambar 9, nilai saturasi air hasil perhitungan pada penelitian sebelumnya memperlihatkan nilai yang lebih kecil dari nilai saturasi air hasil perhitungan yang dilakukan oleh penulis. Ini dapat dimungkinkan karena metode perhitungan yang berbeda. Dimana pada penelitian sebelumnya dimungkinkan tidak menggunakan metode Simandoux yang dapat mengkoreksi serpih pada reservoir. Selain itu bila dibandingkan dengan nilai saturasi air dari batuan inti bor, nilai saturasi air pada penelitian sebelumnya terlihat lebih kecil. Seperti ditunjukkan pada sumur BEAR004 dan BEAR018(pada lingkaran berwarna merah), pada perhitungan saturasi air sebelumnya nilai saturasi air mencapai 1, namun pada nilai saturasi air inti bor tidak menunjukkan bahwa nilai saturasi air pada zona tersebut tidak mencapai 1. Sehingga hasil perhitungan saturasi air pada analisis petrofisika sebelumnya dinilai belum dapat mewakili nilai saturasi air batuan inti bor.

3.3 Penyebaran Reservoir Lapangan “BEAR”

Dari hasil nilai penggal pada volume serpih dan porositas, dihasilkan peta ketebalan *gross*

sand dan *net sand* pada kedua reservoir yang ditunjukkan pada gambar L.4, gambar L.5, gambar L.6 dan gambar L.7. Pada gambar L.4 dan gambar L.5 menunjukkan sebaran ketebalan reservoir kotor (*gross sand*) pada formasi Duri “A” dan “B”. Ketebalan reservoir kotor maksimal pada formasi Duri “A” mencapai 78 *kaki*. Sedangkan pada formasi Duri “B” ketebalan maksimal reservoir kotor mencapai 72 *kaki*. Kemudian gambar L.6 dan gambar L.7 menunjukkan sebaran ketebalan reservoir bersih (*net sand*) pada formasi Duri “A” dan “B”. Ketebalan reservoir bersih maksimal pada formasi Duri “A” mencapai 74 *kaki*. Sedangkan pada formasi Duri “B” ketebalan maksimal reservoir bersih mencapai 68 *kaki*.

Pada reservoir formasi Duri “A”, ketebalan reservoir terpusat pada dua area yang ditandai lingkaran berwarna merah dan hitam yang ditunjukkan pada gambar L.4 dan L.6. Sama halnya pada reservoir formasi Duri “B”, ketebalan reservoir formasi Duri “B” juga terpusat pada dua area yang ditandai dengan lingkaran berwarna merah dan hitam seperti pada gambar L.5 dan L.7.

Secara umum dengan melihat keempat peta sebaran reservoir, sebaran reservoir kotor (*gross sand*) maupun reservoir bersih (*net sand*) pada reservoir formasi Duri “A” dan “B” mempunyai pola peningkatan ketebalan reservoir yang hampir sama, yaitu ke arah utara. Namun bila dicermati kembali, terdapat perbedaan tingkat penebalan pada kedua formasi. Pada formasi Duri “A” penebalan terjadi pada area yang lebih selatan daripada pada formasi Duri “B”. Kemudian secara keseluruhan ketebalan pada formasi Duri “A” lebih merata daripada ketebalan formasi Duri “B”.

3.4 Perhitungan Cadangan Minyak

Hasil perhitungan cadangan minyak pada kedua reservoir dengan menggunakan modul eVolum dapat dilihat pada tabel 1 di bawah ini.

Tabel 1 Hasil perhitungan cadangan minyak

| Formasi | OWC (kaki) | Sw Model | OOIP (MMBbl) (10 ⁶ Barrel) |
|----------|------------|----------|---------------------------------------|
| Duri “A” | 2315 | Sw | 39,96 |
| | | Swirr | 55,80 |
| Duri “B” | 2345 | Sw | 3,59 |
| | | Swirr | 6,79 |

Dari tabel 1, diketahui bahwa volume cadangan minyak pada reservoir formasi Duri “A” lebih besar dari reservoir formasi Duri “B”. Besarnya volume cadangan minyak ini dipengaruhi dari tebal *netpay*, sebaran porositas serta tingkat saturasi air pada reservoir. Pada gambar L.8, gambar L.9, gambar L.10 dan gambar L.11, menunjukkan peta *netpay*, dimana reservoir

formasi Duri “A” lebih tinggi dari pada formasi Duri “B”. Kemudian pada gambar L.12 dan gambar L.13 di bagian lampiran, porositas dengan nilai yang tinggi pada reservoir formasi Duri “A” menyebar lebih merata daripada reservoir formasi Duri “B”. Selain itu, sebaran tingkat saturasi air yang ditunjukkan pada gambar L.14, gambar L.15, gambar L.16 dan gambar L.17, dimana saturasi air dengan nilai kecil pada reservoir formasi Duri “A” lebih merata daripada reservoir formasi Duri “B” sehingga reservoir formasi Duri “A” mempunyai cadangan lebih besar.

Disamping itu, pada tabel 1 juga ditunjukkan besar volume cadangan dengan menggunakan saturasi air *Irreducible* yang lebih besar daripada volume cadangan dengan menggunakan saturasi air Simandoux. Hal ini dikarenakan hasil perhitungan tingkat saturasi air *Irreducible* pada kedua lapisan mempunyai nilai yang lebih kecil daripada tingkat saturasi air Simandoux.

IV. Simpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan, dapat ditarik kesimpulan bahwa :

1. Hasil analisis petrofisika pada reservoir formasi Duri “A” memiliki nilai volume serpih 0,163 – 0,413, porositas total 0,193-0,306, porositas efektif 0,113 – 0,250, permeabilitas 89,63 – 1982,36 mD, saturasi air 0,194 – 1 dan saturasi air *Irreducible* 0,147 – 1. Sedangkan pada reservoir formasi Duri “B” memiliki nilai volume serpih 0,229 – 0,475, porositas total 0,185 – 0,286, porositas efektif 0,107 – 0,230, permeabilitas 12,90 – 16518,96 mD, saturasi air 0,362 – 1 dan saturasi air *Irreducible* 0,297 – 1.
2. Analisis petrofisika sebelumnya belum dapat mewakili properti petrofisika pada lapangan “Bear”.
3. Sebaran reservoir formasi Duri “A” dan “B” menebal ke arah utara. Ketebalan kedua reservoir berpusat pada dua antiklin.
4. Cadangan minyak lapangan “Bear” pada reservoir formasi Duri “A” sebesar 39,96 MMBbl dari saturasi air Simandoux dan 55,80 MMBbl dari saturasi air *Irreducible*. Sedangkan cadangan minyak pada reservoir formasi Duri “B” sebesar 3,59 MMBbl dari saturasi air Simandoux dan 6,79 MMBbl dari saturasi air *Irreducible*.

Daftar Pustaka

- [1] Harsono, Adi, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Edisi 8*, (Schlumberger Oilfield Services, Jakarta, 1997)
- [2] Asquith, G. dan Krygowski, D., *Basic Well Log Analysis (Second Edition)*, (AAPG, Oklahoma, 2004)
- [3] Crain, E. R., *The Log Analysis Handbook Volume One – Quantitative Methods*, (Pennwell Books, Tulsa, 1986)
- [4] Doveton, John H., *Geologic Log Analysis Using Computer Methods*, (Kansas Geological Survey University of Kansas, USA, 1994)
- [5] Desman, S. Andi, *Bangko Field : Formation Evaluation Report*. (PT. Chevron Pacific Indonesia., Riau, 2008)
Tidak dipublikasikan

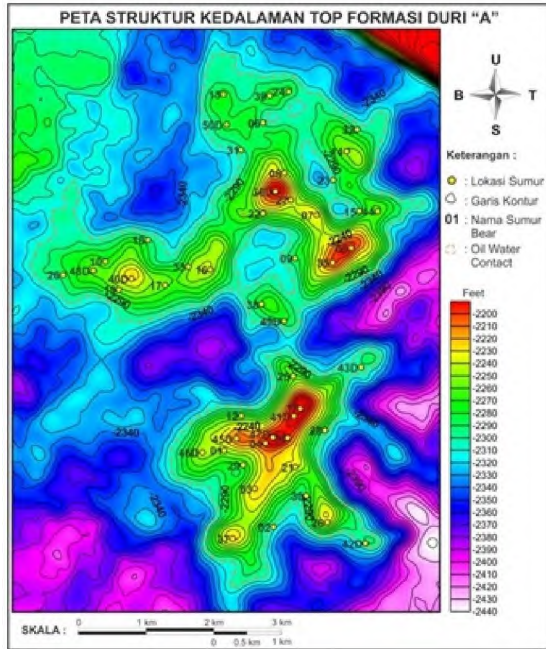
LAMPIRAN

Tabel L.1 Daftar Log pada Setiap Sumur Lapangan “BEAR”

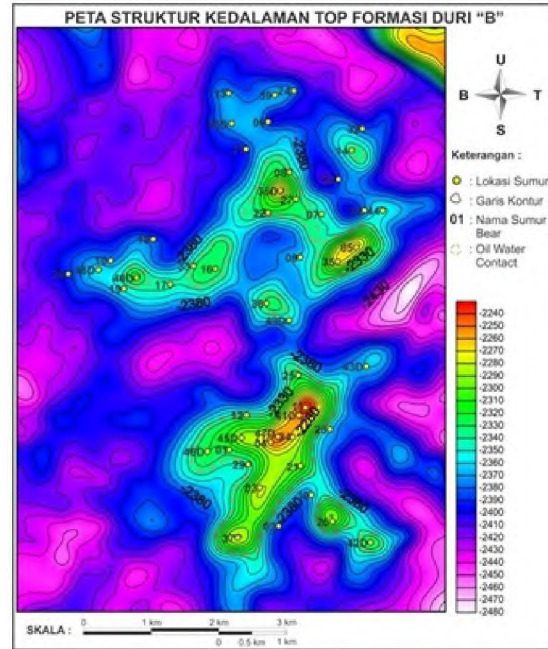
| No | Sumur | Kaliper | Sinar Gamma | RHOB | Resistivitas | NPHI |
|----|----------|---------|-------------|------|--------------|------|
| 1 | BEAR001 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 2 | BEAR002 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 3 | BEAR003 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 4 | BEAR004 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 5 | BEAR005 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 6 | BEAR006 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 7 | BEAR007 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 8 | BEAR008 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 9 | BEAR009 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 10 | BEAR010 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 11 | BEAR011 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 12 | BEAR012 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 13 | BEAR013 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 14 | BEAR014 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 15 | BEAR015 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 16 | BEAR016 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 17 | BEAR017 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 18 | BEAR018 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 19 | BEAR019 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 20 | BEAR020 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 21 | BEAR021 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 22 | BEAR022 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 23 | BEAR023 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 24 | BEAR024 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 25 | BEAR025 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 26 | BEAR026 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 27 | BEAR027 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 28 | BEAR028 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 29 | BEAR029 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 30 | BEAR030 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 31 | BEAR031 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| 32 | BEAR032 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 33 | BEAR033 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 34 | BEAR034 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 35 | BEAR035 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 36 | BEAR036D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 37 | BEAR037 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 38 | BEAR038 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 39 | BEAR039 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 40 | BEAR040D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 41 | BEAR041D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 42 | BEAR042D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 43 | BEAR043D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 44 | BEAR044 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 45 | BEAR045D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 46 | BEAR046D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

| | | | | | | |
|----|----------|---|---|---|---|---|
| 47 | BEAR047D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 48 | BEAR048D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 49 | BEAR049D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 50 | BEAR050D | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

Peta Struktur Kedalaman Top Formasi pada Lapangan “BEAR”

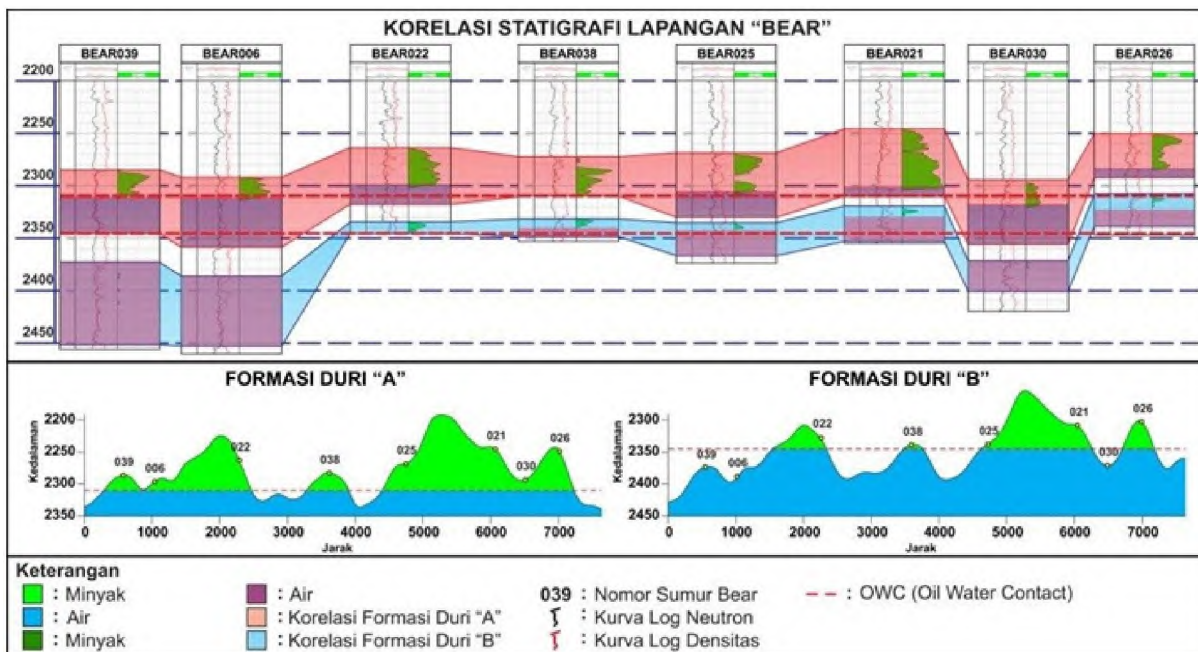


Gambar L.1 Peta Struktur Kedalaman Top Formasi Duri “A”.



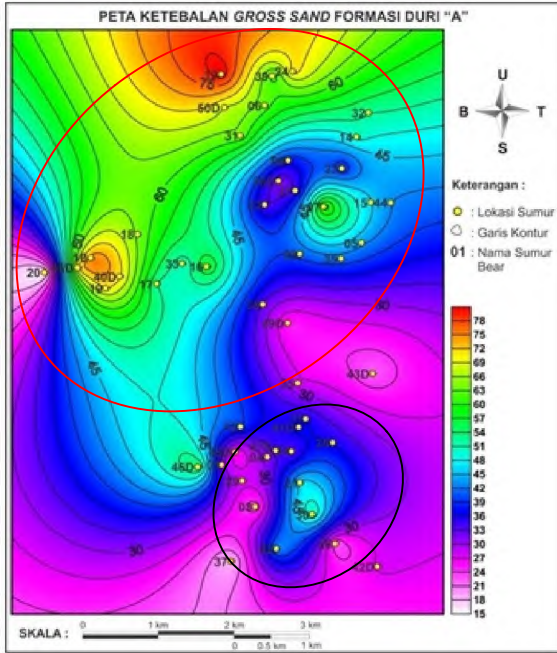
Gambar L.2 Peta Struktur Kedalaman Top Formasi Duri “B”.

Korelasi Statrigafi pada Lapangan “BEAR”

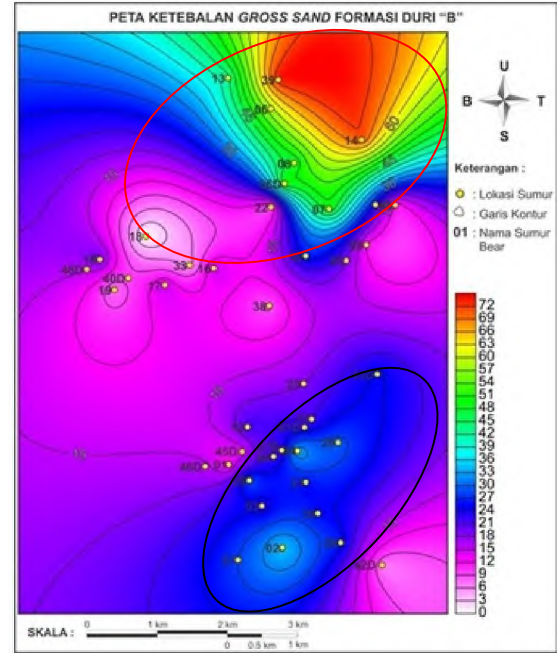


Gambar L.3 Korelasi Oil Water Contact (OWC) pada Lapangan “BEAR”.

Peta Ketebalan *Gross Sand* pada Lapangan “BEAR”

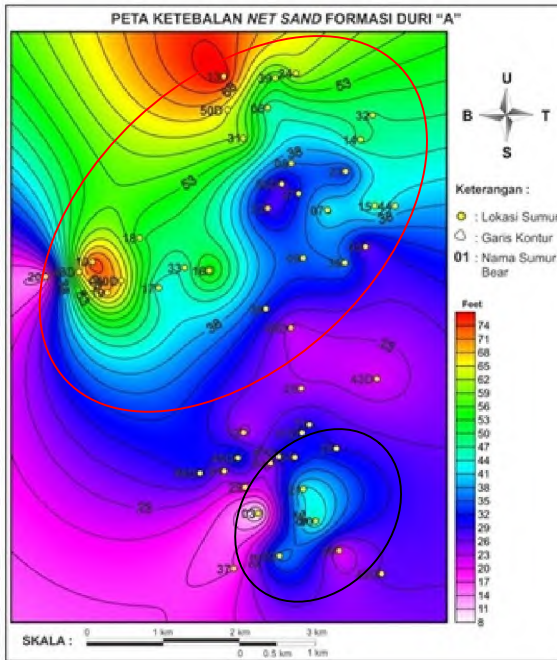


Gambar L.4 Peta Ketebalan *Gross Sand* Formasi Duri “A”.

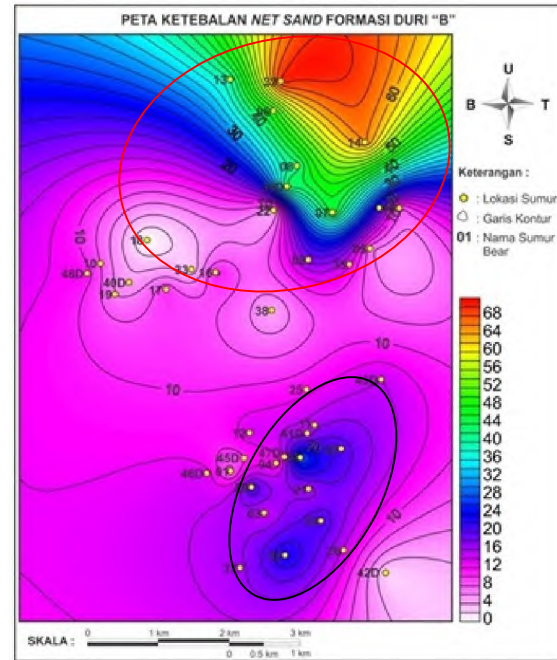


Gambar L.5 Peta Ketebalan *Gross Sand* Formasi Duri “B”.

Peta Ketebalan *Net Sand* pada Lapangan “BEAR”

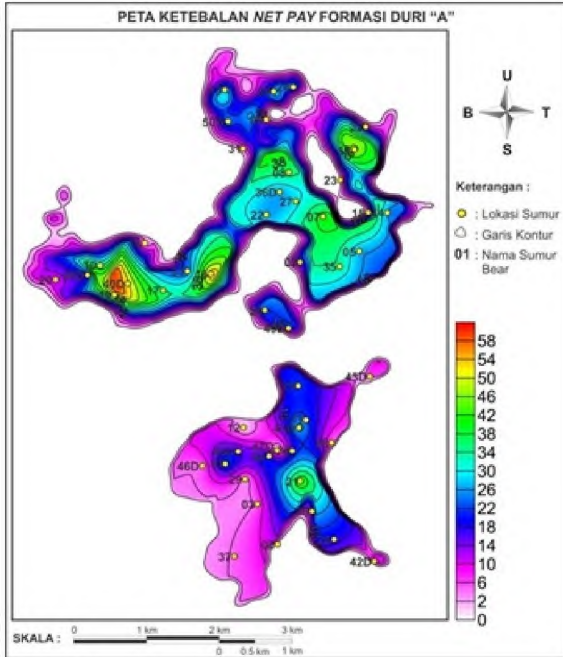


Gambar L.6 Peta Ketebalan *Net Sand* Formasi Duri “A”.

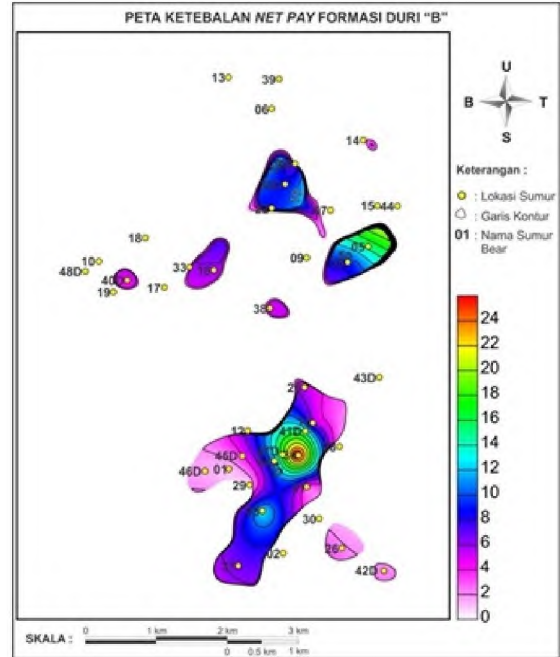


Gambar L.7 Peta Ketebalan *Net Sand* Formasi Duri “B”.

Peta Ketebalan *Net Pay* pada Lapangan “BEAR”

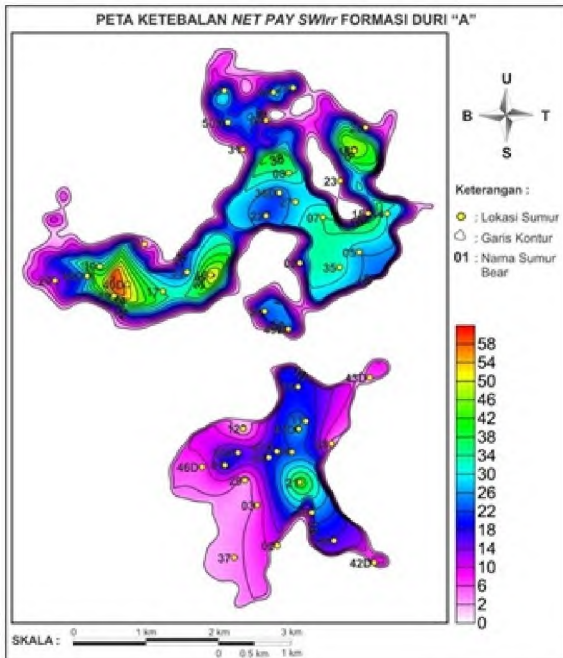


Gambar L.8 Peta Ketebalan *Net Pay* Formasi Duri “A”.

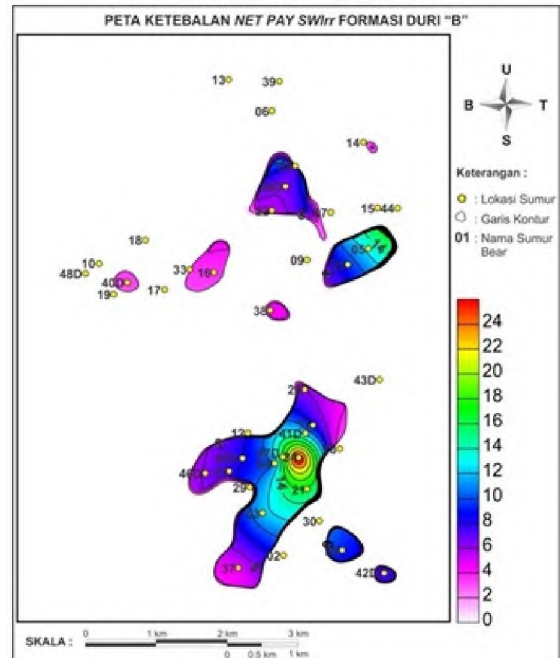


Gambar L.9 Peta Ketebalan *Net Pay* Formasi Duri “B”.

Peta Ketebalan *Net Pay Swirr* pada Lapangan “BEAR”

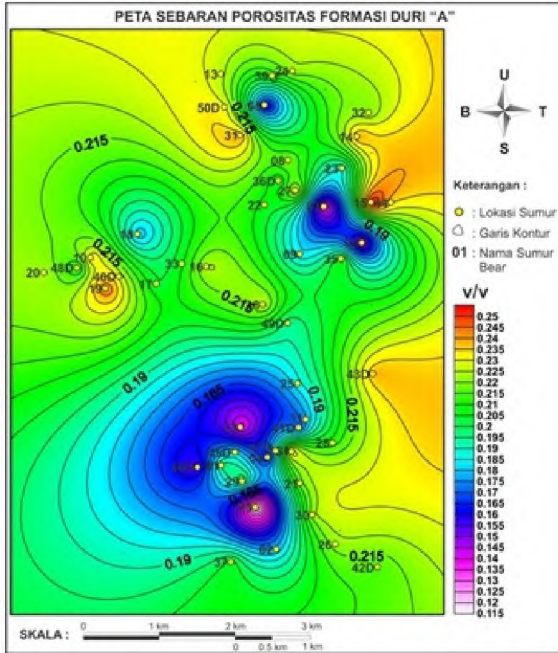


Gambar L.10 Peta Ketebalan *Net Pay Swirr* Formasi Duri “A”.

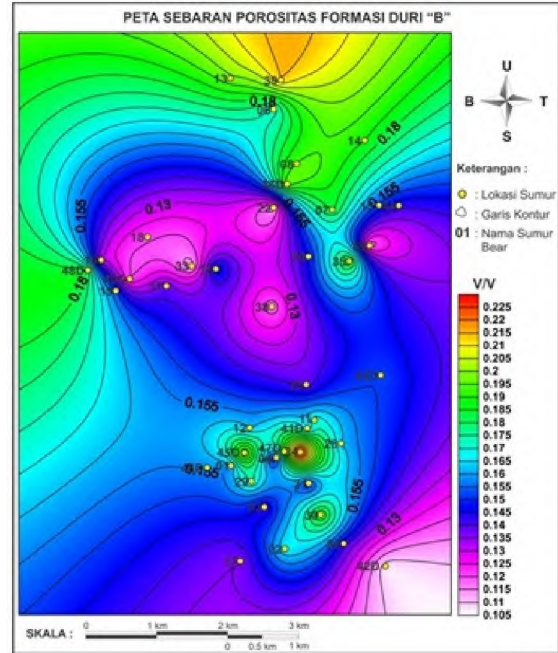


Gambar L.11 Peta Ketebalan *Net Pay Swirr* Formasi Duri “B”.

Peta Sebaran Porositas pada Lapangan “BEAR”

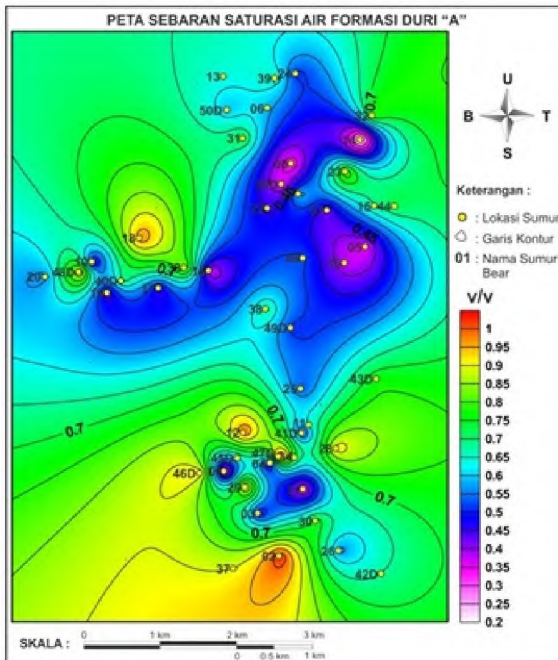


Gambar L.12 Peta Sebaran Porositas Formasi Duri “A”.

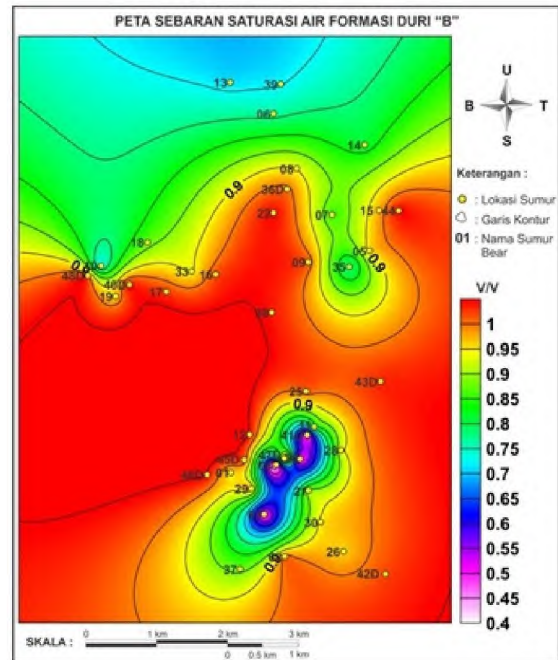


Gambar L.13 Peta Sebaran Porositas Formasi Duri “B”.

Peta Sebaran Saturasi Air pada Lapangan “BEAR”

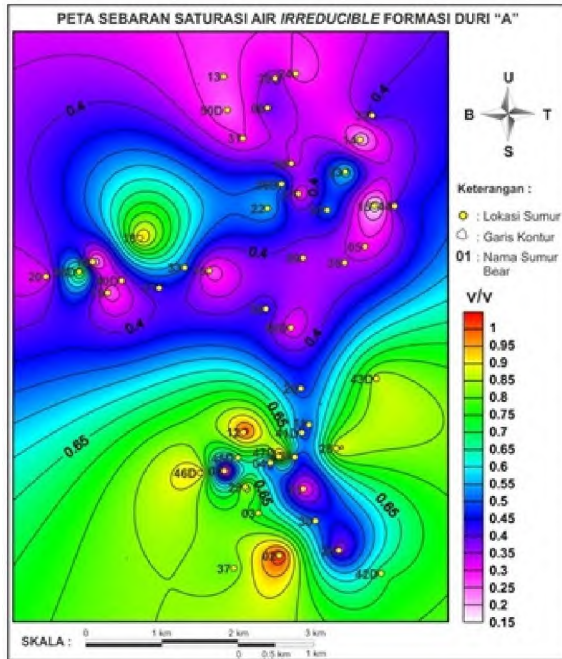


Gambar L.14 Peta Sebaran Saturasi Air Formasi Duri “A”.

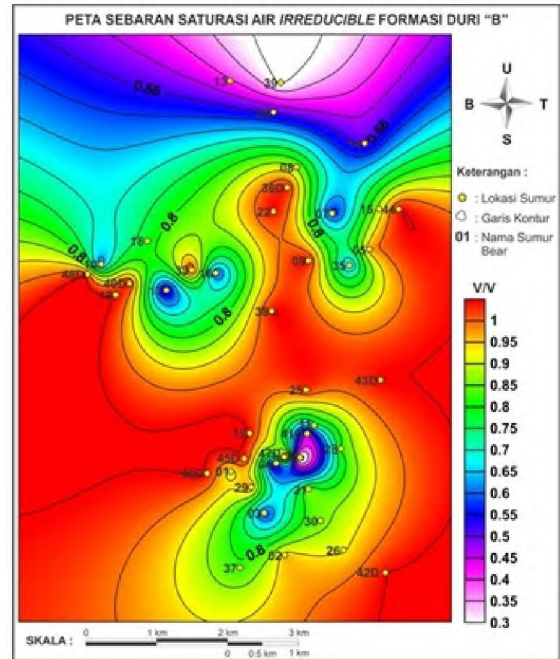


Gambar L.15 Peta Sebaran Saturasi Air Formasi Duri “B”.

Peta Sebaran Saturasi Air pada Lapangan “BEAR”



Gambar L.16 Peta Sebaran Saturasi Air *Irreducible* Formasi Duri “A”



Gambar L.17 Peta Sebaran Saturasi Air *Irreducible* Formasi Duri “B”