

PENDETEKSIAN BATAS-BATAS ZONA *STEAMFLOOD* MENGGUNAKAN DATA ANOMALI GAYABERAT-MIKRO 4D YANG DIBERI KONSTRAIN

Ahmad Fauzi^{*)}, Wawan Gunawan A.Kadir, Darharta Dahrin & Djoko Santoso ^{**)}

ABSTRACT

Recently, the oil industry has emphasized enhancement oil recovery (EOR) process. The steamflood are ones EOR process can used to increase the heavy oil production. Effective management of EOR process requires detailed reservoir description and observation of the reservoir being swept at time. The 4D microgravity method can be applied in obtaining reservoir description such as steamflood zone mapping. Combination between the rock physics analysis with ideal model of steamflood used to calculate the synthetic 4D microgravity anomaly. This result suggest the negative 4D microgravity anomaly changes at time represented steamflood zones causes by density kontras between steam at the high temperature after injection and pressure with heavy oil at the low temperature and pressure before injection. But the 4D microgravity anomaly can't detect steamflood zone boundaries causes the anomaly shape with respect to shape of source. We proposed the 4D microgravity anomaly constrained with high resolution horizontal derivative to detect steamflood zones boundaries. The field data showed gravity change of up to $-300\mu\text{Gal}$ have occurred in area near ones the oil production well. The maxima value of the field constrained 4D microgravity anomaly represented the steamflood zones boundaries with its surrounding.

Key Word : EOR process, steamflood, rock physics analysis, the constrained 4D microgravity anomaly.

^{*)} Jurusan Fisika FMIPA Universitas Negeri Padang, Jl. Prof Dr. Hamka Air Tawar Padang, 25131, Telp (0751)7057420, Fax (0751)7058772, e-mail: afz_id@yahoo.com

^{**)} Jurusan Teknik Geofisika FTTM Institut Teknologi Bandung, Jl. Ganesha No.10 Bandung, 40132, Telp/Fax.(022)2509168, email: wawan@gf.itb.ac.id, dahrin@gf.itb.ac.id, dsantoso@indo.net.id

PENDAHULUAN

Pada saat ini, industri minyak telah menegaskan pentingnya peningkatan perolehan minyak atau *the enhancement oil recovery (EOR)*. Beberapa metoda seperti "*waterflood*, *fireflood*, *gasflood*, dan *steamflood*" telah biasa digunakan untuk mempertinggi hasil produksi. Dalam kasus minyak berat, metoda *steamflood* adalah alternatif terbaik untuk meningkatkan produksi minyak. Karena kekentalannya yang tinggi, perolehan minyak berat yang diproduksi dengan cara biasa hanyalah kecil, tetapi dengan proses *steamflood* secara terus menerus akan mengurangi kekentalan minyak dan mendorong minyak dari sumur injeksi ke sumur produksi. Sebagai gambaran, produksi minyak berat di lapangan Duri, Indonesia, adalah 8% dari cadangan minyak asli sebelum *steamflood*, tetapi meningkat menjadi 60% setelah *steamflood* (Jenkins, 1997). Namun pemantauan

proses *steamflood* mempunyai banyak masalah karena ketidakmerataan batuan reservoir. Pengelolaan yang efektif dari proses EOR memerlukan gambaran reservoir secara rinci seperti pendeteksian batas-batas zona *steamflood* dan zona permeabilitas tinggi (zona "*thief*") yang menyebabkan uap bergerak lebih cepat. Pemantauan menggunakan alat-alat sumur bor yang tersedia terbatas penggunaan pada sejumlah kecil sumur dan hanya dapat merekam sifat-sifat reservoir disekitar sumur tersebut. Metoda gayaberat-mikro 4D dapat menjadi alat yang efektif untuk memantau proses *steamflood* yang sebelumnya telah sukses diterapkan untuk memantau proses *waterflood* dilapangan gas Prudhoe Bay, Alaska (Hare, dkk., 1999). Tetapi lokasi batas-batas zona *steamflood* tidak dapat ditafsirkan secara langsung dari data anomali gayaberat-mikro 4D karena lokasi batas-batas horizontal sumber

medan potensial tidak jelas (Fedi and Florio, 2001) dan bentuk anomali gayaberat belum tentu menggambarkan bentuk sumber. Kami mengusulkan sebuah anomali gayaberat-mikro 4D yang diberi konstrain dengan turunan horizontal orde tinggi yang dapat digunakan untuk mendeteksi batas-batas zona *steamflood* dengan lingkungannya.

Sejak tahun 1970-an berbagai metoda otomatis dan semi otomatis yang didasarkan pada penggunaan metoda turunan horizontal atau vertikal dari anomali gayaberat telah dikembangkan sebagai alat yang efisien untuk menentukan posisi dan batas-batas sumber. Sukses dari hasil-hasil metoda ini diturunkan tanpa atau dengan beberapa asumsi. Nabighian (1972) dan Roest, dkk. (1992) menggunakan amplitudo maksimum dari sinyal analitik untuk menentukan lokasi batas struktur yang tidak bergantung pada parameter-parameter medan magnet bumi dan arah magnetisasi sumber. Cordell and Grauch (1985) dalam Hsu, dkk., (1996) menggunakan hanya amplitudo maksimum dari turunan horizontal dari anomali gayaberat untuk melokalisasi batas-batas geologi. Blakely and Simpson (1986) mengusulkan sebuah metoda yang efektif untuk mendeteksi posisi batas horizontal dari sumber seperti yang dirumuskan pada pers.(1)

$$g_{maks}(i, j) = a_2 x_{maks}^2 + a_1 x_{maks} + g(i, j) \dots\dots(1)$$

dimana x_{maks} adalah posisi anomali gayaberat maksimum yang diidentifikasi sebagai posisi batas horizontal dari sumber pada, i dan j adalah distribusi data grid pada baris dan kolom secara berturut-turut, a_1 dan a_2 adalah koefisien-koefisien polinomial orde ke-2 yang berasosiasi sebagai turunan horizontal pertama (THP) dan turunan horizontal kedua (THD) dari anomali gayaberat secara berturut-turut. Posisi maksimum dari anomali gayaberat pada pers. (1) diberikan oleh

$$x_{maks} = -\frac{a_1}{2a_2} s \dots\dots\dots(2)$$

dimana s adalah jarak dua titik berdekatan (jarak grid). Nilai koefisien a_1 dan a_2 yang telah dimodifikasi diberikan oleh

$$\begin{aligned} a_1 &= [g(i+s, j) + g(i, j+s) - g(i-s, j) - g(i, j-s)] \\ a_2 &= [g(i+s, j) + g(i, j+s) - 4g(i, j) \\ &+ g(i-s, j) + g(i, j-s)] \dots\dots\dots(3) \end{aligned}$$

Grauch and Cordell, (1987) mengungkapkan keterbatasan metoda turunan horizontal dari anomali gayaberat yaitu nilai maksimumnya dapat berbeda dari posisi sumber sebenarnya akibat efek interferensi anomali gayaberat dari sumber-sumber berdekatan. Salah satu cara mengurangi efek interferensi adalah melakukan “downward continued” atau turunan horizontal/vertikal orde tinggi. Hsu, dkk., (1996) menunjukkan bahwa metoda sinyal analitik resolusi tinggi dapat mereduksi efek interferensi diantara anomali gayaberat dari sumber-sumber berdekatan dan hasilnya lebih baik dari metoda yang diusulkan Blakely and Simpson (1986). Sedangkan Fedi and Florio, (2001) mengembangkan metoda turunan horizontal orde tinggi untuk mendeteksi posisi batas sumber dan hasilnya lebih baik dari metoda yang diusulkan Hsu, dkk., (1996). Berdasarkan Fedi and Florio (2001), kami memodifikasi metoda yang diusulkan Blakely and Simpson (1986) menggunakan polinomial orde tinggi sebagai berikut.

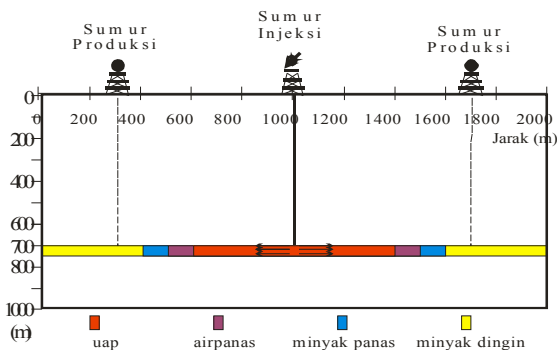
$$g_{maks}(i, j) = g(i, j) + \sum_{n=1}^{\infty} a_n x_{maks}^n \dots\dots\dots(4)$$

dimana a_n adalah berasosiasi sebagai turunan horizontal orde ke- n dan mempunyai dimensi fisika adalah anomali gayaberat persatuan sel. Nilai x_{maks}^n dapat dicari berdasarkan pemecahan persamaan-persamaan non-linier dengan metoda-metoda standar dari Gerald and Wheatley(1994). Untuk polinomial orde ke-2, metoda sama dengan yang diusulkan oleh Blakely and Simpson (1986) sedangkan untuk polinomial orde ke-4 koefisien-koefisien polinomial a_3 dan a_4 diberikan oleh Gerald and Wheatley (1994) yang telah dimodifikasi sebagai berikut.

$$\begin{aligned} a_3 &= [g(i+2s, j) - 2g(i+s, j) + 2g(i-s, j) - g(i-2s, j)] + \\ &[g(i, j+2s) - 2g(i, j+s) + 2g(i, j-s) - g(i, j-2s)] \\ a_4 &= [g(i+2s, j) - 4g(i+s, j) + 6g(i, j) - 4g(i-s, j) + g(i-2s, j)] + \\ &[g(i, j+2s) - 4g(i, j+s) + 6g(i, j) - 4g(i, j-s) + g(i, j-2s)] + \\ &\dots\dots\dots(5) \end{aligned}$$

Posisi anomali gayaberat maksimum dalam penelitian ini dipilih pada $x_{maks} = -(a_3 / 4a_4) s$

Untuk membayangkan aliran uap didalam reservoir yang tersaturasi dengan minyak berat, kami mengusulkan sebuah model ideal dari zona *steamflood* berdasarkan kerja dari Lumley (2001) dan Jenkins, dkk., (1997) seperti yang diperlihatkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Model Ideal dari Steamflood

Zona steamflood ditinjau sebagai empat zona fluida terpisah yaitu (1) zona uap temperatur tinggi dan tekanan tinggi, (2) zona air panas temperatur tinggi dan tekanan tinggi, (3) zona minyak panas temperatur tinggi dan tekanan tinggi dan (4) zona minyak dingin temperatur rendah dan tekanan tinggi. Model steamflood yang diusulkan ini lebih kompleks dari model konvensional yang hanya membagi zona atas uap panas dan minyak dingin.

Efek gayaberat-mikro 4D akibat adanya variasi rapat massa pada zona steamflood dapat diungkapkan dalam bentuk persamaan konvolusi sebagai berikut:

$$\Delta g(x, y, z, \Delta t) = G \int_0^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{\Delta \rho(\alpha, \beta, \gamma, \Delta t)(z - \gamma)}{[(x - \alpha)^2 + (y - \beta)^2 + (z - \gamma)^2]^{3/2}} d\alpha d\beta d\gamma \dots \dots \dots (6)$$

dimana G adalah konstanta gayaberat umum, $\Delta \rho(x, y, z, \Delta t)$ adalah kontras rapat massa antara batuan reservoir tersaturasi uap, airpanas, minyak panas dan minyak dingin setelah injeksi dengan batuan reservoir yang tersaturasi minyak seluruhnya sebelum diinjeksi dalam selang waktu Δt , (x, y, z) adalah koordinat stasiun dan (α, β, γ) adalah koordinat zona steamflood. Integral konvolusi pada pers. (6) dapat ditulis dalam bentuk diskrit sebagai berikut

$$\Delta g(x, y, z, \Delta t) = \sum_{\alpha=-\infty}^{+\infty} \sum_{\beta=-\infty}^{+\infty} \sum_{\gamma=0}^{+\infty} \Delta \rho(x, y, z, \Delta t) R(x - \alpha, y - \beta, z - \gamma) \dots \dots \dots (7)$$

dimana $R(x, y, z) = \frac{Gz}{(x^2 + y^2 + z^2)^{3/2}}$

adalah fungsi Green yang berhubungan dengan posisi dan geometri zona steamflood. Bila selama proses steamflood tidak terjadi perubahan fungsi Green, maka efek gayaberat yang terukur di permukaan hanya dipengaruhi oleh kontras rapat massa batuan reservoir

setelah dan sebelum injeksi. Didalam aplikasi, proses konvolusi pada pers. (7) didekati dengan formula Plouff (1976) berdasarkan kriteria dari Battacharya and Navolio (1975) yaitu anomali gayaberat hasil konvolusi mendekati nilai teoritik bila kedalaman sumber sepuluh kali jarak grid s atau $(z/s \geq 10)$.

Untuk memahami bagaimana hubungan antara penggantian fluida dalam reservoir dengan kontras rapat massa batuan reservoir tersaturasi fluida sebelum dan setelah injeksi digunakan analisis sifat-sifat fisika batuan dari Schults(1989), Batlze and Wang (1992), Schonn (1996) dan Wang (2001). Rapat massa total batuan reservoir sebelum diinjeksi pada saat t_0 tersaturasi dengan minyak seluruhnya ($S_o=100\%$) sehingga dapat ditulis.

$$\rho(t_0) = (1 - \phi)\rho_m + \phi\rho_o \dots \dots \dots (8)$$

dimana ϕ adalah porositas, ρ_m dan ρ_o adalah rapat massa matrik dan rapat massa minyak pada kondisi temperatur dan tekanan biasa. Rapat massa total batuan reservoir setelah diinjeksi pada waktu t_1 tersaturasi dengan uap panas, air panas, minyak panas dan minyak dingin sehingga dapat ditulis

$$\rho(t_1) = (1 - \phi)\rho_m + \phi(S_s\rho_s + S_{hw}\rho_{hw} + S_{ho}\rho_{ho} + S_o\rho_o) \dots \dots \dots (9)$$

dimana $\rho_s, \rho_{hw}, \rho_{ho}$ dan ρ_o adalah rapat massa minyak, minyak panas, airpanas dan uap secara berturut-turut pada kondisi temperatur dan tekanan tertentu. Saturasi-saturasi fluida didalam reservoir berdasarkan Wang (2001) dapat ditulis sebagai berikut

$$S_s + S_{hw} + S_{ho} + S_o = 1 \dots \dots \dots (10)$$

dimana S_s, S_{hw}, S_{ho} , dan S_o adalah saturasi uap, air panas, minyak panas dan minyak dingin secara berturut-turut. Dengan asumsi, tidak terjadi perubahan rapat massa matrik dan porositas selama proses injeksi, substitusikan pers. (10) ke pers.(8) dan kurangkan pers. (9) terhadap persamaan hasil substitusi sehingga didapatkan kontras rapat massa batuan reservoir setelah dan sebelum injeksi

$$\Delta \rho(\Delta t) = \phi[S_s(\rho_s - \rho_o) + S_{hw}(\rho_{hw} - \rho_o) + S_{ho}(\rho_{ho} - \rho_o)] \dots \dots \dots (11)$$

Dengan asumsi nilai-nilai ρ_s, ρ_o nilai ρ_{hw} nilai kecil dari ρ_o maka sehingga perubahan nilai S_s, S_{hw} dan S_{ho} terhadap waktu akan menimbulkan efek anomali-gayaberat 4D bernilai negatif di permukaan karena

berhubungan dengan kontras rapat massa negatif. Bila saturasi minyak panas dan airpanas cukup kecil maka pers. (12) dapat disederhanakan menjadi

$$\Delta\rho(\Delta t) = \phi S_s (\rho_o - \rho_s) \dots\dots\dots(12)$$

dimana pers. (12) mempunyai bentuk yang sama dengan Schon(1996) dan Kadir & Setyaningsih (2003) untuk model *steamflood* konvensional.

Rapat massa minyak di bawah kondisi ruangan bervariasi mulai lebih kecil dari 0,5 g/cm³ sampai lebih besar dari 1 g/cm³ dan kebanyakan minyak diproduksi dengan rapat massa merentang dari 0,7 g/cm³ s/d 0,8 g/cm³. Sebagai rapat massa referensi, klasifikasi rapat massa minyak mentah menggunakan bilangan API (*The American Petroleum Institute oil gravity*) yang diukur pada temperature 15,6°C dan tekanan atmosfer.

$$API = \frac{141,5}{\rho_0} - 131,5 \dots\dots\dots(13)$$

dimana ρ_0 adalah rapat massa minyak pada bilangan API tertentu dalam (g/cm³). Bilangan API 5 merepresentasikan minyak sangat berat dan bilangan API 100 merepresentasikan minyak ringan terkondensasi. Minyak di lapangan Duri mempunyai bilangan API 22 sehingga termasuk kriteria minyak berat (Lumley, 2001).

Hubungan antara rapat massa minyak terhadap tekanan dan temperatur dimodelkan oleh Bartzle and Wang (1992) dan Wang (2001) berdasarkan polinomial berikut:

$$\rho_o = \frac{\rho_0 + (0,00277P - 1,71 \times 10^{-7} P^3)(\rho_0 - 1,15)^2 + 3,49 \times 10^{-4} P}{0,972 + 3,81 \times 10^{-4} (T + 17,78)^{1,175}} \dots\dots\dots(14)$$

dimana ρ_0 adalah rapat massa minyak dalam (g/cm³), P adalah tekanan dalam (MPa), dan T adalah temperatur dalam (°C). Untuk minyak dengan komposisi kimia konstan, efek tekanan dan temperature saling bebas dimana efek temperatur lebih besar dari efek tekanan terhadap rapat massa. Firoozabadi (1999) menunjukkan bahwa kenaikan titik didih normal dari minyak mentah akan menambah berat molekulnya sehingga menaikkan nilai rapat massa.

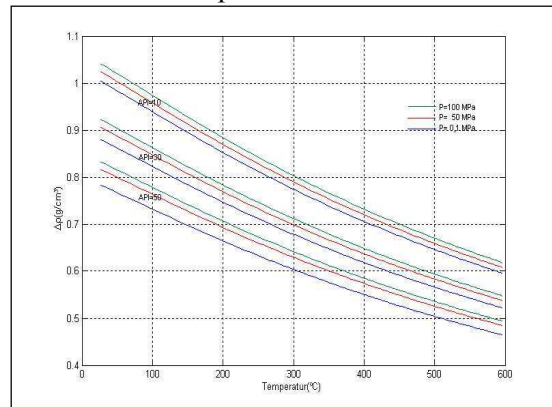
Hubungan antara rapat massa air/uap air terhadap tekanan dan temperature diberikan oleh Bartzle and Wang (1992) dan Wang (2001) sebagai berikut:

$$\rho_w = 1 + 10^{-6} (-80T - 3,3T^2 + 0,00175T^3 + 489P - 2TP + 0,016T^2P - 1,3 \times 10^{-5} T^3P - 0,333P^2 - 0,002TP^2) \dots\dots\dots(15)$$

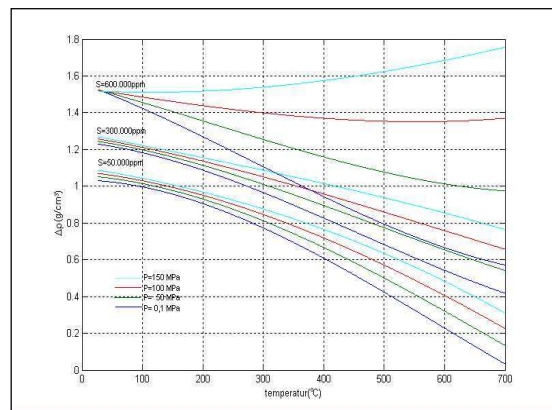
Jika air mempunyai kandungan sodium klorida, maka rapat massa airasin (brine) dapat dimodelkan sebagai berikut

$$\rho_b = \rho_w + 0,668S + 0,44S^2 + 10^{-6} S(300P - 2400PS) + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS) \dots\dots\dots(16)$$

dimana ρ_w dan ρ_b adalah rapat massa artawar dan airasin dalam (g/cm³) dan S adalah salinitas atau fraksi berat dari sodium klorida dalam (ppm/1000000). Domenico (1976) menunjukkan bahwa rapat massa batuan reservoir serpih tidak terkonsolidasi yang tersaturasi dengan campuran gas-airasin(brine) bertambah terhadap saturasi airasin.



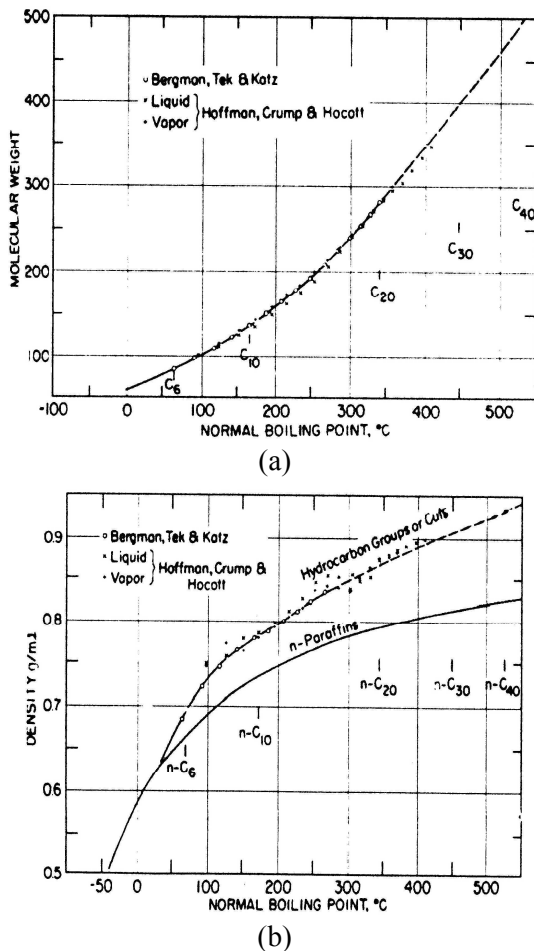
Gambar 2. Rapat Minyak Terhadap Temperatur pada Tekanan dan Bilangan API Tertentu.



Gambar 3. Rapat Massa Air/Uap Air Terhadap Temperatur pada Tekanan dan Salinitas Tertentu.

Secara grafik, hubungan antara rapat minyak dengan temperatur pada bilangan API dan tekanan tertentu sesuai pers. (18)

diperlihatkan pada Gambar 2 dan hubungan antara rapat massa air dengan temperatur pada tekanan dan salinitas tertentu sesuai pers. (16) ditunjukkan pada Gambar 3. Hubungan antara rapat massa minyak mentah dengan titik didih normal pada berat molekul tertentu diberikan oleh Firoozabadi (1999) dan hasilnya ditunjukkan pada Gambar 4.



Gambar 4. (a) Berat Molekul Minyak Mentah Terhadap Titik Didih Normal, dan (b) Rapat Massa Minyak Mentah Terhadap Titik Didih Normal pada Berat Molekul Tertentu (Firoozabadi, 1999)

Simulasi pada data sintetik menunjukkan kenaikan rapat massa minyak terhadap tekanan pada temperatur ruang dan bilangan API tertentu maksimum sampai 190MPa dan kemudian rapat massa minyak menurun terhadap kenaikan tekanan. Kenaikan rapat massa uap terhadap tekanan pada temperatur ruang dan salinitas nol maksimum sampai 580MPa dan kemudian rapat massa uap menurun terhadap kenaikan tekanan. Sedangkan nilai rapat massa uap terhadap temperatur pada tekanan ruang dan salinitas nol

menuju nol pada 665°C. Hasil simulasi menunjukkan bahwa efek bilangan API dan temperatur pada rapat massa minyak serta efek salinitas dan temperatur pada rapat massa uap mempunyai pengaruh relatif lebih besar dari pada efek tekanan.

Jack (1998) mengungkapkan bahwa selama pengambilan minyak dengan proses *waterflood* dan *steamflood*, sifat-sifat fisika reservoir yang dapat berubah terhadap waktu adalah tekanan, temperatur dan saturasi fluida pori. Untuk minyak berat dalam reservoir batupasir tidak terkonsolidasi pada kedalaman kurang dari 1000m, tekanan pori dapat berubah dari 12MPa menjadi 10MPa di bawah proses *waterflood*. Saturasi minyak awal sebelum *waterflood* adalah 65-90% dan setelah *waterflood* dapat berkurang menjadi 20-30%. Sedangkan temperatur reservoir pada keadaan biasa adalah 0-20°C dan dapat mencapai diatas 300°C bila diinjeksi dengan uap. Bila tekanan reservoir turun, maka tekanan lapisan penutup pada batuan reservoir bisa bertambah sehingga menyebabkan berkurangnya nilai porositas dan bertambahnya rapat massa batuan matrik.

Oleh karena data sifat-sifat fisika batuan didaerah penelitian sampai saat ini belum ada yang dipublikasikan baik nasional maupun internasional, maka dalam penelitian ini digunakan sifat-sifat fisika batuan reservoir lapangan Duri yang telah dipublikasikan seperti Jenkins, dkk., (1997), Waite and Sigit (1997) dan dan Lumley (2001). Lapangan Duri berisi 5,3juta barrel cadangan minyak asli. Produksi sebelum *steamflood* hanya 8% cadangan minyak asli atau sekitar 40.000 barrel/hari. Dengan proses *steamflood* sekitar 60% dari cadangan minyak asli dapat diambil atau sekitar 300.000 barrel/hari. Bilangan API adalah 22, tekanan reservoir sebelum dan setelah injeksi adalah 0,171MPa dan 2,4MPa secara berturut-turut, temperatur sebelum dan setelah injeksi adalah 38°C dan 177°C secara berturut-turut, porositas dan saturasi minyak adalah 30-38% dan 29-60% secara berturut-turut, saturasi gas sisa adalah 10%, kekentalan adalah 100-1000Cp, tekanan lapisan penutup adalah 3,63 Mpa, tekanan pori disekitar sumur injeksi meluruh secara algoritma terhadap jarak radial dari sumur injeksi, saturasi uap disekitar sumur injeksi adalah 25%, saturasi minyak disekitar sumur injeksi adalah 5%, saturasi minyak dingin adalah 60%, saturasi air panas dan minyak panas tidak diketahui.

Berdasarkan data-data fisika batuan di atas, maka dibuat beberapa pendekatan untuk daerah penelitian yaitu bilangan API adalah 10-22, porositas adalah 30-38%, rapat massa matrik adalah 2,034 g/cm³ untuk porositas 38% (Schon, 1996), temperatur dan tekanan pori sebelum injeksi adalah 38°C dan 0,171MPa, temperatur dan tekanan pori setelah injeksi adalah 177-300°C dan 2,4MPa, tekanan dan temperatur pori berkurang terhadap jarak radial dari sumur injeksi, temperatur air panas adalah 120°C, temperatur minyak panas adalah 100°C dan temperatur minyak dingin adalah 38°C, saturasi uap adalah 25-40%, saturasi minyak dingin adalah 29-69%, saturasi air panas dan minyak panas belum diketahui.

METODE PENELITIAN

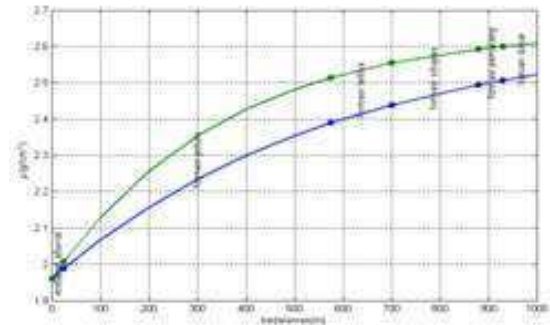
Untuk menilai keberhasilan metode, terlebih dahulu metode diujikan pada kasus data sintetik sebelum diterapkan pada data lapangan. Untuk merekonstruksi rapat massa batuan sedimen pada kedalaman tertentu di daerah penelitian maka dibuat sebuah model asimtotis berdasarkan fomula Schon (1996) seperti yang dirumuskan pada pers. (17)

$$\rho(z) = \rho(z_m) - [\rho(z_m) - \rho(z_0)] \exp(-Bz) \dots (17)$$

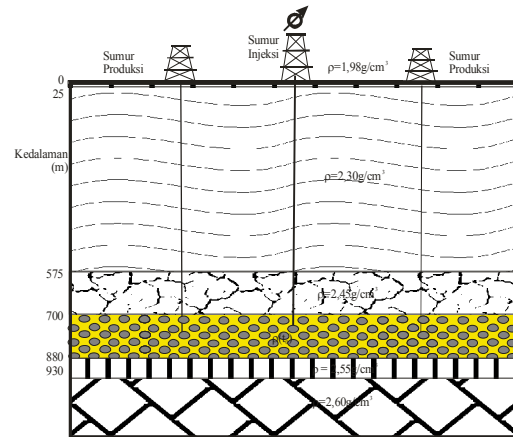
dimana $\rho(z)$, $\rho(z_m)$, $\rho(z_0)$ adalah rapat massa batuan pada kedalaman z , kedalaman maksimum z_m dan kedalaman lapisan paling atas z_0 secara berturut-turut dan B adalah faktor empiris. Nilai B dicari berdasarkan informasi stratigrafi daerah penelitian dimana stratigrafi daerah penelitian mempunyai beberapa kelompok batuan yang berumur hingga pratersier sebagai berikut: endapan alluvial (25m) terdiri atas kerikil, batupasir, dan lempung, formasi petani (550m) terdiri atas batulanau berwarna abu-abu kehijauan, batupasi dan serpih, formasi tellisa (125m) terdiri dari batupasir, batu lanau dan serpih berwarna coklat, formasi sihapas (180m) terdiri dari batupasir berukuran halus dan menengah dan sedikit serpih, formasi pematang (50m) terdiri dari konglomerat dan batuan dasar terdiri dari greywacke, kuarsit dan argilit (Minardi, 2002). Reservoir minyak diduga berada formasi Sihapas pada kedalaman 600-700m dengan ketebalan sampai 180m.

Untuk mencari nilai B digunakan rapat massa endapan alluvial adalah 1,6 g/cm³, rapat massa formasi tellisa pada kedalaman 600m

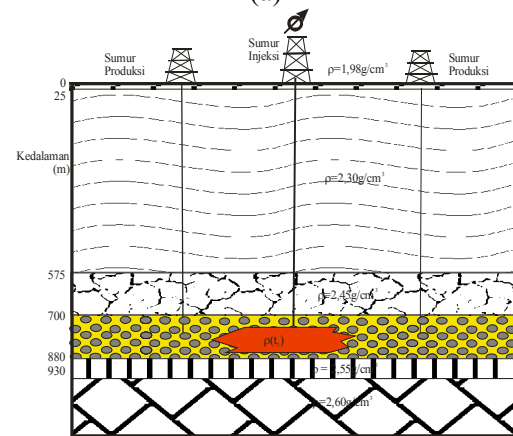
adalah 1,6 g/cm³, dan rapat massa batuan dasar pada kedalaman 930m adalah 2,6 g/cm³. Nilai-nilai rapat massa acuan mengacu kepada Telford, dkk., (1976) dan Grand and West (1965) dengan asumsi formasi-formasi berada dalam keadaan basah. Model asimtotis dari rapat massa batuan sedimen didaerah penelitian diperlihatkan pada Gambar 5.



Gambar 5. Rapat Massa Formasi-formasi Batuan Sedimen Daerah Penelitian Versus Kedalaman



(a)



(b)

Gambar 6. Model Penampang Rapat Massa Batuan Sedimen Masing-masing Formasi (a) Sebelum dan (b) Setelah Injeksi

Garis hijau pada Gambar 5 adalah rapat massa asimtotis menggunakan endapan alluvial dan formasi telisa sebagai rapat massa kontrol sedangkan garis biru adalah rapat massa asimtotis menggunakan endapan alluvial dan batuan dasar sebagai rapat massa kontrol. Nilai rapat massa pada Gambar 5 diaplikasikan untuk menentukan rapat massa masing-masing formasi dan hasilnya diperlihatkan pada Gambar 6. Dalam hal ini rapat massa batuan formasi sihapus belum bisa diketahui karena bergantung kepada kondisi-kondisi reservoir sebelum dan setelah injeksi.

Warna kuning pada Gambar 6(a) merepresentasikan rapat massa batuan formasi sihapus tersaturasi minyak 100% sebelum injeksi sedangkan warna kuning dan warna merah pada Gambar 6(b) merepresentasikan rapat massa batuan formasi sihapus tersaturasi minyak dan uap setelah injeksi. Dalam hal ini formasi sihapus merupakan reservoir minyak.

Untuk menghitung rapat massa total batuan reservoir sebelum diinjeksi sesuai pers. (8) digunakan beberapa asumsi sebagai berikut : formasi sihapus tersaturasi minyak 100%, kedalaman formasi adalah 700m, ketebalan formasi adalah 50m, porositas adalah 38%, rapat massa matrik adalah $2,034 \text{ g/cm}^3$, bilangan API adalah 10, rapat massa minyak awal pada bilangan API 10 adalah $0,9942 \text{ g/cm}^3$, temperatur dan tekanan pori adalah 38°C dan $0,171\text{Mpa}$. Rapat massa total batuan reservoir sebelum injeksi adalah $1,6388 \text{ g/cm}^3$.

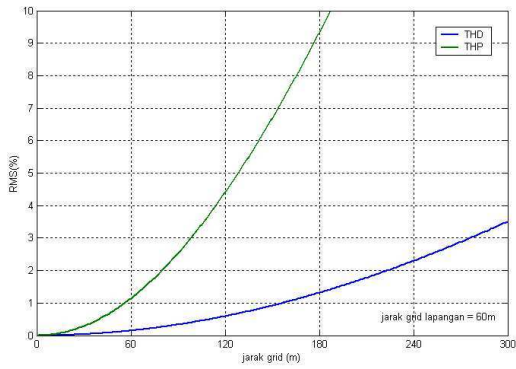
Untuk menghitung rapat massa total batuan reservoir setelah diinjeksi sesuai pers. (9) digunakan beberapa asumsi sebagai berikut : kedalaman formasi, ketebalan formasi, porositas dan rapat massa matrik secara berturut-turut adalah tetap, formasi sihapus tersaturasi minyak dan uap, temperatur dan tekanan pori adalah 302°C dan $2,4\text{Mpa}$, saturasi minyak adalah 60%, saturasi uap adalah 40%, saturasi airpanas dan minyak panas diabaikan. Rapat massa total batuan reservoir setelah injeksi adalah $1,5981 \text{ g/cm}^3$. Sehingga kontras rapat massa batuan reservoir setelah dan sebelum injeksi adalah $-0,04 \text{ g/cm}^3$. Nilai ini cukup realistis dan masih berada dalam rentangan nilai kontras rapat massa $-0,05 \text{ g/cm}^3$ dari Schults (1989) berdasarkan data gayabarat "borehole" akibat penggantian minyak dengan gas.

Dimensi atau ukuran zona yang tersaturasi uap atau zona *steamflood* dihitung berdasarkan

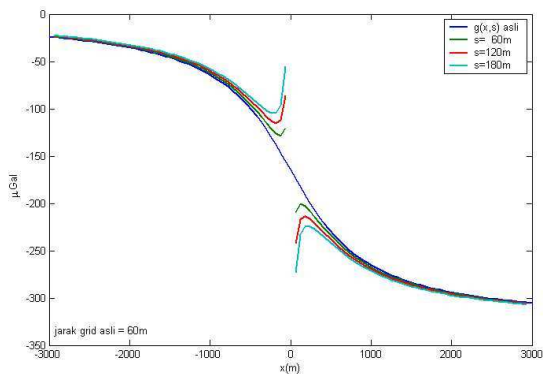
konsep keseimbangan massa dari Hare,dkk., (1999) dimana jumlah massa uap total yang diinjeksikan dalam selang waktu tertentu akan mengisi sel-sel volume prisma. Asumsi produksi minyak didaerah penelitian adalah 300.000 barrel/hari (Jenkins, dkk, 1997) berasosiasi sebagai massa uap 4.239.420.935 kg atau 8.478.841.871 kg yang diinjeksikan selama tiga dan enam bulan secara berturut-turut. Dengan asumsi jumlah massa minyak total didalam reservoir jauh lebih besar dari jumlah massa uap total yang diinjeksikan, maka perubahan massa reservoir sebelum dan setelah injeksi sebanding dengan pertambahan jumlah massa uap total yang diinjeksikan dalam selang waktu tertentu. Massa uap total yang telah diinjeksikan selama tiga dan enam bulan akan mengisi volume prisma berukuran $1442 \times 1442 \times 50 \text{ m}^3$ atau $(24 \times 24 \times 1)$ sel prisma dan $2040 \times 2040 \times 50 \text{ m}^3$ atau $(34 \times 34 \times 1)$ sel prisma dan satu sel prisma berukuran $60 \times 60 \times 50 \text{ m}$ dengan kontras rapat massa adalah $-0,04 \text{ g/cm}^3$. Posisi koordinat titik pusat prisma pada keadaan awal ditempatkan tepat diatas sumur injeksi pada kedalaman 700m dan posisi titik pusat prisma berikutnya disesuaikan dengan prisma awal.

Untuk mendeteksi batas-batas zona *steamflood* dengan lingkungannya setelah tiga dan enam bulan injeksi menggunakan pers. (1) dan pers. (4) terlebih dahulu dipelajari perilaku turunan horizontal pertama (THP) dan turunan horizontal kedua (THD) dari sebuah anomali gayabarat. Model yang digunakan adalah model lapisan tipis setengah hingga dari Fauzi, dkk., (2001) yang sebelumnya telah sukses digunakan menentukan lokasi dan parameter-parameter sesar di Segmen Kerinci berdasarkan THP dari anomali Bouguer menggunakan koefisien-koefisien a_1 dan a_2 pada pers. (3). Parameter-parameter lapisan tipis didekati dengan parameter-parameter reservoir seperti ketebalan lapisan adalah 50m, kedalaman pusat lapisan adalah 725m, kontras rapat massa adalah $-0,04 \text{ g/cm}^3$. Secara numerik nilai THP dan THD dicari dengan memodifikasi pers. (3) dan ketelitian THP dan THD dicari menggunakan kesalahan RMS (*root mean squares*) dari Saggaf and Toksoz (1999). Gambar 7 memperlihatkan RMS pada jarak grid yang merentang dari 1m hingga 300m. Berdasarkan hasil penyelidikan ini dapat disimpulkan bahwa nilai THP dan THD cukup teliti untuk jarak grid 60m terhadap kedalaman 700m dengan RMS kurang dari 1%.

Selanjutnya metoda diterapkan pada kasus yang sederhana yaitu mendeteksi posisi lapisan yang tersesarkan menggunakan model lapisan tipis horizontal setengah hingga dan hasilnya diperlihatkan pada Gambar 8.



Gambar 7. RMS Versus Jarak Grid



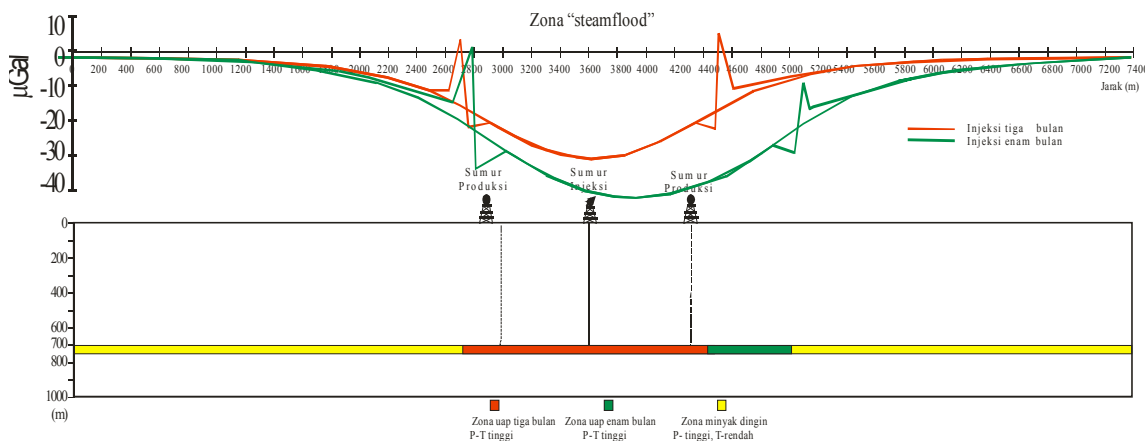
Gambar 8. Pendeteksian Posisi Sesar

Anomali gayaberat yang lebih *smooth* pada Gambar 8 merepresentasikan anomali gayaberat-mikro 4D asli dan anomali gayaberat yang “sangat besar” pada bidang batas merepresentasikan anomali gayaberat-mikro 4D yang diberi konstrain. Posisi nilai maksimum dari anomali gayaberat yang diberi konstrain menunjukkan posisi sesar dan nilai maksimum ini dapat diperbesar dengan cara mengubah-ubah

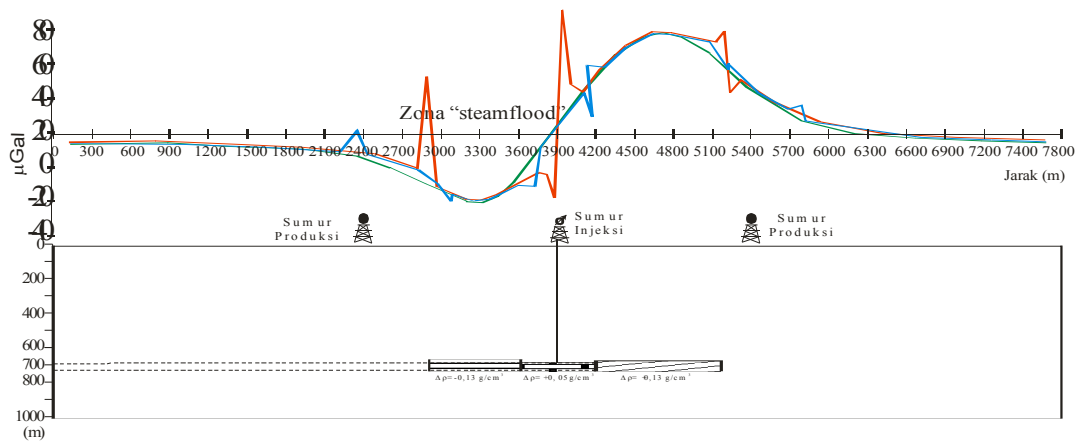
nilai *s* pada pers.(2) tanpa mengubah grid data. Lebih lanjut metoda diterapkan untuk mendeteksi zona *steamflood* setelah tiga dan enam bulan injeksi dan hasilnya diperlihatkan pada Gambar 9.

Warna merah dan hijau pada Gambar 9 menunjukkan anomali gayaberat-mikro setelah tiga dan enam bulan injeksi. Anomali gayaberat yang lebih *smooth* merepresentasikan anomali gayaberat-mikro 4D asli dan anomali gayaberat yang beresilasi pada bidang batas merepresentasikan anomali gayaberat-mikro 4D yang diberi konstrain. Daerah yang terletak diantara dua nilai maksimum dari anomali gayaberat-mikro 4D yang diberi konstrain diidentifikasi sebagai zona *steamflood* dan posisi nilai maksimum diidentifikasi sebagai batas-batas zona *steamflood* dengan sekelilingnya. Warna hijau pada reservoir merepresentasikan zona *thief* dimana uap bergerak lebih cepat. Berdasarkan simulasi pada Gambar 9 menunjukkan bahwa nilai anomali gayaberat-mikro 4D yang dapat dicapai setelah tiga dan enam bulan injeksi adalah $-28\mu\text{Gal}$ dan $-38\mu\text{Gal}$ sehingga hasil ini memberikan sebuah kelayakan bagi survai gayaberat-mikro 4D untuk memantau proses *steamflood* setiap tiga atau enam bulan menggunakan gravimeter ketelitian di bawah $10\mu\text{Gal}$.

Lebih lanjut lagi, metoda diterapkan pada kasus yang lebih kompleks yaitu untuk mendeteksi posisi batas-batas fluida reservoir menggunakan tiga sumber yaitu kontras rapat adalah $-0,13 \text{ g/cm}^3$, $+0,05 \text{ g/cm}^3$ dan $+0,13 \text{ g/cm}^3$ berdasarkan model yang diturunkan oleh Fauzi, dkk., (2004) dan hasilnya diperlihatkan pada Gambar 10.



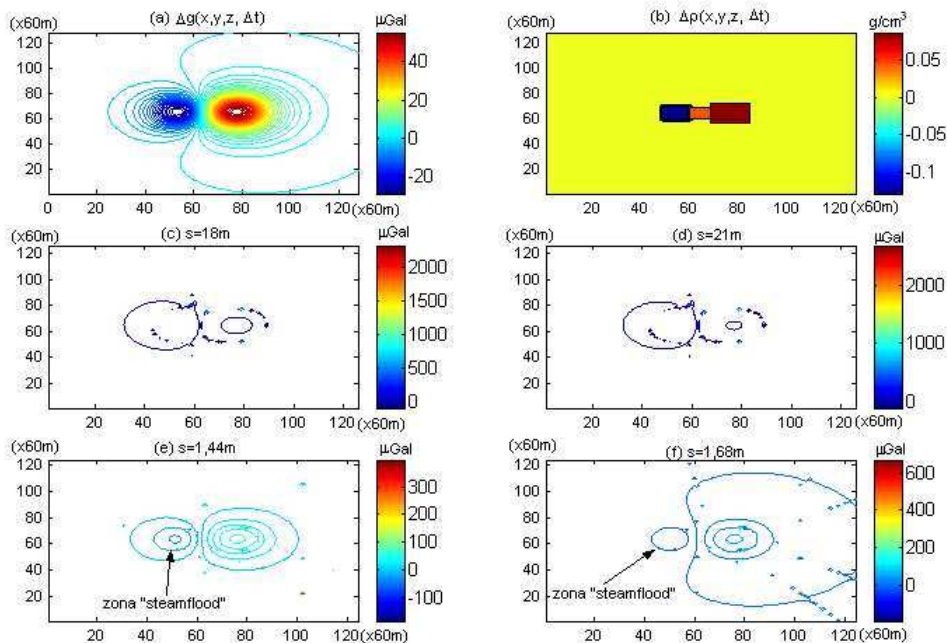
Gambar 9. Pendeteksian Zona *Steamflood*



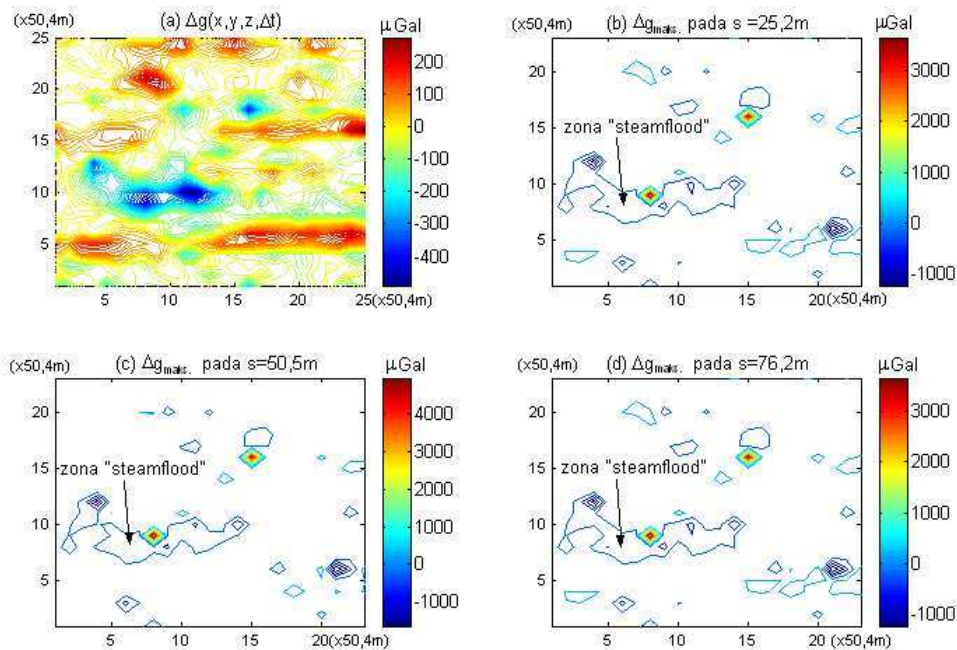
Gambar 10. Pendeteksian Zona *Steamflood* Berdasarkan Model dari Fauzi, dkk., (2004)

Zona *steamflood* pada Gambar 10 direpresentasikan oleh sumber dengan kontras massa negatif yaitu $-0,13 \text{ g/cm}^3$. Warna hijau, merah, dan biru pada Gambar 10 menunjukkan anomali gayaberasat-mikro 4D asli, diberi konstrain sesuai pers. (1) dan diberi konstrain sesuai pers. (4). Berdasarkan Gambar 10 dapat dilihat bahwa metoda pada pers.(1) tidak dapat mendeteksi keberadaan zona *steamflood* dengan baik. Hal ini ditandai adanya pergeseran posisi nilai anomali gayaberasat maksimum warna merah ke arah kanan. Tetapi metoda pada pers.(4) dapat mendeteksi zona *steamflood*

lebih baik dari pada metoda pada pers. (1). Hal ini ditandai dengan “osilasi” kecil dari anomali gayaberasat maksimum warna biru pada bidang batas zona *steamflood*. Meskipun demikian resolusinya masih harus ditingkatkan agar posisi nilai anomali gayaberasat maksimum tepat berada pada batas zona *steamflood* dengan sekelilingnya. Prbandingan peta anomali gayaberasat maksimum yang diturunkan berdasarkan pers. (1) dan pers.(4) dari model pada Gambar 10 dengan variasi terhadap jarak grid tanpa mengubah distribusi data diperlihatkan pada Gambar 11.



Gambar 11. (a) Anomali Gayaberasat-mikro 4D Berdasarkan Model dari Fauzi, dkk., (2004), (b) Kontras Rapat Massa Model, (c)-(d) Anomali Gayaberasat-mikro 4D Maksimum yang Diberi Konstrain Sesuai Pers. (1) pada $s=18\text{m}$ dan $s=21\text{m}$, (e)-(f) Anomali Gayaberasat-mikro 4D Maksimum yang Diberi Konstrain Sesuai Pers. (4) pada $s=1,44\text{m}$ dan $s=1,68\text{m}$



Gambar 12. (a) Anomali Gayaberat-mikro 4D Lapangan Periode Tiga Bulan, (b)-(d) Anomali Gayaberat-mikro 4D Lapangan yang Diberi Konstrain Sesuai Pers. (1) pada $s=25\text{m}$, $s=50,4$ dan $s=76,2\text{m}$.

Berdasarkan Gambar 11(c)-(d) dan Gambar 11(e)-(f) dapat dijelaskan anomali gayaberat-mikro 4D yang diberi konstrain dengan turunan horizontal orde tinggi dapat mendeteksi batas-batas sumber lebih baik turunan horizontal orde rendah khususnya sumber-sumber yang berdekatan. Hal yang sama juga ditemukan oleh Hsu, dkk., (1996) dan Fedi and Florio (2001).

Sebagai studi kasus pada data lapangan, telah diamati data gayaberat-mikro selang waktu tiga dan enam bulan pada salah satu lapangan minyak di Indonesia. Survei mengcover area seluar $1400 \times 1400 \text{ m}^2$ atau $(21 \times 21 \text{ s})$ dengan jarak stasiun adalah 60m. Gravimeter yang digunakan terdiri dari gravimeter model G dan D dengan nomor seri D117 dan G1118, secara berturut-turut, dengan akurasi kurang dari $5 \mu\text{Gal}$. Pengukuran gayaberat dikontrol dengan menerapkan sistem pengukuran tertutup. Peta anomali gayaberat-mikro 4D lapangan selang waktu tiga bulan setelah dikoreksi efek tidal dan efek drif ditampilkan pada Gambar 12(a) dan peta anomali gayaberat-mikro 4D lapangan selang waktu enam bulan tidak ditampilkan disini. Sumber bising lain yang diduga berpengaruh terhadap data adalah perubahan hidrologi dekat permukaan sebesar $12,58 \mu\text{Gal/m}$, subsiden sebesar $3,087 \mu\text{Gal/cm}$, dan pergeseran titik amat

arah horizontal sebesar $1,624 \mu\text{Gal/cm}$. Jika efek hidrologi kurang dari 1m dan efek subsiden dan pergeseran titik amat kurang dari 1 cm selama penelitian, maka efek hidrologi, subsiden dan pergeseran titik amat selama penelitian dapat diabaikan terhadap data.

Untuk melakukan interpretasi menggunakan metoda yang diusulkan maka dilakukan pengkisan ulang terhadap data lapangan pada distribusi data grid yang teratur. Pengkisan dilakukan pada jarak grid $s=50,4 \text{ m}$ sehingga didapatkan distribusi data grid ukuran $(25 \times 25 \text{ s})$. Nilai maksimum dari anomali gayaberat-mikro 4D lapangan yang diberi konstrain diubah-ubah menggunakan tiga jarak grid berbeda yaitu 25,2m, 50,5m dan 76,2m tanpa mengubah distribusi data grid. Penerapan pers. (1) untuk mengestimasi batas-batas zona *steamflood* diberikan pada Gambar 12(c)-(d) dan penerapan pers. (4) memberikan hasil kurang memuaskan sehingga tidak ditampilkan disini.

Secara kualitatif, zona *steamflood* ditunjukkan oleh nilai negatif dari anomali gayaberat-mikro 4D lapangan didekat dua sumur produksi pada daerah disebelah barat agak ke selatan dari peta pada Gambar 12 (a) Sedangkan posisi batas-batas zona *steamflood* dengan sekeliling ditunjukkan oleh kontur nilai

maksimum dari anomali gayaberat-mikro 4D lapangan yang diberi konstrain pada Gambar 12(b)-(d) dimana Gambar 12(c) memberikan hasil yang lebih baik. Nilai positif dari anomali gayaberat-mikro 4D lapangan diduga berhubungan dengan perubahan fase uap menjadi air atau akibat kontras rapat massa positif antara rapat massa minyak dingin pada tekanan tinggi (2,4MPa) setelah injeksi dengan rapat massa minyak dingin pada tekanan biasa (0,171MPa) sebelum injeksi. van Galderen, dkk., (1999) telah menunjukkan bahwa perubahan tekanan reservoir akibat pengambilan gas dapat menyebabkan perubahan anomali gayaberat-mikro 4D.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Beberapa peneliti-peneliti terdahulu telah mencoba memodelkan dan mengamati respon anomali gayaberat dari zona atau lapisan yang tersaturasi dengan fluida-fluida reservoir seperti gas, minyak dingin, minyak panas, air dingin, air panas, airasin, uap, CO₂ pada kondisi tekanan, temperatur, saturasi dan salinitas tertentu. McCulloh (1980) dalam Zeng, et.al., (2002) mencatat bahwa batuan reservoir berpori tersaturasi dengan minyak dan batuan yang sama juga tersaturasi dengan air dibawah kondisi reservoir mempunyai kontras rapat massa antara cukup besar yaitu (0,1-0,3 g/cm³) sehingga dimungkinkan untuk dideteksi dengan gravimeter ketelitian sampai 10μGal. Yuan, et.al., (1995) dalam Zeng, et.al.,(2002) mendeteksi anomali gayaberat-mikro sebesar 700μGal di lapangan minyak Henan di pusat China disebabkan batuan reservoir tersaturasi gas pada bagian yang dangkal dan ia juga mendeteksi anomali gayaberat-mikro sebesar 257μGal di lapangan minyak Shuanghe disebabkan batuan reservoir tersaturasi minyak.

Allis and Hunt (1986) telah mengamati perubahan anomali gayaberat-mikro sampai -1000μGal di lapangan panas bumi Wairakei, Selandia Baru. Perubahan tersebut disebabkan oleh pengurangan saturasi pada zona uap dari 70% pada tahun 1962 menjadi 60% pada tahun 1972. Pertambahan anomali gayaberat pada salah satu sumur bor di bagian utara dan selatan lapangan Wairakei sejak awal tahun 1970-an disebabkan oleh air dingin memasuki zona uap. Selanjutnya, van Galderen, dkk., (1999) mengamati penurunan nilai gayaberat sampai 45μGal berasosiasi sebagai penurunan tekanan

akibat pengambilan gas dilapangan Groningen selama periode 1978-1996. Penurunan nilai anomali gayaberat ini berkorelasi dengan data produksi gas. Lebih lanjut, Eiken, dkk., (2000) mengamati anomali gayaberat-mikro sebesar 60μGal yang berasosiasi sebagai bidang kontak air-gas sebagai efek kenaikan gelombang air setinggi 10m pada reservoir gas lepas pantai di lapangan Troll.

Schults (1989) mendeteksi kontras rapat massa sebesar -0,05 g/cm³ dan +0,02 g/cm³ akibat penggantian minyak dengan gas dan penggantian minyak dengan air selama operasi (sebelum dan setelah) pemompaan minyak menggunakan metoda gayaberat *borehole*. Distribusi fluida didalam reservoir dimodelkan menggunakan tiga lapisan arah vertikal yang tersaturasi seluruhnya dengan gas, minyak dan air secara berturut-turut sebelum pemompaan minyak. Penurunan massa gas dan kenaikan massa air pada salah satu lubang produksi yang sejajar lapisan tersaturasi minyak setelah pemompaan diinterpretasi sebagai penyebab kontras rapat massa bernilai negatif dan positif pada data gayaberat "borehole". Selanjutnya, Hare, dkk., (1999) menggunakan konstrain rapat massa antara 0,0 sampai dengan 0,15 g/cm³ untuk memodelkan zona *waterflood* pada peningkatan produksi gas dilapangan Prodhoe Bay, Alaska. Muka *waterflood* dikonstruksi menggunakan kontras rapat massa 0,05 g/cm³ atau saturasi 40%. Zona *thief* dikonstruksi menggunakan kontras rapat massa 0,0 sampai dengan 0,11 g/cm³ dan puncak nilai anomali gayaberat maksimum sampai 24 μGal. Dengan menggunakan konsep keseimbangan massa, anomali gayaberat sebesar 100-200μGal dapat diamati yang berasosiasi sebagai peningkatan produksi gas selama periode 2005, 2015 dan 2003.

Hasil penelitian ini menunjukkan anomali gayaberat-mikro 4D negatif sintetik dalam selang waktu tiga dan enam bulan sebesar -28μGal dan -38μGal dapat dideteksi menggunakan kontras rapat massa -0,04 g/cm³ pada kondisi reservoir. Nilai negatif dari anomali gayaberat-mikro 4D disebabkan oleh pengurangan saturasi minyak didalam reservoir diikuti oleh kenaikan saturasi uap. Dengan menganggap kontras rapat massa tidak berubah terhadap waktu dalam selang waktu tiga dan enam bulan maka pertambahan nilai anomali gayaberat-mikro 4D bernilai negatif menun-

jukkan penambahan jumlah massa uap total yang diinjeksi. Hal yang sama juga dilakukan oleh Hare, dkk., (1999) untuk mengkonstruksi anomali gayaberat-mikro 4D bernilai positif yang sebanding dengan jumlah massa air total yang diinjeksi setiap waktu pada proses *waterflood*. Pada penelitian ini hasil pengukuran lapangan menunjukkan bahwa anomali gayaberat-mikro 4D sebesar $-300\mu\text{Gal}$ yang berasosiasi sebagai zona *steamflood* teramati pada salah satu sumur. Batas-batas zona *steamflood* dengan lingkungannya dapat dideteksi menggunakan anomali gayaberat-mikro 4D lapangan yang diberi konstrain. Tetapi bagaimana cara memisahkan anomali-mikro 4D sebesar $-300\mu\text{Gal}$ menjadi sub-sub anomali gayaberat-mikro 4D sehingga dapat menggambarkan sub-sub zona *steamflood* belum diketahui.

SIMPULAN

Respon anomali gayaberat-mikro 4D selama proses EOR telah dapat dijelaskan berdasarkan kombinasi antara analisa sifat-sifat fisika batuan reservoir dengan model ideal dari zona *steamflood*. Efek sifat-sifat fisika batuan reservoir seperti temperatur, tekanan, bilangan API, saturasi, salinitas, dan porositas sangat mempengaruhi desain anomali gayaberat-mikro 4D sintetik. Keberadaan zona *steamflood* dapat dideteksi menggunakan anomali gayaberat-mikro 4D yang diberi konstrain dengan turunan horizontal orde tinggi dimana posisi dari nilai maksimum dari anomali gayaberat-mikro 4D yang diberi konstrain menunjukkan batas-batas zona *steamflood* dengan lingkungannya. Saran dalam penelitian ini adalah agar batas-batas zona *steamflood* dideteksi menggunakan anomali gayaberat-mikro 4D yang diberi konstrain menggunakan polinomial orde di atas a_5 .

DAFTAR RUJUKAN

- Allis, R.G., and Hunt, T.M. (1986). *Analysis of Exploitation-Induced Gravity Changes at Airakei Geothermal Field*. **Geophysics**. 51(8). hal.1647-1660.
- Batzle, M., and Wang, Z. (1992). *Seismic Properties of Pore Fluids*. **Geophysics**. 57(11). hal.1396-1408.
- Bhattacharyya, B.K., and Navolio, M.E. (1975). *Digital Convolution for Computing Gravity and Magnetic Anomalies due to Arbitrary Bodi*. **Geophysics**. 40(6). 1975. hal. 981-992.
- Blakely, R.J. (1996). **Potential Theory in Gravity and Magnetic Applications**. Cambridge University Press. New York.
- Blakely, R.J., and Simpson, R.W. (1986). *Approximating Edges of Source Bodies from Magnetic or Gravity Anomalies*, **Geophysics**. 51(7). hal. 1494-1498.
- Domenico, S. N. (1976). *Effect of Brine-gas Mixture on Velocity in an Unconsolidated Sand Reservoir*. **Geophysics**. 41(1). hal. 882-894.
- Eiken, O., Zumberge, M., and Sasagawa, G. (2000). *Gravity Monitoring of Offshore Gas Reservoir*. **Soc. Expl. Geophys. Expanded Abstracts**.
- Fauzi, A., Kadir, W.G.A., Dahrin,D., dan Santoso,D. (2004). *Analisis Operator Dekonvolusi Data Gayaberat-mikro 4D dan Aplikasinya untuk Pemantauan Injeksi Uap*. **Prosiding Himpunan Ahli Geofisika Indonesia**. Pertemuan Ilmiah Tahunan ke-29. Yogyakarta 5-7 Oktober 2004.
- Fauzi, A., Kemal, B.M., dan Kadir, WGA. (2001). *Inversi Kuadrat Terkecil dari Turunan Horizontal Pertama (THP) Anomali Gayaberat Residual Rata-rata Berjalan untuk Menafsirkan Parameter-parameter Sesar di Segmen Kerinci*. **Kontribusi Fisika Indonesia**. Vol.12(4).
- Fedi, M., and Florio, G. (2001). *Detection of Potential Fields Source Boundaries by Enhanced Horizontal Derivative Method*. **Geophysical Prospecting**. 49. hal. 40-58.
- Firoozabadi, A. (1999). **Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs**. McGraw-Hill Companies, Inc.
- Gerald, C.F., and Wheatley, P.O. (1994). **Applied Numerical Analysis**. Addison-Wesley Publishing Company. New York.
- Grand, F.S., and West, G.F. (1965). **Interpretation Theory in Applied Geophysics**. McGraw-Hill Book Company. New York.

- Grauch, V.J.S., and Cordell, L. (1987). *Limitations of Determining Density or Magnetic Boundaries From the Gradient of Gravity or Pseudogravity Data*. **Geophysics**. 52(1). hal. 118-121.
- Hare, J.L., Ferguson, J.F., Aiken, C.L.V., and Brady, J.L. (1999). *The 4-D Microgravity Method for Waterflood Surveillance : A Model Study for the Prudhoe Bay Reservoir, Alaska*. **Geophysics**. 64(1). hal.78-87.
- Hsu, S.K., Sibuet, J.C., and Shyu, C.T. (1996), *High-resolution Detection of Geologic Boundaries From Potential-field Anomalies: An Enhanced Analytic Signal Technique*. **Geophysics**. 61(2). hal. 373-386.
- Jack, I. (1998). **Time-lapse Seismic in Reservoir Management**. Soc.Expl. Geophys.
- Jenkins, S. D., Waite, M. W., and Bee, M. F. (1997). *Time-lapse Monitoring of the Duri Steamflood: A Pilot and Case Study*. **The Leading Edge**. 16, 1267–1273.
- Kadir, W.G.A., dan Setianingsih. (2003). *Penerapan Metoda Gayaberat Mikro 4D untuk Proses Monitoring*. **Journal JTM** Vol. X No.3, 2003.
- Lumley, D.E. (2001). *4-D Seismic Monitoring of an Active Steamflood*. **Stanford Exploration Project**. Report 84, hal. 1–255.
- Minardi, S. (2002). **Estimasi Porositas dan Saturasi dari Data Anomali Gayaberat-mikro 4D untuk Pemantauan Injeksi Uap**. Tesis Magister. Program Pascasarjana. Institut Teknologi Bandung.
- Nabighian, M. N. (1972). *The Analytic Signal of Two-dimensional Magnetic Bodies with Polygonal Cross-section: Its Properties and Use for Automated Anomaly Interpretation*. **Geophysics**. 37, 507-517.
- Plouff, D. (1976). *Gravity and Magnetic Field of Polygonal Prisms and Application to Magnetic Terrain Corrections*. **Geophysics**. 41(4). hal. 727-741.
- Roest, W. R., Verhoef, J., and Pilkington, M. (1992). *Magnetic Interpretation Using The 3-D Analytic Signal*. **Geophysics**. 57, 116-125.
- Saggal, M.M., and Toksoz, M.N. (1999). *An Analysis of Deconvolution : Modeling Reflexivity by Fractionally Integrated Noise*. **Geophysics**. 64(4), hal.1093-1107.
- Schon, J.H. (1996). **Physical Properties of Rocks; Fundamentals and Principles of Petrophysics**. Pergamon.
- Schults, A.K. (1989). *Monitoring Fluid Movement with The Borehole Gravimeter*. **Geophysics**. 54(10). hal. 1267-1273.
- Telford, W.M., Geldart, L.HAL., Sheriff, R.E., and Keys, D.A. (1976). **Applied geophysics**. Cambridge University Press. Cambridge.
- van Galderen, M., Haagmans, R., and Bilker, M. (1999). *Gravity Changes and Natural Gas Extraction in Groningen*. **Geophysical Prospecting**. 47, hal.979-993.
- Waite, M.W., and Sigit, R. (1997). *Seismic Monitoring of the Duri Steamflood: Application to Reservoir Management*. **The Leading Edge**. 16, 1275–1278.
- Wang, Z. (2001). *Fundamentals of Seismic Rock Physics*. **Geophysics**. 66(2), hal.398
- Zeng, H., Meng, X., Yao, C., Liz, X., and Lou, H. (2002). *Detection of Reservoirs from Normalized Full Gradient of Gravity Anomalies and Its Application to Shengli Oil Field, East China*. **Geophysics**. 67(1), hal.1138-1147.