

## **ALTERNATIF PEMODELAN NUMERIK KOPEL *THERMO-HYDRO-MECHANIC* INJEKSI CO<sub>2</sub> PADA FORMASI GEOLOGI BAWAH PERMUKAAN**

**Cahli Suhendi<sup>1</sup>, Mohammad Rachmat Sule<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sumatera

<sup>2</sup>Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung

*Corresponding author:* [cahli.suhendi@gmail.com](mailto:cahli.suhendi@gmail.com)

*Manuscript received :* Feb 17<sup>th</sup>, 2020, *revised :* Feb 24<sup>th</sup>, 2020;

*Approved:* Mar 09<sup>th</sup>, 2020; *Available online :* Mar 20<sup>th</sup>, 2020

**Abstrak** - Injeksi CO<sub>2</sub> pada formasi bawah permukaan merupakan metode yang potensial untuk mereduksi emisi gas CO<sub>2</sub> di atmosfer. Studi geologi dan geofisika dilakukan dalam upaya untuk menganalisis kapasitas dan potensi risiko. Hasil studi tersebut selanjutnya digunakan untuk analisis respon batuan reservoir terhadap massa fluida CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan. Pengaruh injeksi fluida pada batuan reservoir bersifat kompleks dan melibatkan sistem gabungan aliran fluida dan geomekanika. Injeksi fluida CO<sub>2</sub> akan meningkatkan tekanan fluida reservoir yang mempengaruhi kondisi tegangan lokal batuan sekitar serta akan direspon dalam bentuk deformasi yang berpotensi mempengaruhi properti hidraulik batuan dalam meloloskan fluida. Selain pengaruh hidromekanik, perubahan temperatur reservoir akibat hadirnya massa fluida CO<sub>2</sub> juga akan mempengaruhi tegangan batuan reservoir meskipun tidak signifikan. Kompleksitas sistem reservoir bawah permukaan meliputi analisis termomekanik dan hidromekanik yang melibatkan fluida multi-fasa dan multi-komponen. Pogram komputer dibutuhkan untuk mempelajari interaksi kompleks tersebut yang mampu memodelkan kopling antara aliran fluida multi-fasa dan multi-komponen dengan geomekanik. Rutqvist dkk (2002) telah mengusulkan pendekatan pemodelan numerik, yaitu dengan mengintegrasikan TOUGH2-ECO2N dan FLAC3D. Pada studi ini kami mengembangkan program eksternal yang dibangun sehingga proses kalkulasi dan transfer data antara FLAC3D dan TOUGH2-ECO2M berjalan otomatis dan lancar sampai waktu simulasi yang ditentukan berakhir.

**Abstract** - CO<sub>2</sub> injection into subsurface formations is a potential method to reduce CO<sub>2</sub> gas emissions in the atmosphere. Geological and geophysical studies are carried out as an effort to analyze the storage capacity and potential risks. The results are then used to analyze the response of reservoir rock to the injected CO<sub>2</sub> fluid. The effect of fluid injection on reservoir rocks is complex and involves a coupled system of fluid flow-geomechanics. CO<sub>2</sub> fluid injection can increase fluid pressure that affects the local stress conditions of reservoir and surrounding rock. Meanwhile, changes in temperature due to the presence of CO<sub>2</sub> fluid also affect reservoir rock stress, although not significantly. The complexity of the subsurface reservoir system includes thermomechanical and hydromechanical analysis involving multi-phase and multi-component fluids. To study these complex interactions, a program which can simulate the coupling between multi-phase and multi-component fluid-flows-geomechanics is needed. To accommodate these needs, Rutqvist et al (2002) have proposed a numerical modeling approach by linking TOUGH2-ECO2N and FLAC3D. In this study we developed an external program that linking TOUGH2 with different fluid modul (ECO2M), and FLAC3D using these approaches to run the coupled THM simulation automatically and seamlessly until the end of simulation.

**Keywords** – *geomekanik, FLAC3D, hidromekanik, termomekanik, TOUGH2*

**How to cite this article:**

Suhendi, C. dan Sule, M.R., 2020, Alternatif Pemodelan Numerik Kopel *Thermo-Hydro-Mechanic* Injeksi CO<sub>2</sub> Pada Formasi Geologi Bawah Permukaan, *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 6 (1) p.42-56. doi: 10.23960/jge.v6i1.62

## 1. PENDAHULUAN

*Carbon Capture and Storage* (CCS) merupakan suatu metode yang dikembangkan dengan tujuan untuk mereduksi emisi gas CO<sub>2</sub> di atmosfer. CCS meliputi beberapa aktifitas, yaitu penangkapan molekul CO<sub>2</sub> produk industri dan penyimpanan CO<sub>2</sub> dalam formasi geologi bawah permukaan (Ajayi, dkk., 2019; Celia, dkk., 2015; Shahbazi dkk., 2016). Salah satu yang menjadi perhatian utama dalam CCS adalah penentuan lokasi penyimpanan, kapasitas penyimpanan dan faktor keamanan. Proses injeksi CO<sub>2</sub> dapat menginduksi terjadinya perubahan kesetimbangan sistem bawah permukaan, khususnya disekitar titik injeksi. Potensi yang mungkin timbul akibat proses injeksi fluida CO<sub>2</sub> diantaranya adalah rembesan CO<sub>2</sub>, atau bahkan reaktivasi patahan. Kebocoran CO<sub>2</sub> kembali ke atmosfer dapat terjadi dalam dua kondisi, saat injeksi dan pasca injeksi.

Injeksi CO<sub>2</sub> pada suatu formasi akan mengakibatkan perubahan yang kompleks pada kondisi sistem bawah permukaan misalnya perubahan tekanan, temperatur dan saturasi. Kompleksitas perubahan pada sistem bawah permukaan ini meliputi pengaruh termomekanik, hidromekanik, geomekanik dan kimia reaktif.

Perubahan tekanan fluida pada batuan reservoir akan mengakibatkan perubahan kondisi tegangan lokal, khususnya disekitar titik injeksi. Perubahan tekanan ini akan menginduksi terjadinya deformasi mekanik dan kemungkinan terjadinya kegagalan pada batuan. Selanjutnya, kegagalan pada batuan dapat mengakibatkan terjadinya pergeseran pada rekahan yang sudah ada sebelumnya dan bahkan dapat mengakibatkan terbentuknya rekahan baru sehingga mereduksi kemampuan dari batuan tudung. Proses kompleks yang timbul akibat injeksi CO<sub>2</sub> perlu dipelajari dengan melibatkan studi

terhadap pengaruh *thermal – hydrological – mechanical – chemical* (THMC) yang di dalamnya melibatkan parameter - parameter yang saling berkaitan satu sama lain secara kompleks. Namun demikian, saat ini belum ada perangkat yang dapat menyelesaikan model numerik dari proses THMC secara umum dan komprehensif meliputi fluida multi-komponen dan multi-fasa yang terintegrasi dalam satu perangkat lunak. Oleh karena itu, Rutqvist, J., dkk. (2002) mengembangkan pendekatan alternatif untuk menyelesaikan model numerik dari proses THMC yang kompleks pada kasus injeksi CO<sub>2</sub> pada media berpori dan permeabel dengan cara menghubungkan dua perangkat yang sudah ada dan teruji, yaitu TOUGH2-ECO2N dan FLAC3D melalui prosedur dan modul – modul dengan fungsi tertentu. Untuk itu, pada studi ini telah dilakukan pengembangan program eksternal untuk mengkopel kedua perangkat numerik, TOUGH2 dan FLAC3D, namun modul EOS (*Equation of State*) pada TOUGH2 yang digunakan adalah ECO2M, yaitu yang didesain untuk penyimpanan geologi dari CO<sub>2</sub> pada akifer air garam (Pruess, 2011). Prosedur pemodelan yang dijalankan secara otomatis oleh perangkat eksternal dan cara kerja dari program eksternal ini akan dijelaskan lebih detail dalam tulisan ini sehingga akan membuka diskusi dalam pengembangan metode pemodelan kopling THM.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 TOUGH2 (Transport of Unsaturated Groundwater and Heat)

TOUGH2 merupakan program simulasi numerik untuk aliran fluida non-isotermal dan perpindahan panas dari campuran fluida multi-komponen dan multi-fasa dalam suatu media berpori dan ter-rekahkan (Pruess dkk., 1999). TOUGH2 menyediakan beberapa modul

properti fluida atau disebut dengan modul “EOS” (*Equation of State*) untuk menganalisis aliran fluida multi-komponen, contohnya ECO2N dan ECO2M. ECO2N merupakan modul properti fluida dari TOUGH2 untuk fluida campuran dari air, NaCl, dan CO<sub>2</sub> (Pruess, 2005). Berbeda dengan ECO2N, ECO2M merupakan salah satu modul EOS dari TOUGH2 yang didesain untuk penyimpanan geologi dari CO<sub>2</sub> pada akifer air garam yang melibatkan analisis kondisi sub- dan super-kritis serta perubahan fasa anatara fasa likuid CO<sub>2</sub> dan fasa gas (Pruess, 2011). ECO2M berisi deskripsi properti termodinamik dan termofisik dari campuran H<sub>2</sub>O – NaCl – CO<sub>2</sub> yang valid untuk kondisi sebagai berikut:

1. Temperatur:  $10^{\circ}C \leq T \leq 110^{\circ}C$ .
2. Tekanan:  $P \leq 10$  bar.
3. Salinitas: 0 sampai dengan saturasi karang garam penuh.

Dalam pemodelan simulasi aliran fluida, TOUGH2 menjalankan suatu berkas masukan yang berisi banyak informasi yang dibutuhkan dalam menjalankan simulasi. Arsitektur berkas masukan simulator TOUGH2 dibangun berdasarkan blok – blok yang berisi parameter – parameter tertentu dan memiliki fungsi khusus dalam simulasi. Blok **ELEME** berfungsi menjadi acuan dari properti setiap elemen TOUGH2, misal nama elemen, material elemen, volume elemen, dan posisi titik tengah elemen. TOUGH2 menyediakan domain “**SEED**” untuk mengakomodasi perubahan sifat hidrolik elemen pada berkas masukan TOUGH2 akibat perubahan nilai tegangan batuan. Domain ini perlu ditambahkan di blok **ROCKS** pada berkas masukan TOUGH2 sehingga dapat melakukan modifikasi permeabilitas setiap blok yang bermanfaat dalam simulasi kopel dengan geomekanika.

Persamaan pembangun dari TOUGH2 pada dasarnya menyelesaikan persamaan kesetimbangan massa dan

kesetimbangan energi sebagai akibat adanya fluida *influx* dan *outflux* sebagai fungsi dari domain waktu, dimensi ruang, dan laju sumber fluida. Persamaan dasar dari kestimbangan massa dan energi dalam TOUGH2 dituliskan dalam persamaan berikut,

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} M^k dV_n = \int_{\Gamma_n} F^k \cdot \mathbf{n} d\Gamma_n + \int_{V_n} q^k dV_n \quad (1)$$

Perubahan volume total dari akumulasi massa dan energi per volume,  $M$ , merupakan penjumlahan antara flux massa dan panas dengan sumber,  $q$ . Integrasi akumulasi dilakukan pada suatu volume  $V_n$  sistem aliran yang dibatasi oleh permukaan  $\Gamma_n$ . Indeks  $k$  merepresentasikan komponen fluida dari sistem. Pada ECO2M komponen fluida yang terlibat adalah water, NaCl, dan CO<sub>2</sub>. Dalam TOUGH2-ECO2M fluida direpresentasikan terdiri dari satu, dua, atau tiga fasa, yang dapat terdiri dari fasa “*aqueous*” kaya-air, dan satu atau dua fasa kaya CO<sub>2</sub> yang disebut sebagai “*liquid*” atau “*gases*”. Pada temperatur super-kritis yaitu temperatur diatas  $T_{crit}=31.04^{\circ}C$ , fasa kaya-CO<sub>2</sub> diasosiasikan sebagai “*liquid*” ketika tekanan,  $P$ , lebih besar dari  $P_{crit}=73.82$  bar.

Persamaan umum untuk mengkalkulasi besarnya akumulasi massa dari setiap komponen fluida adalah sebagai berikut (Pruess, 2005)

$$M^k = \phi (S_a \rho_a X_a^k + S_l \rho_l X_l^k + S_g \rho_g X_g^k) \quad (2)$$

Persamaan di atas merepresntasikan bahwa besarnya akumulasi massa dari komponen  $k$  merupakan penjumlahan dari mass komponen tersebut dalam setiap fasa  $\beta$  ( $a = aqueous$ ,  $l = liquid$ ,  $g = gas$ ) yang mengisi void batuan dengan porositas  $\phi$  dengan tingkat saturasi  $S$  dan fraksi  $X$ .

Perubahan flux massa pada suatu sistem reservoir dapat berupa akibat perbedaan tekanan (transportasi massa secara advectif) dan perbedaan konsentrasi (transportasi massa secara advectif). Perubahan flux massa advectif fluida merupakan penjumlahan dari semua flux untuk setiap fasa dari setiap komponen fluida yang dihitung sebagai berikut,

$$\mathbf{F}_{adv}^k = X_a^k \mathbf{F}_a + X_l^k \mathbf{F}_l + X_g^k \mathbf{F}_g \quad (3)$$

dengan  $F_\beta$  dihitung berdasarkan persamaan Darcy sebagai berikut,

$$\mathbf{F}_\beta = -\mathbf{K} \frac{k_{r\beta} \rho_\beta}{\mu_\beta} (\nabla P_\beta - \rho_\beta \mathbf{g}) \quad (4)$$

Sementara perubahan flux massa secara diffusif dapat dihitung menggunakan Hukum Ficks.

$$\mathbf{F}_{diff}^k = \rho_a \bar{\mathbf{D}}_a^k \nabla X_a^k + \rho_l \bar{\mathbf{D}}_l^k \nabla X_l^k + \rho_g \bar{\mathbf{D}}_g^k \nabla X_g^k \quad (5)$$

dimana  $\bar{\mathbf{D}}_\beta^k$  merupakan tensor diffusif dari komponen  $k$  dalam fasa  $\beta$  ( $a = \text{aqueous}$ ,  $l = \text{liquid}$ ,  $g = \text{gas}$ ). Dengan demikian, dengan memanfaatkan teorema divergensi Gauss, persamaan kesetimbangan massa pada Pers.1 dapat dituliskan dalam bentuk sebagai berikut,

$$\frac{\partial M^k}{\partial t} = -\text{div} \mathbf{F}^k + q^k \quad (6)$$

atau

$$\frac{\partial \left( \sum_\beta \phi S_\beta \rho_\beta X_\beta^k \right)}{\partial t} = \sum_\beta \text{div} \left( X_\beta^k \rho_\beta \mathbf{K} \frac{k_{r\beta}}{\mu_\beta} (\nabla P_\beta - \rho_\beta \mathbf{g}) \right) + \sum_\beta \text{div} \left( \rho_\beta \bar{\mathbf{D}}_\beta^k \nabla X_\beta^k \right) + q^k \quad (7)$$

Selanjutnya, TOUGH2 menyelesaikan persamaan kesetimbangan energi dalam bentuk persamaan berikut,

$$\frac{\partial M^h}{\partial t} = -\text{div} \mathbf{F}^h + q^h \quad (8)$$

dengan  $M^h$  merupakan akumulasi panas dalam sistem multi-fasa,  $\mathbf{F}^h$  merupakan densitas fluks energi (termasuk fluks advectif dan diffusif), dan  $q^h$  adalah sumber panas. Akumulasi panas,  $M^h$  merupakan total energi panas dari sistem multifasa berupa penjumlahan dari energi dalam setiap fasa fluida dan energi panas dari grain atau solid, dirumuskan dalam bentuk persamaan berikut,

$$M^h = (1 - \phi) \rho_R C_R T + \phi \left( S_a \rho_a u_a + S_l \rho_l u_l + S_g \rho_g u_g \right) \quad (9)$$

dimana  $\rho_R$  dan  $C_R$  berturut-turut adalah densitas grain dan kalor jenis batuan,  $T$  merupakan temperature dan  $u_\beta$  adalah energi dalam dari setiap fasa  $\beta$  ( $a = \text{aqueous}$ ,  $l = \text{liquid}$ ,  $g = \text{gas}$ ). Total fluks energi pada sistem merupakan penjumlahan dari kontribusi advectif dari setiap fasa fluida dan fluks diffusif sebagai berikut,

$$\mathbf{F}^h = -\lambda \nabla T + (h_a \mathbf{F}_a^k + h_l \mathbf{F}_l^k + h_g \mathbf{F}_g^k) \quad (10)$$

Dengan  $\lambda$  merupakan konduktivitas panas,  $h_\beta$  adalah specific enthalpy (energi per satuan massa) dalam fasa  $\beta$  untuk setiap komponen fluida  $k$ .

Pada TOUGH2, metode integral beda hingga (Narasimhan dkk., 1976) digunakan untuk menyelesaikan persamaan kesetimbangan massa dan energi. Diskritisasi ruang pada TOUGH2 dapat dilihat pada **Gambar 1**. Domain waktu pada TOUGH2 di diskritisasi ke dalam beda hingga orde pertama. Diskritisasi waktu menghasilkan himpunan gabungan persamaan tak-linear dalam bentuk sebagai berikut,

$$R_n^{k,t+1} = M_n^{k,t+1} - R_n^{k,t} - \frac{\Delta t}{\Delta V_n} \left( \sum_m A_{nm} F_{nm}^{k,t+1} + V_n q_n^{k,t+1} \right) = 0 \quad (11)$$

Dimana  $R_n^{k,t}$  merupakan residual komponen  $k$  per satuan volum  $n$ ,  $m$  adalah representasi dari elemen permukaan,  $M$  merupakan massa atau energi per unit volum,  $V$  adalah elemen volum dan  $A$  adalah luas dari elemen permukaan,  $F$  merupakan fluks massa atau energi, dan  $q$  merupakan suku yang menyatakan sumber.

## 2.2 FLAC3D (Fast Lagrangian Analysis of Continua in 3 Dimensions)

FLAC3D merupakan program beda hingga yang digunakan untuk mensimulasikan perilaku dari material yang mengalami pembebanan atau tekanan (ITASCA, 2006). Program numerik ini mampu merepresentasikan sifat deformasi *elasto - plastic* dari material. Respon dari setiap grid yang ada pada setiap elemen terhadap tegangan dan kondisi batas diatur oleh hubungan

tegangan - regangan baik linier maupun tak-linier.

FLAC3D merupakan kelanjutan dari FLAC, yaitu program komputasi mekanik untuk 2 dimensi. Suatu model dalam FLAC3D dapat dibentuk dengan menggunakan kumpulan perintah (*command*) yang menjalankan instruksi tertentu. FLAC3D menyediakan FISH, yaitu bahasa pemrograman yang terintegrasi di dalam FLAC3D yang memungkinkan pengguna untuk mendefinisikan variabel dan fungsi baru dalam pemodelan (ITASCA, 2006) sehingga pengguna dapat meningkatkan fungsi FLAC3D dengan menambahkan fitur baru ke dalamnya.

FLAC3D menyediakan perintah **SAVE** untuk menyimpan kondisi mekanik pada kondisi dan waktu tertentu. Sementara itu, FLAC3D juga menyediakan perintah untuk memuat ulang kondisi mekanik yang disimpan sebelumnya melalui perintah **RESTORE**. Perintah - perintah tersebut bermanfaat saat menjalankan simulasi sekuensial.

FLAC3D akan menyelesaikan persamaan gerak (Pers. 12) baik pada konfigurasi mekanik ataupun termomekanik (Rutqvist dkk., 2002).

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \rho_m \mathbf{g} = \rho_m \frac{d\mathbf{v}}{dt} \quad (12)$$

dengan  $\boldsymbol{\sigma}$  adalah tensor tegangan total makroskopik (negatif untuk kompresi),  $\rho_m$  adalah densitas rata - rata dari massa batuan,  $\mathbf{g}$  adalah vektor percepatan gravitasi,  $\mathbf{v}$  adalah vektor kecepatan dan  $t$  adalah waktu. Pada saat menyelesaikan Pers.12, mode groundwater perlu dipanggil pada FLAC3D untuk menghitung tegangan efektif. Tegangan efektif dihitung dengan persamaan sebagai berikut,

$$\boldsymbol{\sigma}' = \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{I}\alpha P \quad (13)$$

dengan  $\boldsymbol{\sigma}'$  adalah tensor tegangan efektif makroskopik (negatif untuk kompresi),  $\boldsymbol{\sigma}$

adalah tensor tegangan total makroskopik (negatif untuk kompresi),  $\mathbf{I}$  adalah tensor satuan dan  $\alpha$  adalah parameter tegangan efektif Biot dan  $P$  adalah tekanan pori. Pertambahan tegangan dan regangan dalam suatu rentang waktu tertentu dibentuk oleh hukum konstitutif elastis atau elasto – plastis pada material dan secara umum dapat dituliskan dalam bentuk sebagai berikut (Rutqvist dkk., 2002 and 2005),

$$\Delta\sigma' = \mathbf{F}(\sigma', \dot{\epsilon}, \Delta t) \quad (14)$$

dengan  $\mathbf{F}$  adalah fungsi material yang diberikan,  $\sigma'$  adalah tegangan efektif dan  $\Delta t$  adalah pertambahan waktu. Pada FLAC3D, Pers. 12 dan Pers. 14 diselesaikan secara bergantian dan berulang. Proses kalkulasi berhenti ketika solusi akhir dicapai, yaitu ketika bodi berada dalam kondisi setimbang dengan nilai *out of balance force* menuju nol, yang berarti bahwa tidak ada perubahan kecepatan yang signifikan atau *steady – state flow*.

### 3. METODE PENELITIAN

#### 3.1 Metode Kopling TOUGH2 dan FLAC3D

Penyelesaian persamaan kopel dari kedua perangkat ini tidak dapat dilakukan secara paralel namun dilakukan secara sekuensial, yaitu dengan cara mentransfer parameter – parameter yang terkopel antara kedua perangkat tersebut pada suatu interval waktu tertentu. Oleh karena itu, TOUGH2-ECO2M dan FLAC3D perlu dieksekusi secara bergantian dan secara otomatis sampai dengan waktu simulasi berakhir (Lihat **Gambar 2** dan **Gambar 3**). Untuk mengakomodasi kebutuhan tersebut, pada studi ini dikembangkan suatu aplikasi komputer yang berfungsi untuk menghubungkan TOUGH2-ECO2M dan FLAC3D serta mengotomatisasi simulasi THM. Aplikasi

ini dikembangkan dengan menggunakan bahasa pemrograman C#. Fungsi utama dari aplikasi ini adalah untuk menjalankan perangkat TOUGH2-ECO2M dan FLAC3D secara otomatis dan mentransfer data antara kedua perangkat tersebut setiap interval waktu tertentu.

TOUGH2-ECO2M dan FLAC3D dijalankan dengan menggunakan *dos command* yang diaktifkan pada program eksternal secara otomatis pada setiap perulangan per interval waktu tertentu. Sementara itu, fungsi transfer data dari TOUGH2 ke FLAC3D dan sebaliknya dilakukan melalui berkas data. Beberapa perubahan pada program TOUGH2 dan format dari berkas masukan TOUGH2 perlu dilakukan sehingga dapat mengintegrasikan TOUGH2 – FLAC3D serta dapat digunakan untuk pemodelan kopel THM pada injeksi CO<sub>2</sub>. Prosedur numerik ini menggunakan metode sekuensial eksplisit, yaitu masing – masing kode program dijalankan sekali dan data hanya ditransfer sekali dalam setiap interval waktu (Rutqvist dkk., 2002).

#### 3.2 Modul TOUGHFLAC

Modul TOUGHFLAC berfungsi menghubungkan proses kalkulasi termal - hidrolik (TH) di TOUGH2 dengan proses kalkulasi mekanik (M) di FLAC3D. Modul ini mentransfer data saturasi (S), temperatur (T) dan tekanan fluida (P) dalam setiap fasa dari TOUGH2 ke FLAC3D untuk kemudian dilakukan kalkulasi pengaruhnya terhadap kondisi mekanik batuan. Perlu diperhatikan bahwa terdapat perbedaan posisi perhitungan temperatur dan tekanan antara TOUGH2 dan FLAC3D. TOUGH2 melakukan kalkulasi temperatur dan tekanan di pusat elemen, sementara di dalam FLAC3D perhitungan tekanan, temperatur dilakukan di titik grid (titik pojok) elemen. Jadi, dalam modul ini disediakan juga fungsi untuk interpolasi nilai tekanan

dan temperatur dari titik pusat elemen TOUGH2 ke titik pojok setiap elemen di model FLAC3D yang menggunakan bahasa FISH yang terdapat pada FLAC3D (lihat **Gambar 4**). Interpolasi dilakukan dengan menggunakan metode *Inverse Distance Weighted* (IDW) seperti yang ditunjukkan Pers. 15 dan Pers. 16.

Interpolasi nilai  $u$  di posisi  $\mathbf{x}$  berdasarkan sampel  $u_i = u(\mathbf{x}_i)$  untuk  $i = 1, 2, \dots, N$  adalah sebagai berikut,

$$u(\mathbf{x}) = \begin{cases} \frac{\sum_{i=1}^N w_i(\mathbf{x})u_i}{\sum_{i=1}^N w_i(\mathbf{x})} & \text{untuk } d(\mathbf{x}, \mathbf{x}_i) \neq 0 \\ u_i & \text{untuk } d(\mathbf{x}, \mathbf{x}_i) = 0 \end{cases} \quad (15)$$

dengan

$$w_i(\mathbf{x}) = \frac{1}{d(\mathbf{x}, \mathbf{x}_i)^p} \quad (16)$$

dimana  $w_i$  merupakan bobot untuk sampel di  $\mathbf{x}_i$  dan  $p$  merupakan parameter pangkat yang bernilai positif.

### 3.3 Modul FLACTOUGH

Modul ini berfungsi untuk menghubungkan analisis kalkulasi mekanik (M) dengan analisis termal – hidrolik (TH). Fungsi utama dari modul ini adalah untuk mentransfer data properti hidrolik (porositas, permeabilitas, dan tekanan kapiler) dengan memanfaatkan bahasa FISH pada FLAC3D untuk kemudian dituliskan kedalam berkas input TOUGH2 baru. Properti hidrolik dikalkulasi baik langsung maupun tidak langsung sebagai fungsi dari tegangan efektif rata – rata (lihat **Pers. 17**, **Pers. 18** dan **Pers. 19**) dan dikalkulasi di pusat elemen model FLAC3D sehingga tidak diperlukan interpolasi pada elemen TOUGH2. Berkas input TOUGH2 yang baru ini kemudian digunakan untuk analisis termal – hidrologi secara internal oleh TOUGH2 pada step waktu berikutnya.

Nilai porositas dikoreksi menggunakan hubungan terhadap tegangan efektif rata – rata (Rutqvist dkk., 2002 dan 2005) sebagai berikut,

$$\phi = \phi_r + (\phi_0 - \phi_r) \exp(a \times \sigma'_M) \quad (17)$$

dengan  $\phi$  adalah porositas baru,  $\phi_0$  adalah porositas pada tegangan nol,  $\phi_r$  adalah porositas pada tegangan tinggi,  $a$  adalah eksponen empiris untuk fungsi porositas-tegangan yang perlu ditentukan melalui eksperimen di laboratorium dan  $\sigma'_M$  adalah tegangan efektif rata – rata. Nilai porositas yang baru digunakan untuk mengoreksi nilai permeabilitas (Rutqvist dkk., 2002 dan 2005) melalui persamaan berikut,

$$k = k_0 \exp \left[ c * \left( \frac{\phi}{\phi_0} - 1 \right) \right] \quad (18)$$

dengan  $k$  adalah permeabilitas intrinsik,  $k_0$  adalah permeabilitas intrinsik pada tegangan nol dan  $c$  adalah eksponen empiris untuk fungsi permeabilitas-porositas. Sementara itu, tekanan kapiler dikoreksi oleh hubungan permeabilitas dan porositas (Rutqvist dkk., 2002 dan 2005) berdasarkan fungsi Leveret (1941),

$$P_c = P_{c0} (S_l) \sqrt{\frac{k_0/\phi_0}{k/\phi}} \quad (19)$$

Semua perhitungan koreksi properti hidrolik model batuan reservoir dilakukan pada FLAC3D yang ditulis dengan menggunakan FISH dalam Subprogram *io\_zone*.

## 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Program Eksternal Simulator THM TOUGH2 – FLAC3D

Sedikit modifikasi terhadap program TOUGH2 dan penambahan program

perlu dilakukan sehingga perangkat lunak TOUGH2 dan FLAC3D dapat berjalan dan dapat berkomunikasi dalam bentuk transfer dan membaca data secara otomatis. Pada program TOUGH2 dilakukan modifikasi sehingga kalkulasi tekanan kapiler langsung diambil dari nilai yang disediakan pada berkas masukan TOUGH2. Selain itu, pada program TOUGH2 juga ditambahkan subprogram yang menuliskan properti dan hasil perhitungan TOUGH2 untuk setiap elemen ke dalam suatu berkas data dalam ekstensi .dat untuk kemudian dipetakan oleh program eksternal ke dalam elemen FLAC3D. Pada FLAC3D tidak perlu dilakukan modifikasi sama sekali. **Tabel 1** berisi tentang program yang ditambahkan dan dimodifikasi untuk mengkopel perangkat lunak TOUGH dan FLAC3D. Simulator TOUGH – FLAC3D dibangun dengan *User Interface* (UI) untuk memudahkan memilih berkas masukan TOUGH2, berkas masukan FLAC3D dan lamanya simulasi berdasarkan banyaknya iterasi (lihat **Gambar 5**).

Geometri model yang dibangun di TOUGH2 dan FLAC3D harus bersesuaian dan konsisten. Setelah berkas masukan TOUGH2 dan FLAC3D berhasil dibuat, selanjutnya simulasi *steady – state* dijalankan untuk memperoleh kondisi awal, diantaranya tekanan, temperatur dan kondisi tegangan. Setelah diperoleh kondisi awal, berkas input TOUGH2 dimodifikasi sehingga siap dikopel dengan FLAC3D. Program eksternal memanggil TOUGH2 untuk menjalankan analisis TH dari injeksi CO<sub>2</sub> dengan laju injeksi tertentu dan kemudian memetakan elemen TOUGH2 ke FLAC3D untuk kemudian menuliskan hasilnya (tekanan, temperatur, dan saturasi) pada berkas zone\_ppt.dat. Program eksternal selanjutnya menjalankan FLAC3D untuk melakukan analisis mekanik. FLAC3D memanggil berkas input yang berisi *command – command* dengan fungsi

tertentu. *Command* pertama berfungsi *me-restore* kondisi geomekanik saat ini yang disimpan di dalam berkas FLAC3D.sav. *Sub – command* berikutnya membaca data dari file eksternal zone\_ppt.dat yang berisi tekanan, temperatur dan saturasi fasa untuk kemudian memetakan nilai – nilai tersebut pada grid FLAC3D melalui interpolasi IDW. Kemudian, analisis HM dan TM dijalankan. Perintah berikutnya menuliskan hasil kalkulasi properti hidrolik sebagai fungsi perubahan tegangan dari hasil analisis HM dan TM. Selanjutnya, kondisi geomekanik yang baru disimpan ke dalam berkas FLAC3D.sav. Program eksternal selanjutnya membaca, memetakan properti hidrolik hasil kalkulasi pada elemen FLAC3D ke elemen TOUGH2 dan membuat berkas input TOUGH2 yang baru. Proses tersebut diulangi untuk iterasi tertentu sampai waktu simulasi yang dikehendaki tercapai.

#### **4.2 Penerapan Simulator TOUGH2 – FLAC3D pada Injeksi CO<sub>2</sub> pada model reservoir sederhana**

Program eksternal simulator TOUGH2-FLAC3D yang dikembangkan sudah diaplikasikan pada reservoir sederhana (Suhendi dkk., 2019) dan pada simulasi injeksi CO<sub>2</sub> pada Lapangan Gundih sebagai bagian dari kajian *Pilot Project CCS* di Indonesia (Fatkhan dkk., 2019). Prinsip penggunaan aplikasi ini relatif sederhana seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 6**. Tahap pertama adalah penentuan model dan parameter batuan, baik parameter fisis ataupun mekanis yang dilanjutkan dengan pembentukan model perlapisan. Pada pemodelan dianjurkan injeksi dilakukan pada formasi dalam dengan kedalaman lebih dari 900 m sehingga fluida CO<sub>2</sub> diharapkan berada pada kondisi superkritis. Model dibangun dari sejumlah grid berupa balok dengan ukuran tertentu yang didefinisikan di awal.

Tahap berikutnya adalah menentukan kondisi awal dari sistem dengan cara mengeksekusi program TOUGH2 dan FLAC3D bergantian berdasarkan berkas masukan yang dipilih (lihat kotak kuning pada **Gambar 5**). Model runtuh batuan reservoir diasumsikan mengikuti kriteria runtuh Mohr Coulomb.

Setelah kondisi awal ditentukan untuk masing – masing analisis TH dan M selanjutnya adalah mengaktifkan fungsi kopling TOUGH2-FLAC3D dengan menceklist fungsi *Couple TOUGH2-FLAC3D* (lihat kotak ungu pada **Gambar 5**). Selanjutnya adalah menentukan lama simulasi yang akan dijalankan dan kemudian mengeksekusi simulasi kopel THM secara otomatis sampai dengan waktu simulasi berakhir.

Hasil simulasi injeksi CO<sub>2</sub> pada model perlapisan seperti pada **Gambar 7** dengan titik injeksi berada di kedalaman 1.475 m. Properti fisis dan mekanik batuan seperti yang ditunjukkan pada **Tabel 2**. Injeksi dilakukan dengan laju injeksi sebesar 10 kg.s<sup>-1</sup>. Kondisi batas dari sistem diasumsikan bahwa sistem tidak mengalami pergeseran normal terhadap bidang di samping dan bidang di bawah model. Bidang permukaan tidak dikenakan kendala sehingga permukaan dapat mengalami pergeseran lateral atau vertikal. Sementara itu, kondisi mekanik awal sistem adalah sistem berada kondisi setimbang sebagai akibat pengaruh dari beban gravitasi saja.

Simulasi pada model ini menghasilkan pergeseran vertikal sebesar 25 cm yang posisinya dipermukaan tepat di atas sumur injeksi (lihat **Gambar 9**). Sementara itu, akumulasi CO<sub>2</sub> pada fasa *aqueous* berkumpul disekitar titik injeksi (lihat **Gambar 8**) yang bersamaan dengan fasa fluida lainnya menghasilkan tekanan yang mengakibatkan penurunan nilai *strength-stress ratio* yang mendekati nilai satu, yaitu 1.375.

## 5. KESIMPULAN DAN SARAN

Program eksternal simulator THM TOUGH2 – FLAC3D yang sudah dikembangkan berhasil menjalankan simulasi kopel THM secara otomatis sampai waktu simulasi berakhir. Hasil ujicoba program eksternal terhadap proses injeksi CO<sub>2</sub> pada model reservoir sederhana berhasil memperlihatkan bahwa terjadi pergeseran vertikal, dengan nilai pergeseran vertikal maksimum dipermukaan terjadi di sekitar sumur injeksi sebesar 2,25 cm setelah injeksi dilakukan selama 22,21 jam. Pergeseran vertikal ini terjadi akibat peningkatan tekanan di dalam reservoir. Selain itu, terdapat reduksi rasio kekuatan batuan di sekitar titik injeksi (di kedalaman 1.475 m) terhadap tegangan yang dialami batuan yang mengindikasikan bahwa nilai tegangan yang dialami batuan sudah hampir sama dengan kekuatan batuan (nilai rasio mendekati nilai 1) dan berpotensi untuk mengalami runtuh.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih atas kesempatan untuk dapat terlibat pada *Pilot Project CCS (Carbon Capture Storage)* di Gundih, Jawa Tengah, Indonesia khususnya JICA (*Japan International Cooperation Agency*) untuk penelitian dan pelatihan di Universitas Kyoto, Jepang sehingga dapat menggunakan fasilitas software dan perangkat yang digunakan pada penelitian ini.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ajayi, T., Gomes, J.S., dan Bera, A., 2019, *A review of CO<sub>2</sub> storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches*, *Petroleum Science*, 16:1028–1063.

- Celia, M. A., S. Bachu, J. M. Nordbotten, and K. W. Bandilla., 2015, *Status of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers with emphasis on modeling approaches and practical simulations*, Water Resources Research., 51, 6846–6892.
- Fatkhan, Suhendi, C., Sahara, D.P., Sule, R.M., 2019, *Modeling geomechanical responses induced by CO<sub>2</sub> injection in CCS pilot project in Gundih field, Indonesia*, IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 1204.
- Itasca Consulting Group Inc., 2006, *FLAC3D manual: Fast Lagrangian analysis of continua in 3 – dimensions – version 4.0*, Itasca Consulting Group Inc., Minnesota, USA.
- Leverett, M.C., 1941, *Capillary behavior in porous media*, Trans, AIME, **142**, 341 – 358.
- Narasimhan, T.N., Witherspoon, P.A., 1976, *An Integrated Finite Difference Method for Analyzing Fluid Flow in Porous Media*, Water Resources Research, Vol. 12, No.1.
- Pruess, K., Oldenburg, C. dan Moridis, G., 1999, *TOUGH2 user's guide version 2.0, Clean Energy System in the Subsurface*, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory University of California, Berkeley.
- Pruess, K., 2005, *ECO2N: A TOUGH2 Fluid Property Module for Mixtures of Water, NaCl, and CO<sub>2</sub>*, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory University of California, Berkeley.
- Pruess, K., 2011, *ECO2M: A Tough2 fluid property module for mixtures of water, NaCl and CO<sub>2</sub>, including super – and sub – critical conditions, and phase change between liquid and gaseous CO<sub>2</sub>*, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory University of California, Berkeley.
- Rutqvist, J., Wu, Y.S., Tsang, C.F. dan Bodvarsson, G., 2002, *A modeling approach for analysis of coupled multiphase fluid flow, heat transfer, and deformation in fractured porous rock*, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, **39**, pp. 429 – 442.
- Shahbazi, A. dan Nasab, B.R., 2016, *Carbon Capture and Storage (CCS) and its Impacts on Climate Change and Global Warming*, Journal of Petroleum and Environmental Biotechnology 7: 291. doi: 10.4172/2157-7463.1000291.
- Suhendi, C., Fatkhan, Shara, D.P., Sule, R.M., 2019, *Modeling the behavior of CO<sub>2</sub> injection in a sand reservoir*, IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 1204.
- Rutqvist, J. dan Tsang, C.F., 2005, *Coupled hydromechanical effects of CO<sub>2</sub> injection*, Developments in Water Sciences, **52**, pp. 649 – 679.

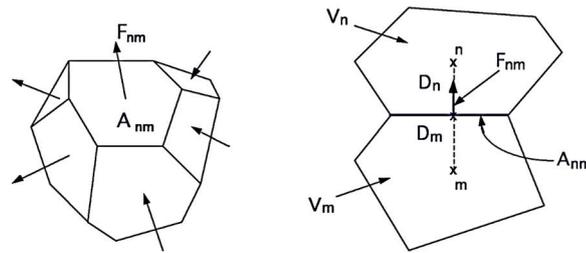
LAMPIRAN

**Tabel 1.** Daftar program komputer dan berkas program yang dibangun

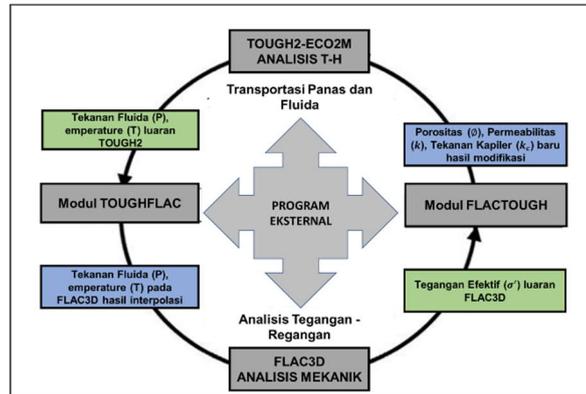
<b>Program/file</b>	<b>Bahasa Pemrograman</b>	<b>Objektif</b>
Berkas program <i>Properties.f3dat</i>	FISH	Menyediakan properti batuan.
Berkas program <i>Initial_run.f3dat</i>	FISH	Kalkulasi HM dan TM untuk kondisi awal.
Berkas program <i>Couple_run.f3dat</i>	FISH	Kalkulasi HM dan TM dalam iterasi.
Prosedur <i>dens_zone</i>	FISH	Memetakan densitas setiap elemen TOUGH ke elemen FLAC3D.
Prosedur <i>ppt_zone</i>	FISH	Menginterpolasi dan memetakan nilai tekanan dan temperatur dari titik tengah elemen TOUGH2 ke titik pojok FLAC3D.
Subprogram <i>io_zone</i>	FISH	Menuliskan hasil modifikasi parameter hidrolik

**Tabel 2.** Properti material untuk setiap lapisan formasi

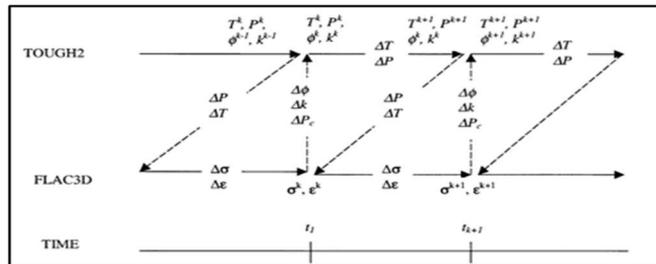
<b>Properti</b>	<b>Formasi 1</b>	<b>Formasi 2</b>	<b>Formasi 3</b>	<b>Formasi 4</b>
Modulus Young's (GPa)	5	5	5	5
Poisson's Ratio, $\nu$ (tidak berdimensi)	0,25	0,25	0,25	0,25
Parameter Biot's, $\alpha$ (tidak berdimensi)	1	1	1	1
Densitas batuan tersaturasi, $\rho_s$ (Kg/m <sup>3</sup> )	2.260	2.260	2.260	2.260
Porositas pada tegangan nol, $\Phi_0$ (tidak berdimensi)	0,1	0,01	0,1	0,01
Porositas residu, $\Phi_r$ (tidak berdimensi)	0,09	0,009	0,09	0,009
Permeabilitas pada tegangan nol, $k_0$ (m <sup>2</sup> )	$1 \times 10^{-15}$	$1 \times 10^{-17}$	$1 \times 10^{-13}$	$1 \times 10^{-17}$



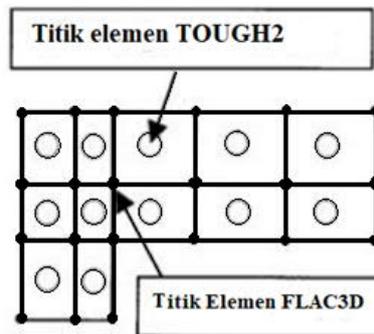
**Gambar 1.** Diskritisasi ruang dan data geometri pada integral beda hingga dalam TOUGH2 (Pruess dkk., 1999)



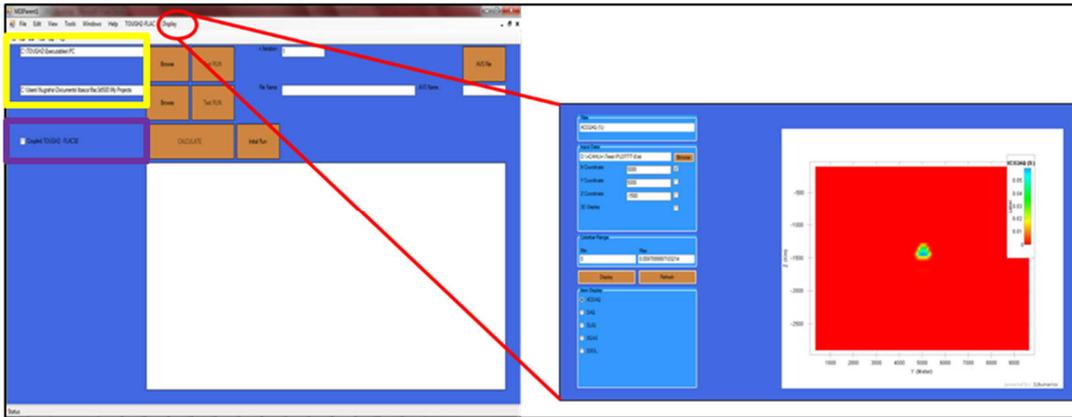
**Gambar 2.** Skema transfer data pada simulator TOUGH2 – FLAC3D



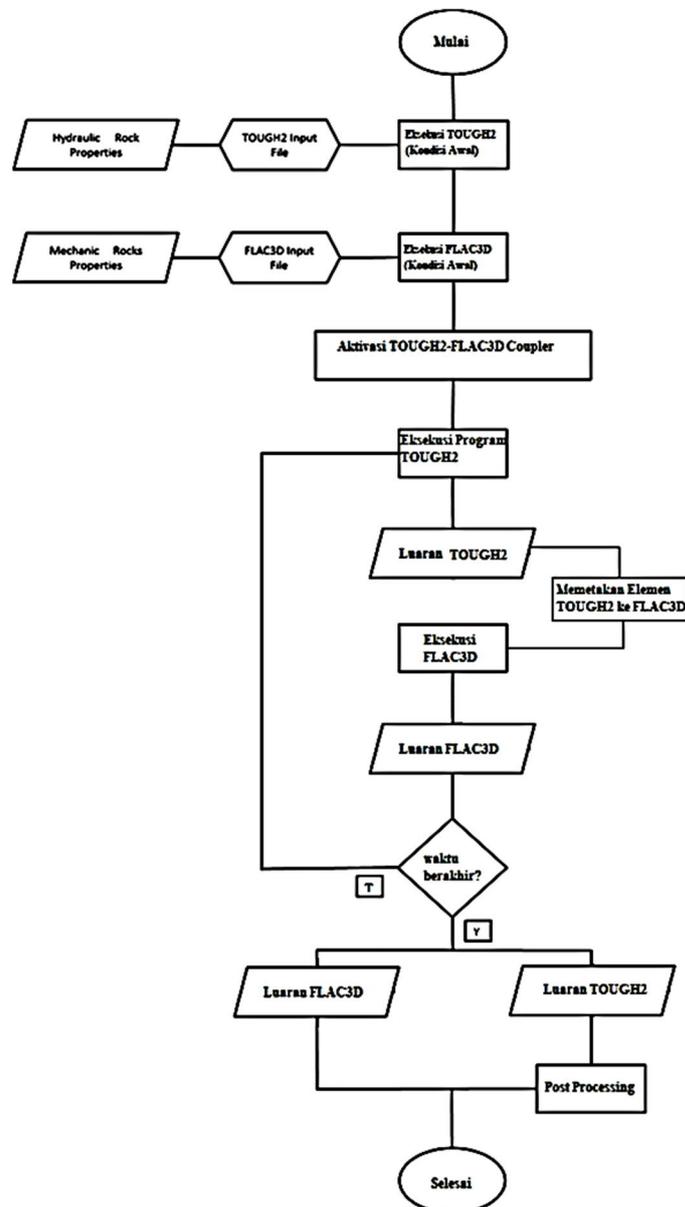
**Gambar 3.** Prosedur simulasi numerik dari simulator TOUGH2 - FLAC3D (diambil dari Rutqvist dkk., 2002)



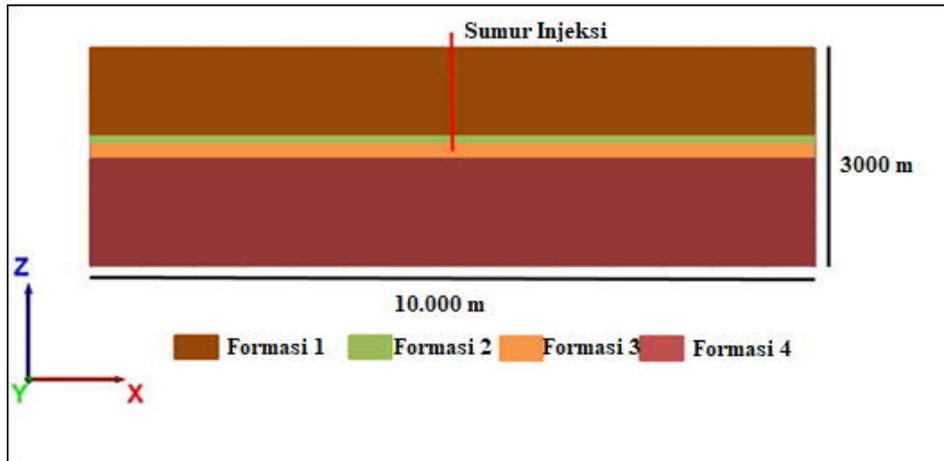
**Gambar 4.** Posisi perhitungan tekanan fluida (P) dan temperatur (T) pada TOUGH2 dan FLAC3D (modifikasi dari Rutqvist dkk., 2002)



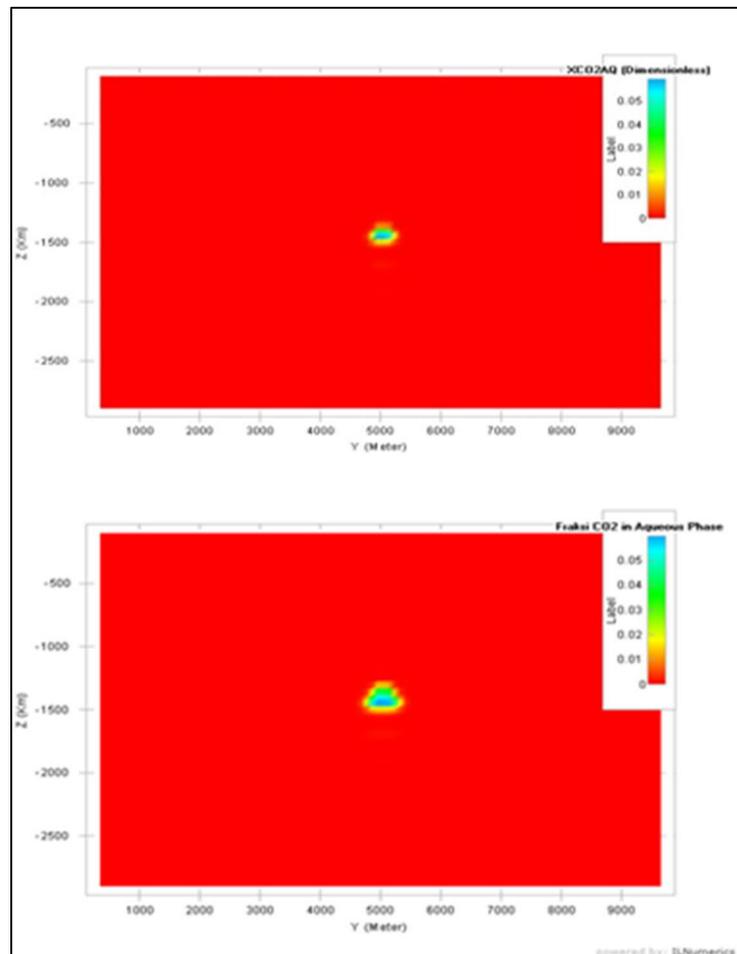
**Gambar 5.** GUI dari program eksternal (kiri) dan form untuk post processing data luaran TOUGH2



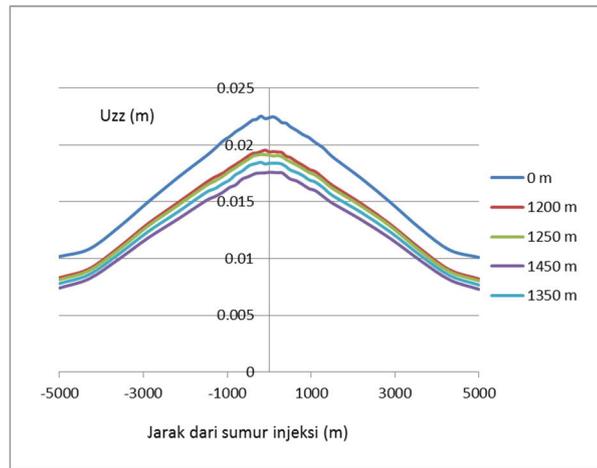
**Gambar 6.** Prosedur cara kerja dari program eksternal dalam simulasi kopel THM menggunakan simulator TOUGH - FLAC3D



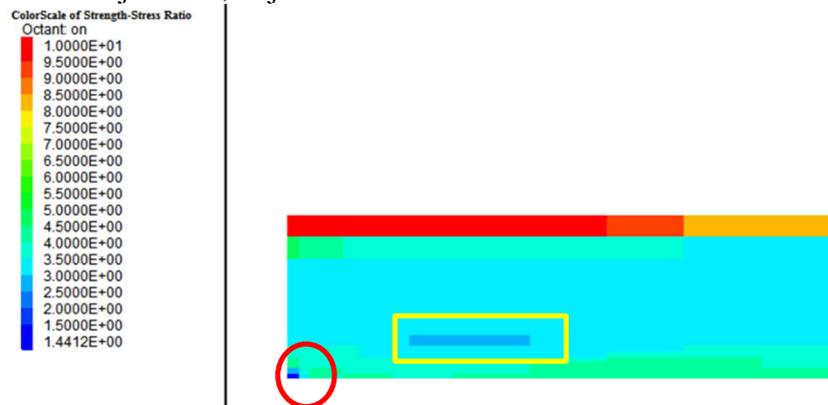
**Gambar 7.** Peta lapisan formasi dari potongan vertikal model



**Gambar 8.** Fraksi CO<sub>2</sub> yang larut dalam air (fasa aqueous) pada simulasi injeksi CO<sub>2</sub> selama 2,52 jam (atas) dan Fraksi CO<sub>2</sub> yang larut dalam air (fasa aqueous) pada simulasi injeksi CO<sub>2</sub> selama 22,21 jam (bawah).



**Gambar 9.** Magnitudo pergeseran vertikal (m) untuk setiap lapisan setelah injeksi 22,21 jam



**Gambar 10.** Evolusi *strength-stress ratio* setelah injeksi selama 2,52 jam (lingkaran merah dan kotak kuning). Warna biru menyatakan nilai *strength-stress ratio* rendah



**Gambar 11.** Evolusi rasio kekuatan-tegangan setelah injeksi selama 22,21 jam (lingkaran merah dan kotak kuning). Warna biru menyatakan nilai *strength-stress ratio* rendah