

Karakteristik Interaksi Fluida-Batuan dan Pendugaan Suhu Reservoir Pada Sistem Panasbumi Kamojang Garut Berdasar Data Kimia Gas Sumur Produksi

Yoga Aribowo^{1*}, Marcelina Ramadhani¹

¹Departemen Teknik Geologi, Universitas Diponegoro, Semarang

Abstrak

Lapangan Panasbumi Kamojang merupakan salah satu lapangan tertua yang berproduksi di Indonesia, dengan karakter dominasi uap. Salah satu cara memahami tatanan sistem panasbumi adalah dengan menganalisis kimia fluida, baik air maupun gas. Analisis geokimia gas pada lapangan Kamojang ini dilakukan pada gas yang berasal dari 10 sumur produksi, dengan metode kromatografi gas untuk gas non reaktif dan metode titrasi untuk gas reaktif. Hasil analisis diplot pada beberapa diagram segitiga untuk analisis asal air. Perhitungan suhu reservoir dilakukan dengan geotermometer berdasar formula dari beberapa penulis sebelumnya. Berdasar diagram segitiga N₂-He-Ar, fluida pada sumur B, E, A, G diperkirakan berasal dari gas magmatik, sedangkan sumur I, H, D, C dari air meteorik, dan berdasar diagram segitiga N₂-CO₂-Ar, input gas diperkirakan berasal dari gas magmatik. Berdasar perhitungan geotermometer, suhu reservoir berkisar antara 230-279,7°C.

Kata kunci: Lapangan Panasbumi Kamojang, geokimia gas, asal fluida, geotermometer

Abstract

Kamojang field is one of the oldest produced geothermal field in Indonesia. It well known as vapor dominated geothermal system. Geochemical analysis and interpretation of discharged gas could be a guide to comprehend the fluid-rocks interaction pattern, the source of fluids, and the temperature of reservoir. Methods used in this research are gas chromatography for non reactive gas and titration for reactive gas, followed by ternary diagram plotting and geothermometry calculation. Based on ternary N₂-He-Ar, fluids of Well- B, E, A, G interpreted as magmatic source fluids, while fluids from Well I, H, D, and C more likely meteoric influenced fluids. Based on N₂-CO₂-Ar, most gases are magmatic source. The geothermometry calculation resulted in reservoir temperature predicted range of 230-279,7°C.

Keywords: Kamojang Geothermal Field, gas geochemistry, fluids genetics, geothermometry

PENDAHULUAN

Lapangan Panasbumi Kamojang merupakan lapangan panasbumi tertua yang beroperasi di Indonesia, di mana pengeboran dilakukan pertama kali pada 1975. Sistem Panasbumi Kamojang merupakan sistem dominan uap, sehingga karakteristik sistemnya cukup menarik untuk dikaji, terutama terkait pola interaksi fluida hidrotermal dengan batuan di bawah permukaan (geoindikator), dan juga aplikasi metode geotermometer gas untuk pendugaan temperatur reservoirnya. Analisis geokimia gas banyak diaplikasikan di lapangan panasbumi karena konsentrasi gas indeks tertentu yang muncul ke permukaan mencerminkan proses fisikokimia dan geologi yang terjadi di bawah permukaan yang melibatkan fluida hidrotermal dengan batuan pada sistem, sehingga dapat membantu memprediksi dinamika dan kondisi geologi

bawah permukaan pada sistem. Daerah dengan tatanan geologi vulkanik medan terjal, biasanya air reservoir (klorida) tidak muncul ke permukaan sebagai manifestasi, sehingga untuk interpretasi kondisi dan dinamika reservoir yang digunakan adalah analisis kimia gas (Nicholson, 1993). Tujuan dari penelitian ini adalah mendapatkan gambaran jenis dan variasi fluida yang berpengaruh pada sistem, dan mengetahui dinamika kondisi fisikokimia di bawah permukaan, terutama pendugaan suhu reservoir dari penelitian ini berdasar analisis kimia sampel gas baik dari sumur produksi maupun dari manifestasi permukaan, dengan spektrometri massa dan menginterpretasi hasilnya dengan menggunakan beberapa *crossplot* dan juga formula perhitungan.

*) Korespondensi: yogaribowo@gmail.com

Gas Panasbumi

Gas indikator yang selalu hadir pada area manifestasi panasbumi adalah CO₂, H₂S, NH₃, N₂, H₂ dan CH₄, gas-gas ini sering disebut “gas yang tidak dapat terkondensasi” (*Non-condensable gases/ NCG*) (Nicholson, 1993). Uap panasbumi terbentuk oleh proses mendidihnya fluida di bawah permukaan. Fase uap yang terbentuk kemudian bermigrasi ke permukaan secara relatif vertikal, sedangkan air residu selalu bermigrasi secara lateral dari zona pendidihan. Jika air kemudian mucul di permukaan, biasanya jarak antara titik luaran ini (zona *outflow*) dengan zona *upflow* umumnya beberapa kilometer. Gas yang paling melimpah dalam sistem panas bumi adalah CO₂ yang dihasilkan oleh beberapa proses, antara lain reaksi mineral dan batuan, degradasi organik dalam batuan sedimen, reaksi dekat permukaan, pendidihan air meteorik dan beberapa mungkin berasal dari magmatik. Gas CO₂ adalah gas yang penting dalam sistem panas bumi untuk mengetahui pengaruh kimia air seperti pH, densitas, hubungan titik didih, deposisi mineral sekunder dan kedalaman titik didih. Gas-gas umum lainnya yang digunakan untuk mengetahui sumber sistem panas bumi adalah hidrogen sulfida, metan, argon, helium dan nitrogen.

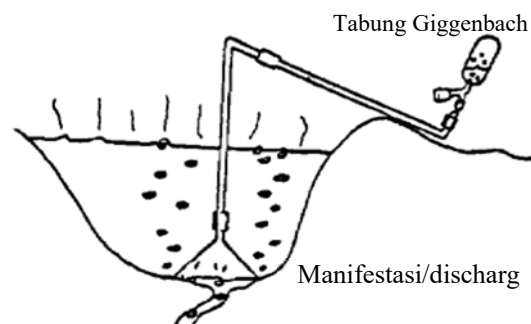
METODOLOGI

Pengambilan sampel gas dilakukan dengan menggunakan botol vakum berisi larutan NaOH 4 N yang dipersiapkan di laboratorium dengan cara mengalirkan 100 ml larutan NaOH bebas CO₂ ke dalam botol kedap udara yang terlebih dahulu divakumkan agar tidak terjadi kontaminasi udara. Dengan menggunakan karet silikon, botol sampel dihubungkan dengan corong penangkap gas yang diletakkan di atas manifestasi tepat pada keluarnya *bubble* gas (Gambar 1).

Analisis Laboratorium

Analisis sampel gas dilakukan di Laboratorium Isotop dan Kimia, Pusat Aplikasi Teknologi Isotop dan Radiasi, BATAN, Jakarta. Analisis gas dengan dua metode, yaitu metode kromatografi gas untuk gas non reaktif (H₂, He, Ar, N₂, dan CH₄) dan metode titrasi untuk gas reaktif (CO₂ dan H₂S).

Analisis gas non reaktif yaitu H₂, He, Ar, N₂, dan CH₄ dilakukan dengan menggunakan alat kromatografi gas *Argilent Technologies 7890*



Gambar 1. Skema pengambilan sampel gas

A yang dilengkapi dengan system injeksi model Arnell.

Pada analisis H₂ dan He digunakan gas Ar sebagai gas pembawa, sedangkan N₂, Ar, dan CH₄ digunakan gas He sebagai gas pembawa. Kedua analisis gas tersebut dilakukan secara simultan menggunakan dua detektor *thermal conductivity* (TCD). Sistem alat kromatografi gas *Argilent Technologies* beroperasi secara simultan untuk analisis gas H₂, He, N₂, Ar, dan CH₄ dengan menggunakan *software Ezchrom*. Untuk analisis gas reaktif yang terlarut dalam NaOH, yaitu CO₂ dan H₂S digunakan metode titrasi (Giggenbach dan Goguel, 1989). Gas CO₂ dititrasi menggunakan larutan HCl, sedangkan H₂S menggunakan larutan TiO sulfat (iodometri).

Analisis Geokimia Gas

Analisis geokimia gas panasbumi menggunakan diagram segitiga N₂ He-Ar dan N₂-He-CO₂, yang digunakan untuk interpretasi sumber dari gas panasbumi (Powell dan Cumming, 2010). Prinsip kerja dalam penentuan geotermometer adalah menghitung temperatur dari reservoir berdasarkan kadar unsur-unsur pada fluida gas (Arnorsson, 2000). Perhitungan geotermometer gas dilakukan karena sampel gas yang dianalisis mewakili kondisi reservoir. Geotermometer gas digunakan untuk data kimia gas yang berasal dari sumur – sumur produksi dan manifestasi berupa fumarol. Geotermometer gas yang digunakan yaitu CO₂ H₂S, H₂; CO₂/H₂, H₂S/H₂; dan CH₄/CO₂ menurut Arnorsson dan Gunlaugsson. :

$$\text{H}_2/\text{Ar} \text{ (Giggenbach, 1991),} \\ T=70[2,5 + \log (\text{H}_2/\text{Ar})] \quad (1)$$

$$\text{H}_2\text{S} \text{ (Arnorsson dan Gunlaugsson, 1985),} \\ T=246,7 + 44,811 \log \text{mH}_2\text{S} \quad (2)$$

$$\text{H}_2 \text{ (Arnorsson dan Gunlaugsson, 1985),} \\ T=277,2 + 20,99 \log \text{mH}_2 \quad (3)$$

$$\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2 \text{ (Arnorrsson dan Gunlaugsson, 1985),}$$

$$T=304,1 - 39,481 \log \text{mH}_2\text{S}/\text{mH}_2 \quad (4)$$

$$\text{CO}_2/\text{H}_2 \text{ (Arnorrsson dan Gunlaugsson, 1985),}$$

$$T=341,7 - 28,571 \log \text{mCO}_2/\text{mH}_2 \quad (5)$$

$$\text{CO}_2 \text{ (Arnorrsson dkk., 1998),}$$

$$T=4,724 (\log \text{mCO}_2)^3 - 11,068 (\log \text{mCO}_2)^2 + 72,012 (\log \text{mCO}_2) + 121,8 \quad (6)$$

$$\text{H}_2\text{S} \text{ (Arnorrsson dkk., 1998),}$$

$$T=4,811(\log \text{mH}_2\text{S})^2 + 66,152 (\log \text{mH}_2\text{S}) + 177,6 \quad (7)$$

$$\text{H}_2 \text{ (Arnorrsson dkk., 1998),}$$

$$T=6,630 (\log \text{mH}_2)^3 + 5,836 (\log \text{mH}_2)^2 + 56,168 (\log \text{mH}_2) + 227,1 \quad (8)$$

$$\text{CO}_2/\text{N}_2 \text{ (Arnorrsson dkk., 1998),}$$

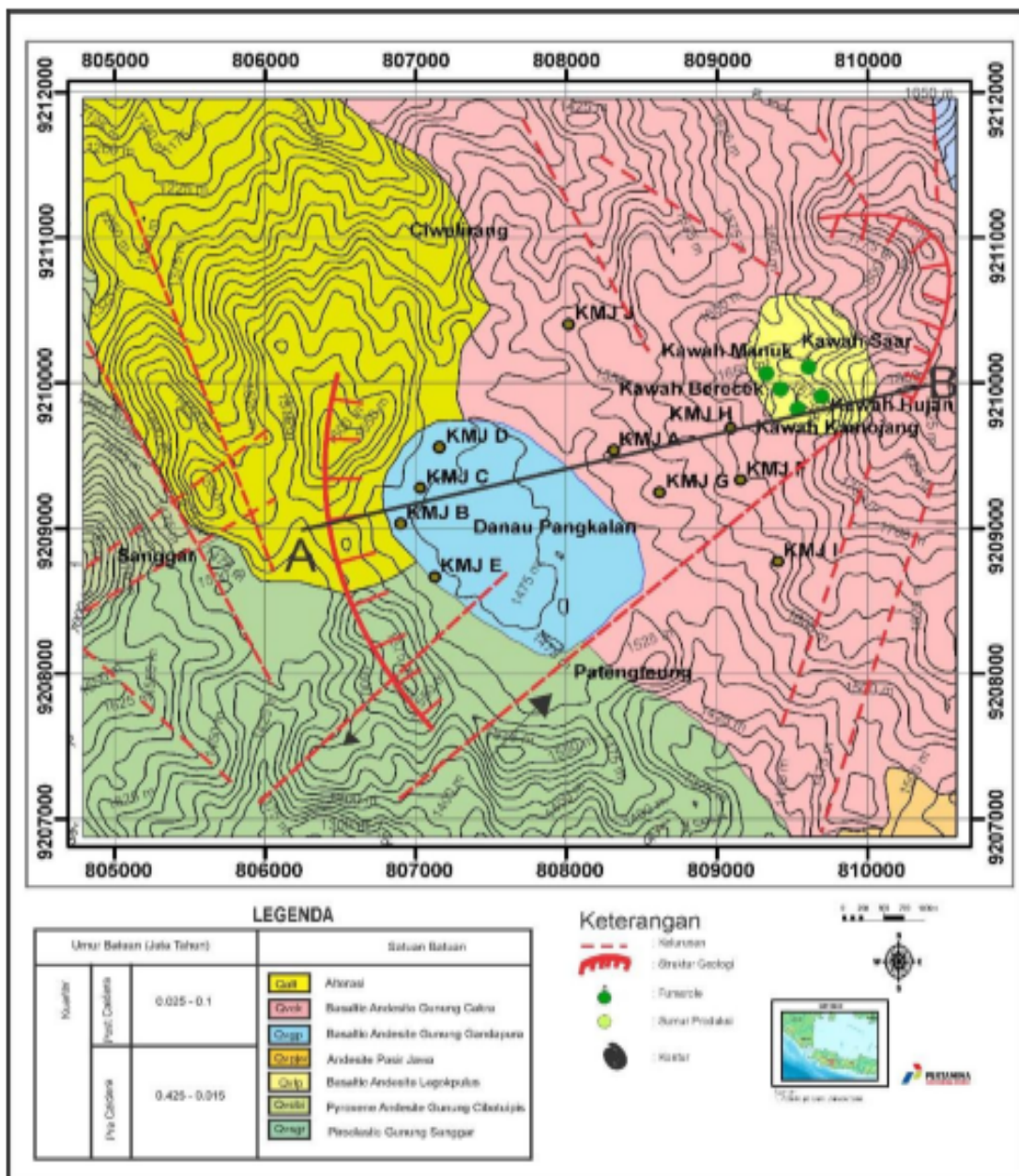
$$T = 1,739 (\log \text{mCO}_2/\text{mN}_2 + 7,599 (\log \text{mCO}_2/\text{mN}_2)^2 + 48,751(\log \text{mCO}_2/\text{mN}_2) + 173,2 \quad (9)$$

$$\text{H}_2\text{S}/\text{Ar} \text{ (Arnorrsson dkk., 1998),}$$

$$T = 4,108 (\log \text{mH}_2\text{S} + 42,256(\log \text{mH}_2\text{S}/\text{mAr}) + 137,6 \quad (10)$$

HASIL

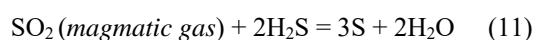
Peta sebaran manifestasi dan sumur ditampilkan pada Gambar 2, hasil analisis kimia gas ditampilkan pada Tabel 1, untuk selanjutnya diplot pada beberapa diagram segitiga (Gambar 3-5) untuk interpretasi hubungan antar gas terkait beberapa aspek genetik gas tersebut.



Gambar 2. Peta lokasi sumur dan manifestasi

Asal-usul Gas Sumur Produksi

Berdasarkan komposisi unsur gas (Tabel 1), KMJ – I memiliki kadar gas total lebih besar daripada KMJ - B (KMJ – I = 0,69wt.%, KMJ-B= 0,10 wt.%). Hal tersebut diinterpretasikan bahwa pada saat proses separasi gas akibat pendidihan, gas pada KMJ – I mengalami proses separasi gas dalam satu tahap separasi (mengindikasikan gas berasal langsung dari reservoir) dibandingkan data gas pada sumur KMJ – B yang telah melalui lebih dari satu kali separasi gas atau disebut dengan pendidihan yang berkesinambungan. Kondisi ini dibuktikan dari kadar gas total dalam uap yang kecil, yaitu < 2 wt% CO₂. Hidrogen dan sulfur dioksida (SO₂) bereaksi menghasilkan hidrogen sulfida (H₂S) yang mengakibatkan unsur hidrogen mengalami pengurangan konsentrasi. Akibat pembentukan H₂ yang lambat pada saat oksidasi Fe₂ + SO₂ bereaksi dengan H₂S menghasilkan endapan sulfur. Proses oksidasi terhadap H₂S menjadi sulfat juga mempengaruhi komposisi gas H₂S (Nicholson, 1993) seperti pada persamaan 11.



Komposisi unsur Amonia (NH₃) pada KMJ - F lebih besar dari KMJ – I menjelaskan bahwa KMJ - F terletak di zona *outflow*. Amonia adalah unsur gas yang terlarut dan unsur ini semakin besar ke zona *outflow*.

Berdasarkan diagram perbandingan komposisi H₂-H₂S-CH₄, gas-gas pada kesepuluh sumur berada di posisi mendekati ke arah sudut H₂, sedangkan sumur KMJ – A berada pada posisi mendekati ke sudut CH₄. Diagram H₂S– CH₄ – H₂ (Gambar 3) menunjukkan bahwa kesepuluh sumur produksi di lapangan Kamojang mengandung fluida yang sudah mengalami

mature water dan fluida tidak lagi bereaksi dengan batuan-batuan di sekitarnya. Namun, sumur KMJ – A memiliki nilai CH₄ yang lebih tinggi, hal ini mengindikasikan bahwa di sumur KMJ – A, fluida mengalami *re-boiling* (kondensasi). Penentuan asal gas menggunakan diagram segitiga N₂-He-Ar dan diagram segitiga N₂-Ar-CO₂ menurut Powell dan Cumming (2010).

Diagram Segitiga N₂-He-Ar

Penentuan asal gas salah satunya dilakukan dengan menggunakan diagram segitiga N₂-He-Ar menurut Powell dan Cumming (2010). Diperlukan adanya evaluasi fluida gas untuk mempertegas terutama tentang asal – usul fluida berdasarkan interpretasi diagram trilinear N₂-He-Ar. Nicholson (1993) menjelaskan bahwa unsur N₂ dapat menjadi indikator pengaruh gas atmosfer atau magmatik. Kondisi ini dapat berasal dari pengaruh magmatik jika rasio N₂/Ar berada pada nilai 800-2000. He merupakan indikator karakteristik *crustal*, sumbernya berasal dari peluruhan batuan yang mengandung Uranium, sedangkan Argon banyak terdapat di gas atmosfer yang dapat terkandung dalam gas panasbumi melalui influx air hujan. Hasil dari plot diagram segitiga N₂-He-Ar yang terlihat pada Gambar 4 masih dapat digunakan walaupun data helium tidak terekam dan disimpulkan bahwa gas panasbumi berasal dari air hujan. Dari diagram 4, terlihat bahwa kesepuluh sampel sumur produksi yang berada di lapangan Kamojang, menunjukkan bahwa fluida panasbumi berasal dari air meteorik yang masuk ke dalam reservoir melalui patahan – patahan yang ada (*zona recharge*).

Tabel 1. Hasil Analisis Kimia Gas

Parameter	KMJ-A	KMJ-B	KMJ-C	KMJ-D	KMJ-E	KMJ-F	KMJ-G	KMJ-H	KMJ-I	KMJ-J
CO ₂	81,77	76,04	88,1	83,49	81,41	89,12	89,86	87,18	95,01	89,58
H ₂ S	10,96	15,13	6,64	8,6	11,69	6,52	6,57	7,75	2,395	5,64
NH ₃	0,25	0,19	0,27	0,33	0,14	0,34	0,095	0,14	0,085	0,33
Ar	0,023	0,01	0,044	0,040	0,016	0,41	0,014	0,035	0,016	0,398
N ₂	3,4	4,3	1,9	2,0	3,6	0,7	2,146	2,4	1,735	0,8
CH ₄	1,42	0,347	0,28	0,369	0,3107	0,535	0,181	0,406	0,096	0,53
H ₂	2,18	3,98	2,79	5,155	2,822	2,384	1,126	2,144	0,664	2,75
% berat	0,19	0,10	0,20	0,18	0,19	0,26	0,44	0,23	0,69	0,28

Tabel 2. Hasil perhitungan Geotermometer (T dalam °C)

Geotermometer	KMJ-A	KMJ-B	KMJ-C	KMJ-D	KMJ-E	KMJ-F	KMJ-G	KMJ-H	KMJ-I	KMJ-J
Giggenbach, 1991 H2/Ar	313,9	345,8	301,3	322,6	343,3	225,3	309,2	300,3	288	229,4
A&G-H2S	293,2	299,5	283,5	288,5	294,5	283	283,3	286,5	263,6	280,3
A&G-H2	284,3	289,7	286,5	292	286,6	285	278	284	273	286
A&G-H2S/H2	276,4	291,8	279,7	295,3	281,2	282,1	273,8	282,1	282,1	286,8
A&G-CO2/H2	296,7	298,5	296,7	295,3	281,2	282,1	273,8	282,1	282,1	286,8
A - CO2	252,1	248,3	254,7	252,8	251,9	249,5	255,5	254,4	257,5	255,3
A - H2S	254,3	263,3	235,2	243,6	253,7	234,7	234,9	240,2	203,4	230,0
A - H2	249,9	264,3 3	249,9	272,4	254,2	249,5	249,9	249,9	217,2	253,5
A - CO2/N2	180,8	178,6	192,5	190	180,2	298,2	188,8	186,5	195,6	273,9

A&G = Arnorsson dan Gunlaugsson, 1985; A= Arnorsson dkk., 1998.

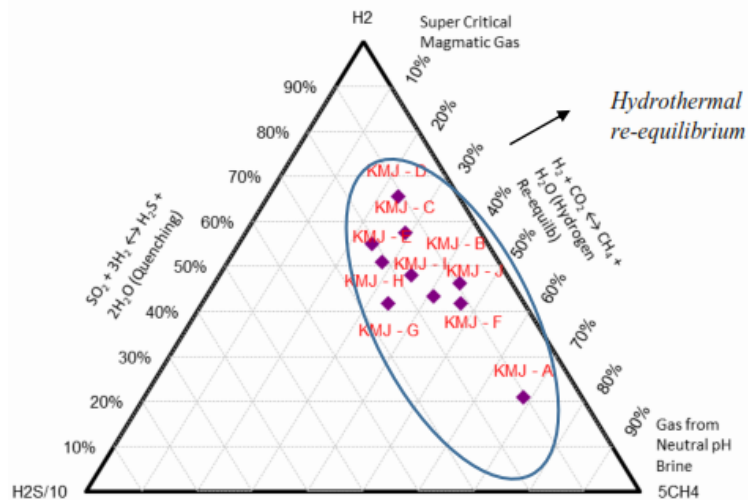
Pada sumur KMJ – J dan KMJ – F memiliki nilai Argon yang tertinggi dibanding dengan sumur lainnya. Namun di diagram triangular He – N₂ – Ar ini, nilai He tidak terdeteksi.

Diagram Segitiga N₂-Ar-CO₂

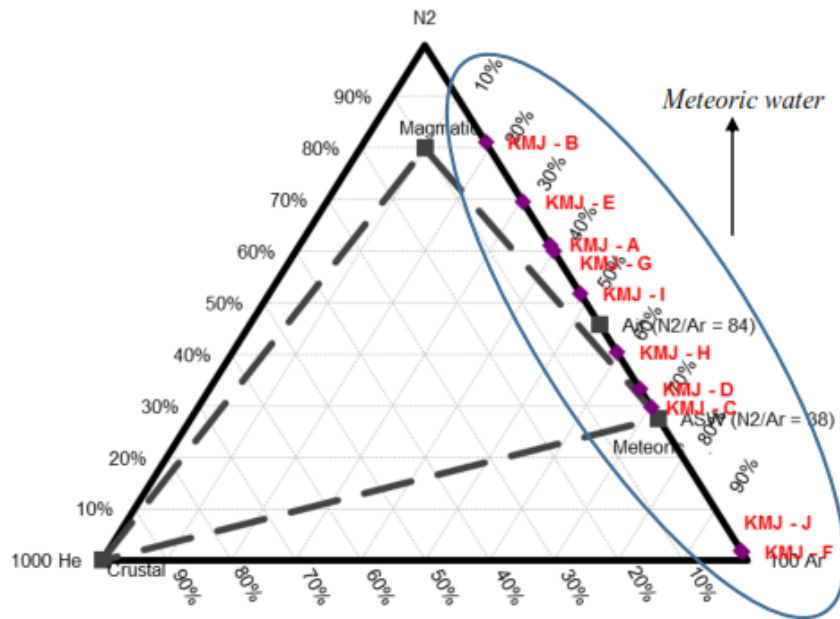
Diagram segitiga N₂-Ar-CO₂ memiliki fungsi yang sama dengan diagram segitiga N₂-He-Ar, hanya saja unsur helium diganti dengan CO₂. Berdasarkan diagram perbandingan komposisi N₂-CO₂ - Ar, gas-gas pada sumur berada diantara *Air point* (N₂/Ar ratio) dan garis yang menghubungkan *white island ratio* dengan *Ar apex*. Semakin dekat ke arah garis maka mengindikasikan bahwa semakin dekat ke arah zona *upflow*. Selain itu dapat juga mengindikasikan adanya sedikit pengaruh

magmatik. Dari diagram CO₂ – N₂ – Ar (Gambar 5) menunjukkan bahwa pada sumur KMJ – F dan KMJ – J memiliki nilai Ar yang tinggi di dibandingkan dengan sumur – sumur lainnya. Hal ini dapat diinterpretasi karena tiga kemungkinan:

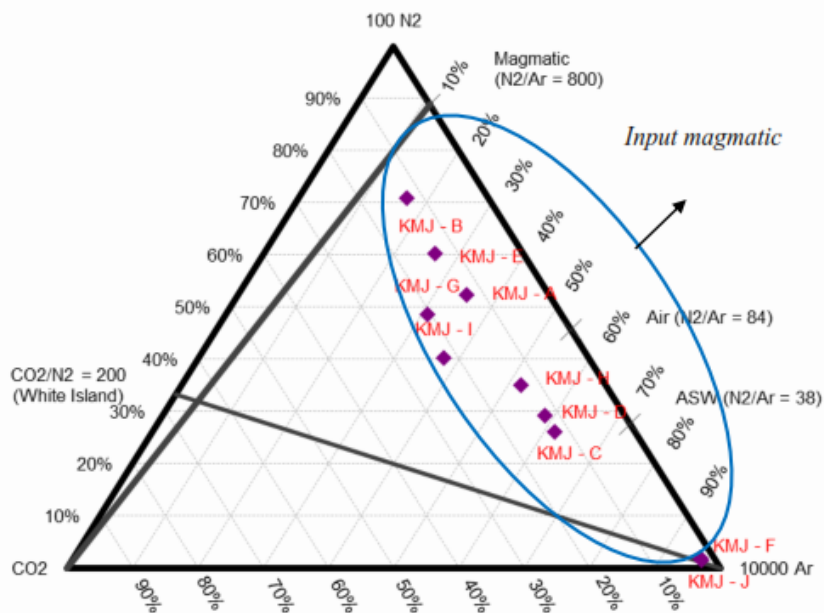
1. Terjadi kesalahan teknik sampling gas, sehingga menyebabkan nilai Ar tinggi. Argon sendiri merupakan gas udara bebas di atmosfer.
2. Udara masuk lewat air meteorik dan terjadi kontaminasi. Ar mungkin berasal dari *leaching* batuan.
3. Ar menjadi indikasi dari *marginal recharge*, bisa jadi sudah ada *recharge* atau dekat dengan *zona recharge*.



Gambar 3. Diagram segitiga H₂-H₂S-CH₄



Gambar 4 Diagram segitiga N₂-He-Ar



Gambar 5 Diagram segitiga N₂-CO₂-Ar

Pada sumur KMJ – B, terlihat bahwa nilai N₂ lebih tinggi dibanding sumur-sumur lainnya. N₂ sendiri merupakan unsur dari atmosfer. Pada Gambar 5, KMJ - G lebih mendekati garis gas atmosfer dibandingkan KMJ – I dan diinterpretasikan bahwa KMJ - G lebih mendekati zona *upflow* dibandingkan KMJ – I dikarenakan KMJ - G memiliki konsentrasi CO₂ yang besar (CO₂ adalah unsur gas utama di sistem panasbumi).

Diagram Segitiga CO₂ – H₂S – NH₃

Berdasarkan diagram perbandingan komposisi CO₂-H₂S-NH₃, gas-gas pada sumur berada

pada posisi mendekati ke sudut CO₂. Dari diagram diatas, terlihat bahwa sumur KMJ – I memiliki nilai CO₂ (95,01 mmol/kg) dan nilai NCG (0,69 wt%) yang tinggi dibanding sumur – sumur lainnya. CO₂ sendiri merupakan *less soluble gas* dibandingkan dengan H₂S. Diagram juga mengindikasikan bahwa kesepuluh sumur produksi yang ada di daerah Kamojang bahwa fluida lebih bergerak ke arah *zona upflow*. Hal ini dilihat dari nilai CO₂ yang cukup signifikan. Pada sumur KMJ – F dan KMJ – J menjauhi zona aliran utama, karena nilai NH₃ KMJ – F yaitu 0,34 mmol/kg dan 0,33 mmol/kg untuk KMJ – I cukup tinggi.

Sedangkan pada KMJ – B memiliki nilai H₂S (15,13 mmol/kg) yang tinggi, hal ini mengindikasikan bahwa pada sumur KMJ – B mengalami proses kondensasi. Pada diagram ini, kesepuluh sumur produksi yang ada di lapangan Kamojang tidak menunjukkan sumur – sumur yang ada di tepian (*marginal*) reservoir.

Temperatur Berdasarkan Geotermometer Gas

Pengukuran temperatur reservoir didasari atas hasil dari perhitungan beberapa geotermometer gas (Tabel 2), namun tidak seluruh geotermometer gas dapat digunakan dalam menentukan temperatur reservoir. Berdasarkan penjelasan sebelumnya ada beberapa geotermometer yang tidak dipakai (Giggenbach (1991) dalam Altamirano (2006) - CH₄/CO₂, Arnorsson and Gunnlaugsson (1985) dalam Arnorsson (2000) – CO₂, Arnorsson dkk. (1998 dalam Altamirano 2006) – H₂/Ar yang disebabkan oleh dua hal, yaitu: nilai dari temperatur yang sangat tinggi (>374°C) dan temperatur terlampaui rendah.

Dari tabel hasil perhitungan geotermometer gas (Tabel 2), maka dapat diperkirakan temperatur reservoir berkisar 230 – 279,7°C. Sistem panasbumi dengan temperatur tersebut termasuk ke dalam sistem panasbumi bertemperatur tinggi (Hochstein, 1990).

KESIMPULAN

Sistem panasbumi Kamojang Garut memiliki karakteristik sebagai berikut: diagram segitiga N₂-He-Ar, fluida pada sumur B, E, A, G berasal dari gas magmatik, sedangkan sumur I, H, D, C dari air meteorik. Input fluida gas pada sistem diperkirakan berasal dari gas magmatik. Suhu reservoir di daerah penelitian berkisar antara 230-279,7°C.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terimakasih yang sebesar-besarnya kepada Pertamina Geothermal Energy Kamojang yang telah menyediakan data kimia gas.

DAFTAR PUSTAKA

Altamirano, J. I. C., 2006. *Sampling and Analyses of Geothermal Steam and Geotermometer Applications in Krafla, Theistareykir, Reykjanes and Svartsengi,*

Iceland. Geothermal Training Programme, Iceland

Arnorsson, S., Gunnlaugsson, E., 1985. New Gas Geothermometers For Geothermal Exploration – Calibration and Application, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol 49, hal. 1307 – 1325

Arnorsson, S., Andresdottir, A., Gunnarsson, I., dan Stefánsson, A., 1998. New calibration for the quartz and Na/K geothermometers – valid in the range 0-350°C (in Icelandic). *Proceedings of the Geoscience Society of Iceland Annual Meeting*, April, 42-43.

Arnorsson, S., 2000. *Isotopic and Chemical Techniques in Geothermal Exploration, Development and Use: Sampling Methods, Data Handling, Interpretation.* International Atomic Energy Agency, Vienna.

D'Amore, F. dan Truesdell, A.H. 1985. Calculation of Geothermal Reservoir Temperatures and Steam Fractions From Gas Composition; *Trans. Geothermal Resources Council, Vol. 9, Part 1*, August 1985, hal. 305-310.

D'Amore, F., Panichi, C., 1980, Evaluation of deep temperatures of hydrothermal systems by a new gas geothermometer, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol.44, hal. 549 - 556.

Giggenbach, W. F., dan Glover., R. B., 1992. Tectonic Regime and Major Processes Governing The Chemistry of Water and Gas Discharges From The Rotorua Geothermal Field, New Zealand, *Geothermics*, Vol 21, 121-140

Giggenbach W. F., dan Goguel, R. L., 1989. *Collection and Analysis of Geothermal and Volcanic Water and Gas Discharge*, Chemistry Division, Departement of Science and Industrial Research: Selandia Baru.

Giggenbach, W., 1991, *Geothermal gas equilibria*, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol.44, hal. 393-410

Hochstein, M. P., 1990). *Classification and assessment of geothermal resources.* UNITAR/UNDP Centre for Small Energy Resources, Rome, Italy. hal. 31-59.

Nicholson, K., 1993. *Geothermal Fluids: Chemistry and Exploration Techniques*

*Springer-Verlag Berlin Heidelberg:
Berlin.*
Powell, T. dan Cumming, W., 2010.
Spreadsheets For Geothermal Water

*and GasGeochemistry. Proceedings,
Thirty-Fifth Workshop on Geothermal
ReservoirEngineering, Stanford
University: California.*