



## KARAKTERISASI GEOKIMIA FLUIDA UNTUK MENENTUKAN SISTEM PANASBUMI DAN POTENSI SCALING LAPANGAN PATUHA, JAWA BARAT

Dian Rahma Yoni<sup>1\*</sup>, Agus Didit Haryanto<sup>1</sup>, Mohamad Sapari Dwi Hadian<sup>1,2</sup>  
Randy Wijaya Atmaja<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Fakultas Teknik Geologi/Universitas Padjadjaran

<sup>2</sup>Pusat Studi Sumber Daya Air/Universitas Padjadjaran

<sup>3</sup>PT Geo Dipa Energi (Persero)

\*Korespondensi: [dian14012@mail.unpad.ac.id](mailto:dian14012@mail.unpad.ac.id)

### ABSTRAK

Patuha secara administratif berlokasi di Kabupaten Bandung, Jawa Barat. Bidang Patuha berada pada dataran tinggi vulkanik yang terdiri dari lava andesitik dan piroklastik yang berumur akhir pliosen hingga kuartar. Lapangan panasbumi Patuha memiliki sistem dengan tipe dominasi uap yang memiliki pH sekitar 6 dan bertemperatur tinggi. Penentuan sistem panasbumi dilakukan dengan pendekatan geokimia. Data yang digunakan adalah data gas untuk mengetahui temperatur bawah permukaan dan data air panas untuk mengetahui potensi pengendapan mineral khususnya mineral kalsit pada pipa produksi. Proses pemantuan dilakukan terhadap 10 sumur produksi dan 1 manifestasi berupa kawah fumarol. Tipe fluida air panas dianalisis menggunakan diagram  $Cl-SO_4-HCO_3$  dan tipe fluida gas dianalisis menggunakan diagram  $H_2-H_2S-CH_4$ . Beberapa rasio dari data air dan gas digunakan untuk mengetahui karakteristik fluida di bawah permukaan. Perhitungan temperatur reservoir menggunakan beberapa metode geothermometer gas. Potensi endapan mineral karbonat diprediksi dari perhitungan termodinamika secara yang dihitung secara manual. Hasil dari plotting diagram menunjukkan bahwa tipe air panas termasuk ke dalam tipe air sulfat dan bikarbonat, sedangkan tipe gas merupakan quenching gas. Daerah terdekat dari sumber panas terletak di sebelah timur wilayah penelitian di sekitar kawah fumarol. Temperatur bawah permukaan berkisar antara 235–240 °C. Pada suhu tersebut tidak ditemukan adanya endapan mineral karbonat pada sumur produksi. Hasil perhitungan geothermometer merupakan karakteristik dari lapangan panasbumi dominasi uap dan diklasifikasikan sebagai sistem panasbumi dengan entalpi tinggi.

### ABSTRACT

*Patuha is administratively located in West Java Province, Indonesia. The Patuha field is a volcanic plateau consisting of andesitic and pyroclastic lava from pliocene to the quarter. The Patuha geothermal field is a vapor dominated system that has pH of about 6 and high temperatures. Determination of geothermal system is done by geochemical approach. Processing data was carried out on 10 production wells and 1 surface manifestation (fumarole). Hot water fluid type was analyzed using  $Cl-SO_4-HCO_3$  diagram and gas fluid type was analyzed using  $H_2-H_2S-CH_4$  diagram. Calculation of reservoir temperature use some geothermometer method. Potential deposition of carbonate minerals calculated by thermodynamic calculations. As result, diagram plotting showed that the type of hot water are included in acid fluid and bicarbonate type and type of gases is quenching gas. The closest area of the heat source is located in the east research area near the fumarole crater. Geothermometer result shows about 235–240°C. At that temperature, there is no carbonate deposits were found in the production well. The results of geothermometer calculations is typical of vapour domination system temperature and the temperature classified as high enthalpy system.*

**Keywords:** Geothermal, Geochemistry, Calcite Scaling, Vapour Dominated

## 1. PENDAHULUAN

Pemantauan atau monitoring merupakan kegiatan pengamatan terhadap data tertentu secara berkala dan berkesinambungan yang dilakukan untuk proses pengontrolan agar hal-hal yang akan merugikan dapat dicegah. Salah satu pemantauan melalui data geokimia. Monitoring terhadap data geokimia pada lapangan panasbumi sangat penting untuk dapat mengontrol kondisi bawah permukaan sehingga penurunan kualitas produksi dapat dihindari.

Terbentuknya scaling atau endapan mineral pada pipa geothermal merupakan salah satu faktor yang dapat menurunkan kualitas produksi karena dapat merusak pipa dan menghambat laju produksi. Scaling adalah problema produksi dalam sistem air, karena perubahan tekanan, suhu dan pH sehingga membentuk endapan atau padatan baik direservoir ataupun sepanjang pipa aliran produksi panasbumi. Macam-macam scale yang terjadi tergantung pada komposisi kimia fluida. Sehingga penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik kimia fluida baik fluida air dan gas sehingga dapat diketahui endapan mineral yang terbentuk pada pipa.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

### Geologi

Keberadaan panasbumi gunung Patuha dikaitkan dengan busur vulkanik yang dihasilkan oleh subduksi Indo – Australia dibawah lempeng Eurasia. Bidang Patuha berada pada dataran tinggi vulkanik yang terdiri dari lava andesitik dan piroklastik yang berumur akhir pliosen hingga kuartar. Berdasarkan radiometric dating umur batuan Patuha berumur 0.12 – 1.25 juta tahun. (Fauzi et al, 1994 dalam Layman, 2003).

Sumbu vulkanik di Patuha ditentukan oleh distribusi pusat erupsi pada tahap akhir yang memanjang dengan arah barat – barat laut. Pusat erupsi pada tahap akhir terjadi di ketinggian 1800 mdpl yang membentuk kubah lava, kerucut vulkanik,

kawah, dan area sumber lava. Kubah lava berada di Gunung Urug dan Selatan Patuha, Kawah yang berada pada kerucut vulkanik berada di utara Patuha dan merupakan bagian dari tren. Sumbu vulkanik erat kaitannya dengan sumber panasbumi Patuha. Karena sumbu vulkanik terdapat 3 titik fumarol utama di Patuha dan tumpang tindih dengan area reservoir (Layman & Soemarinda, 2003)

Sumbu vulkanik juga merepresentasikan zona struktur gunung patuha yang berarah barat – barat laut yang merupakan struktur utama yang membentang lebih dari 40 km. Retakan dalam sumbu vulkanik memungkinkan dalam mengendalikan intrusi pada sumber panasbumi dan letusan magma ke permukaan. Zona struktur ini juga mengontrol struktur pada reservoir geothermal yang ditandai dengan keberadaan fumarol dipermukaan. Tren struktur minor pada Patuha berarah utara selatan sejauh 4 kilometer hal ini dilihat dari keselarasan puncak patuha utara dan selatan (Layman & Soemarinda, 2003).

### Geokimia

Geokimia merupakan salah satu metoda eksplorasi panasbumi dalam mempelajari karakteristik fluida panasbumi. Hal ini salah satunya dapat dilakukan melalui penelitian karakteristik, baik mata air panas atau mata air dingin, yang muncul di permukaan sebagai manifestasi panasbumi permukaan. Selain untuk eksplorasi, geokimia juga dipakai sebagai alat monitoring dalam kegiatan produksi termasuk dalam manajemen reservoir serta mengantisipasi potensi problem yang bisa mengganggu atau menurunkan kemampuan *performance field*. Dengan kata lain, sifat kimia (air maupun gas) dari suatu lapangan panasbumi adalah informasi yang sangat penting tentang hidrologi dan kondisi yang ada dalam reservoir itu sendiri. Unsur unsur kimia yang biasa terdapat pada fluida geothermal adalah :

Kation : Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Mg<sup>+</sup>, Ca<sup>+2</sup>

Anions : Cl<sup>-</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>-2</sup>, SO<sub>4</sub><sup>-2</sup>

None Elektrolit : SiO<sub>2</sub>

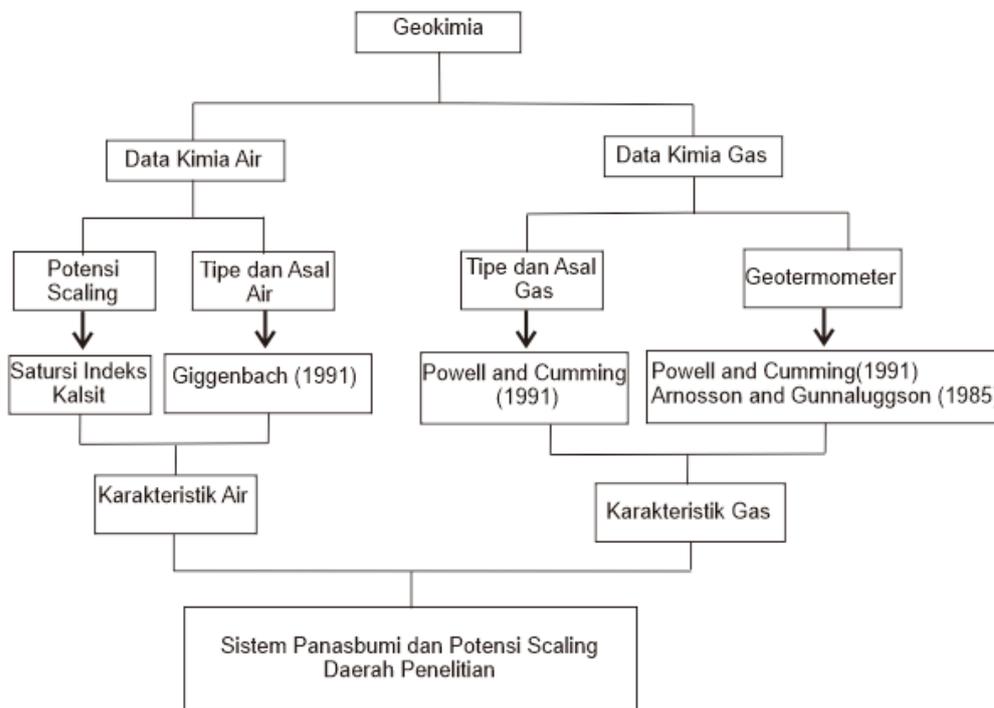
Minor Komponen: NH<sub>4</sub><sup>+</sup>, Li<sup>+</sup>, Fe<sup>+2</sup>, Mn<sup>+2</sup>, Al<sup>+3</sup>, F<sup>-</sup>, B<sup>-</sup>, I<sup>-</sup>, H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>, Rb, Cs

Komponen Gas : CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, Ar, He, N<sub>2</sub>.

### 3. METODE

Metode penelitian ini lebih dititikberatkan pada metode geokimia dan termodinamika dalam menganalisis unsur kimia fluida baik unsur kimia air maupun gas. Data geokimia gas yang digunakan merupakan sampel gas dari 1

manifestasi permukaan dan 10 sumur produksi di lapangan panasbumi. Sedangkan sampel air yang dianalisis diambil dari 1 manifestasi dan 2 sumur produksi. Berikut ini merupakan bagan alir penelitian (Gambar 1).



**Gambar 1.** Bagan alir penelitian

## 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Geokimia Air Panas

Analisis kimia fluida air panas dilakukan dilakukan kepada 3 sampel yang berasal dari 1 manifestasi dan 2 sumur yang diambil dari masing masing titik pengamatan. Sebelum melakukan analisis dan interpretasi terhadap data kimia air, terlebih dahulu dilakukan perhitungan ion

balance. Perhitungan ion balance dilakukan untuk mengetahui valid atau tidaknya data kimia dari air panas.

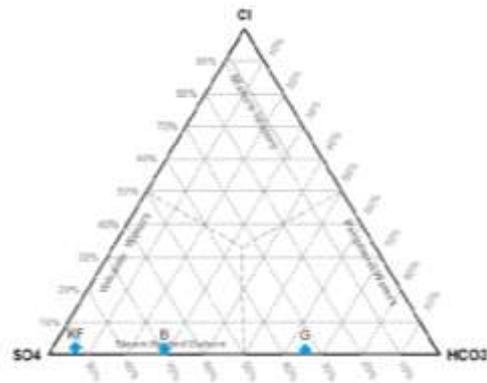
Daerah penelitian didapatkan bahwa sampel pada manifestasi KF dan sumur B memiliki ion balance kurang dari 5% sehingga hal tersebut menunjukkan bahwa hasil analisis kimia valid dan data yang diperoleh layak untuk diteliti lebih lanjut sedangkan sampel pada sumur G memiliki ion balance diatas 5%. Meskipun demikian, tidak berarti bahwa sumur G tidak layak digunakan dalam interpretasi,

kesetimbangan ion yang tinggi juga dipengaruhi oleh tipe dan proses yang dialami air panas. Nilai kesetimbangan ion diatas 5% diperkirakan akibat adanya pencampuran dengan air meteorik dipermukaan atau dengan batuan disekitarnya.

### Tipe Fluida

Dalam menentukan tipe fluida air pada masing masing sampel dapat menggunakan diagram ternary plot Cl-SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>. Hasil diagram ternary pada gambar 1 menunjukkan bahwa pada 3 sampel air panas di daerah penelitian memiliki dua tipe air panas . Pada sampel sumur ppl G termasuk kedalam tipe air bikarbonat dengan konsentrasi HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> yang tinggi yang diperkirakan akibat adsorpsi gas CO<sub>2</sub> dan kondensasi uap kedalam air. Sample manifestasi KF dan sumur ppl B merupakan tipe air sulfat karena memiliki konsentrasi SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> tinggi yang dihasilkan dari karena kondensasi uap. Sampel KF dan B bersifat asam yang akibat kondensasi unsur volatil magmatic menjadi cair dan biasanya terjadi pada lingkungan gunung api (Nicholson,1993).

Semakin tinggi persentase kandungan SO<sub>4</sub> pada sampel menandakan keterbentukan fluida tersebut dekat dengan zona upflow. Sehingga dapat diinterpretasikan bahwa lokasi KF terdekat dari zona upflow sedangkan lokasi sampel G merupakan lokasi terdekat pada zona outflow. Berikut ini merupakan diagram penentuan tipe fluida panasbumi Gambar 2.

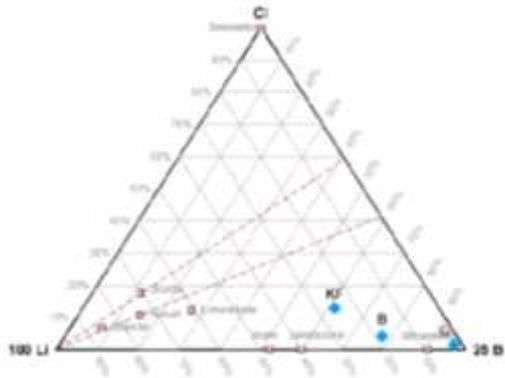


**Gambar.2** Diagram ternary Cl-SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub> pada sampel (Giggenbach 1988)

### Asal Fluida

Untuk menentukan asal fluida dan kesamaan reservoir pada masing masing sampel dapat digunakan diagram Cl-Li-B dengan melihat kandungan relatifnya pada masing masing sampel. Hasil diagram ternary pada gambar 2 menunjukkan bahwa sampel KF, G, dan B didominasi oleh konsentrasi Boron yang menunjukkan bahwa saat perjalanan ke permukaannya cenderung berasosiasi dengan batuan sedimen. Konsentrasi Li dibawah 0.1 mg/L menunjukkan bahwa litologi bawah permukaan berupa batuan beku basaltik dan diasumsikan batuan reservoir merupakan didominasi batuan beku basaltik (Nicholson,1993).

Diagram Cl-Li-B dapat menjelaskan kesamaan reservoir pada tiap sampel. Dari hasil plotting menunjukkan bahwa titik-titik sampel berdekatan sehingga dapat diinterpretasikan bahwa semua sampel berasal dari reservoir yang sama dengan litologi yang tidak jauh berbeda yakni batuan beku basaltik.



**Gambar 3.** Diagram ternary Cl–Li–B (Giggenbach 1988)

**Tingkat Kematangan Fluida**

Diagram ternary Na–K–Mg dijelaskan oleh Giggenbach (1998) untuk pendugaan temperatur reservoir dan untuk mengetahui air yang mencapai keseimbangan dalam litologi menggunakan kandungan relatif ion  $Na^+$ ,  $K^+$ ,  $Mg^{2+}$ .

Berdasarkan plotting pada diagram Na–K–Mg, menunjukkan bahwa semua sampel air panas di daerah penelitian berada pada zona immature water dengan konsentrasi Mg yang tinggi. Hal ini dapat mengindikasikan bahwa telah terjadi reaksi pencucian Mg dari batuan sekitar atau adanya pelarutan dengan air tanah yang relatif memiliki konsentrasi Mg tinggi (Nicholson 1993).

Dapat dilihat pada gambar dibawah ini bahwa sampel G memiliki presentase Mg terkecil menandakan sampel G lebih sedikit mengalami pencampuran dibandingkan sampel B dan KF.



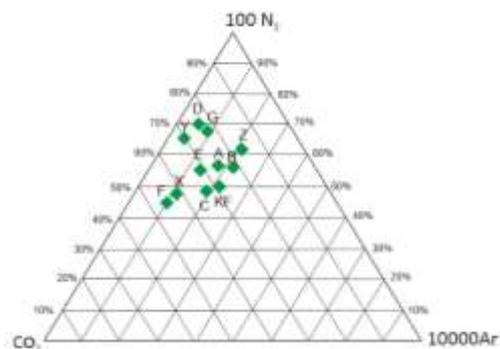
**Gambar 4.** Diagram ternary Na–K–Mg (Giggenbach 1988)

**4.2 Geokimia Gas**

Analisis geokimia gas dilakukan pada 11 sampel gas yang diambil dari 10 sumur produksi dan 1 manifestasi berupa kawah fumarol. Analisis geokimia gas bertujuan untuk mengetahui asal gas, tipe gas dan pergerakan fluida.

**Asal Gas**

Untuk menentukan asal fluida gas pada masing masing sampel dapat digunakan diagram  $N_2$ –Ar– $CO_2$ . Setelah dilakukan plotting pada diagram pada gambar 4 menunjukkan bahwa semua sampel berasal dari gas magmatik karena kehadiran  $CO_2$  yang tinggi mengingat  $CO_2$  adalah unsur gas utama di sistem panasbumi. Akan tetapi perbedaan kehadiran Ar menunjukkan bahwas sampel gas juga mengandung gas atmosfer. Di antara gas-gas ini,  $CO_2$  adalah satu-satunya yang berasal dari magmatik, sedangkan  $N_2$  dan Ar berasal terutama dari sumber atmosfer (Giggenbach, 1987). Pada gambar dibawah dapat dilihat bahwa sampel F memiliki persentase  $CO_2$  terbesar dibandingkan yang lainnya dan sampel Z yang terkecil. Dapat diinterpretasikan bahwa sumur F merupakan lokasi terdekat dari sumber panas yang menghasilkan uap atau zona *upflow* sedangkan sumur Z menjauhi zona *upflow*.

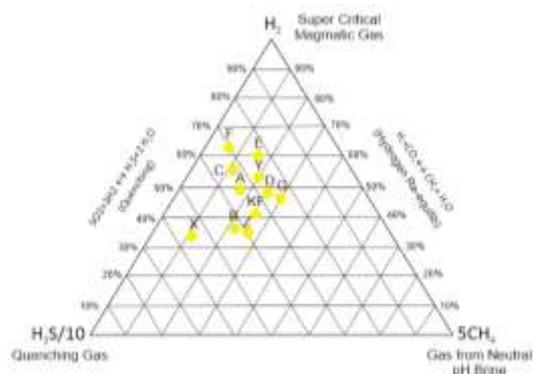


**Gambar 5.** Diagram ternary  $N_2$ –Ar– $CO_2$  pada sampel (Powell, 2000)

### Tipe Gas

Diagram  $H_2-H_2S-CH_4$  digunakan untuk mengetahui tipe-tipe gas berdasarkan originnya. Keberadaan konsentrasi  $H_2$  menunjukkan gas magmatik. Pada dasarnya gas panas bumi berasal dari gas-gas magmatic sebagai sumber utama. Namun dalam perjalanannya gas-gas tersebut mengalami proses-proses yang dapat merubah sifat kimia gas-gas tersebut serta menurunkan temperatur.

Plotting hasil diagram  $H_2-H_2S-CH_4$  pada gambar 6 menunjukkan bahwa semua sampel telah mengalami perubahan sifat kimia dan membentuk  $H_2S$  sehingga tipe gas ini disebut Quenching Gas. Quenching gas adalah gas yang dihasilkan dari proses pendinginan gas-gas magmatic. Penurunan suhu di sumur bisa disebabkan oleh proses pencampuran dengan fluida dari permukaan, aliran masuk marginal atau lapisan kondensat (Nicholson,1993).



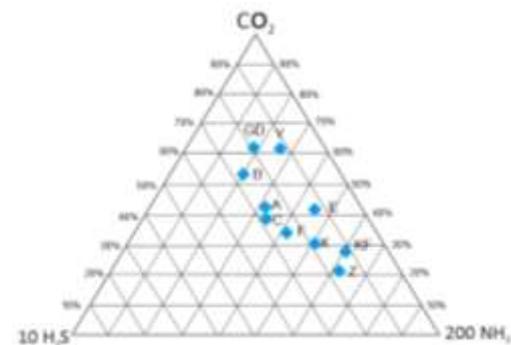
Gambar 6. Diagram ternary  $H_2-H_2S-CH_4$  pada sampel (Powell,2000)

### Kelarutan Gas

Diagram  $CO_2-H_2S-NH_3$  digunakan untuk mengetahui tingkat kelarutan pada gas panasbumi. Diantara konsentrasi kandungan  $CO_2$ ,  $H_2S$ , dan  $NH_3$ , konsentrasi  $NH_3$  merupakan kandungan yang diperhatikan pada diagram ini.  $NH_3$  adalah gas terlarut dimana proses separasi gas terjadi lebih lambat daripada  $CO_2$  dan  $H_2S$  (Nicholson, 2012). Ketika gas dalam perjalanan, semakin jauh perjalanan gas maka kandungan  $NH_3$  semakin tinggi. proses inilah yang

menjadikan gas  $NH_3$  sebagai kunci zona *outflow*.

Persentase  $NH_3$  paling tinggi berada pada sumur ppl Z sedangkan kandungan  $NH_3$  paling rendah berada pada sumur PPL D, G, dan Y. Berdasarkan data tersebut maka dapat diinterpretasikan bahwa ppl Z sumur yang terdekat dari zona *outflow* sedangkan sumur ppl B, D, G, dan Y merupakan sumur yang terdekat dari zona *upflow*.



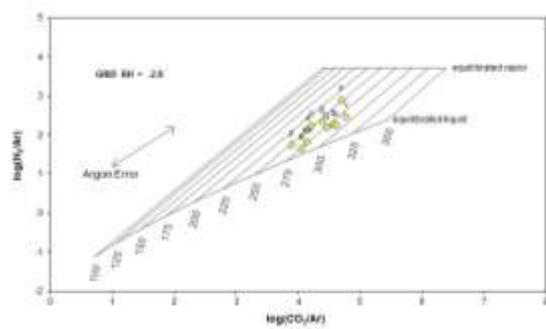
Gambar 7 Diagram ternary  $CO_2-H_2S-NH_3$  pada sampel (Powell,2000)

### 4.3 Geothermometer

Gas panas bumi membawa jejak kondisi reservoir karena mereka melepaskan diri dari sumber aslinya permukaan sehingga sampel gas lebih akurat dalam perhitungan geothermometer (Giggenbach, 1991). Berikut ini ada beberapa perhitungan geothermometer berdasarkan beberapa persamaan gas rasio, diagram dan menggunakan rumus.

#### Diagram Rasio CAH-HAR

Berdasarkan diagram ratio CAR-HAR pada sampel didapatkan bahwa temperatur lapangan panasbumi Patuha berkisar antara  $\pm 250 - 300$  °C. posisi teratas terdapat pada sampe sumur ppl F yang menandakan bahwa sampel ini semakin mendekati kesetimbangan fasa gas (equilibrated vapour) sedangkan titik terbawah merupakan sampel yang menandakan bahwa paling mendekati kesetimbangan fasa air (equilibrated liquid) yakni pada sampel sumur B (Powell,2000) . berikut merupakan hasil geothermometer CAR-HAR (Gambar 8).

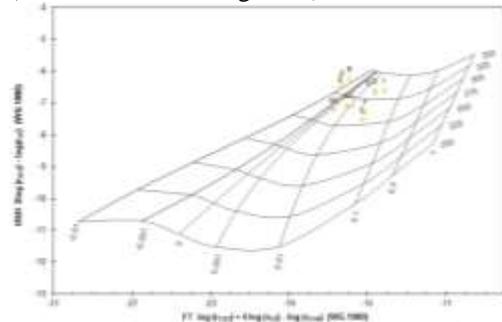


**Gambar 8.** CAR-HAR Geothermometer (Powell, 2000.)

**Diagram FT-HSH**

Berdasarkan plotting sampel pada diagram FT-HSH menunjukkan bahwa temperatur lapangan panasbumi Patuha berkisar antara ± 300-350 °C. Temperatur terendah berada pada sumur ppl E sedangkan temperatur tertinggi berada pada sumur ppl Y.

Pada diagram menunjukkan bahwa terdapat 3 sampel yang tidak masuk ke dalam bagan yakni PPL B, X dan Z. 3 sampel ini di interpretasikan sebagai *liquid dominated* (Powell dan Cumming,2010).



**Gambar 9.** Geothermometer FT-HSH (Powell, 2000)

**Arnosson dan Gunnalugsson (1985)**

Berdasarkan geothermometer menurut Arnosson dan Gunnalugsson (1985) membagi geothermometer berdasarkan kandungan CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, dan H<sub>2</sub>. Pada geothermometer CO<sub>2</sub> didapatkan bahwa temperatur lapangan Patuha berkisar antara 235.87 - 240.16 °C. Berdasarkan perhitungan geothermometer H<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S didapatkan bahwa temperatur lapangan Patuha berkisar 198.96–229.03°C. Diantara geothermometer yang digunakan, yang paling mendekati temperatur reservoir adalah geothermometer CO<sub>2</sub> dengan kondisi temperatur berkisar antara 235-240 °C. hal ini karena hasil

perhitungan geothermometer hampir mendekati hasil pengukuran langsung dari masing masing sumur (data P&T). berikut ini merupakan hasil geothermmeter pada masing masing sampel (Tabel 1).

**Tabel 1.** Hasil pehitungan geothermometer

No	Location	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>
		°C		
1	PPL-A	237.61	223.62	209.27
2	PPL-B	238.63	217.21	195.07
3	PPL-C	237.61	225.94	211.34
4	PPL-D	239.56	202.88	199.54
5	PPL-E	239.56	207.17	209.47
6	PPL-F	237.54	227.05	217.71
7	PPL-G	239.63	202.68	200.58
8	PPL-X	238.29	225.36	197.25
9	PPL-Y	240.16	198.96	199.54
10	PPL-Z	235.87	229.03	204.45
11	KF	239.50	211.20	198.81

**4.4. Potensi Scaling Mineral Kalsit**

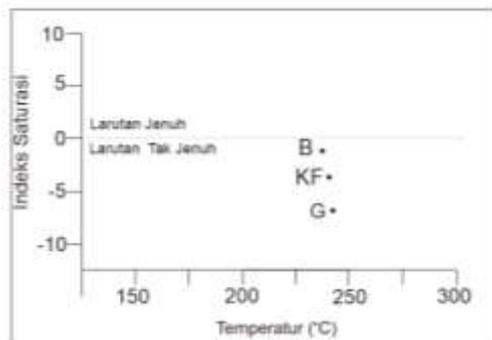
Untuk mengetahui potensi adanya endapan kalsit pada sumur dapat dilihat dari indeks saturasi (SI). SI ini dapat memprediksi endapan dengan menghitung kelarutan mineral karbonat berdasarkan konsentrasi kimia air, pH dan temperatur. Berikut ini merupakan hasil perhitungan SI dari dua sumur dan satu manifestasi. Jika didapatkan nilai SI besar dari 0 maka dapat mengendapkan kalsit sedangkan nilai kecil dari 0 maka air tidak berpotensi membentuk endapan kalsit.

**Tabel 2.** Perhitungan Indeks Saturasi Mineral Kalsit

Lokasi	Log Q	Log K	Log Q/K (SI)
KF	-8.38	-8.75	-0.37
PPL B	-8.38	-8.48	-0.09
PPL G	-8.38	-9.09	-0.71

Berdasarkan tabel di atas dapat diketahui semua sampel memiliki nilai indeks saturasi dibawah 0 yang artinya setiap sampel merupakan larutan yang tidak jenuh terhadap kalsit sehingga endapan mineral kalsit pun tidak terbentuk pada pipa.

Indeks saturasi tertinggi berada pada sumur PPL B dengan nilai SI -0.09 dengan temperatur 238.63°C, kemudian manifestasi KF dengan nilai SI -0.37 dengan temperatur 239.5°C, dan indeks saturasi terendah berada pada sumur PPL G yang memiliki nilai SI -0.7 dengan temperatur 239.63°C. Namun apabila terjadi perubahan temperatur atau pH tidak tertutup kemungkinan dapat terbentuk adanya scaling. Setelah dilakukan uji coba scaling dapat terbentuk apabila temperatur reservoir bernilai dibawah 200 °C. Perbandingan nilai saturasi index terhadap nilai temperatur dapat dilihat pada gambar dibawah ini .



Gambar 10. Hubungan Indeks Saturasi terhadap nilai temperature.

## 5. KESIMPULAN

- Tipe fluida air panas lapangan patuha terdiri dari 2 jenis yaitu tipe air sulfat pada sumur B dan KF sedangkan sumur G menunjukkan tipe air bikarbonat.
- Litologi reservoir diperkirakan batuan beku basaltic dikarenakan kandungan Li yang rendah serta semua sampel air berasal dari reservoir yang sama. Semua fluida termasuk kedalam immature water karena memiliki kandungan Mg yang tinggi.
- Semua fluida gas berasal dari gas magmatic yang ditandai dengan tingginya kandungan CO<sub>2</sub> dengan pencampuran gas atmosfer yang

rendah. Tipe fluida gas termasuk kedalam tipe Quenching gas.

- Berdasarkan kandungan NH<sub>3</sub> didapatkan bahwa zona upflow berada disebelah timur daerah penelitian disekitar kawah fumarol sedangkan zona outflow berada di barat laut daerah penelitian.
- Temperatur bawah permukaan berkisar antara 235-240 °C. Pada suhu tersebut tidak ditemukan adanya scaling pada sumur produksi.

## DAFTAR PUSTAKA

- Aribowo, Y. (2011). Prediksi Temperatur Reservoir Panasbumi dengan Menggunakan Metoda Geotermometer Kimia Fluida. *Teknik*, 32(3), 234–238.
- Barragán, R. M., Gómez, V. M. A., Portugal, E., Sandoval, F., & Segovia, N. (2005). Gas geochemistry for the Los Azufres (Michoacán) geothermal reservoir, México, 13.
- Giggenbach, W. F. (1991) Chemical techniques in geothermal exploration. In: *Application of Geochemistry in Geothermal Reservoir Development*, F. D'Amore (Ed.) UNITAR/UNDP Rome, pp. 252-270.
- Hochstein, M.P. dan Browne, P.R.L. 2000. *Surface Manifestation of Geothermal Systems with Volcanic Heat Sources*, In *Encyclopedia of Volcanoes*
- Layman, E. B., & Soemarinda, S. (2003). The Patuha vapor-dominated resource West Java, Indonesia (hlm. 56–65). Dipresentasikan pada *Proceedings of the 28th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University.
- Liping, B. (1991). Chemical Modelling Programs For Predicting Calcite Scaling, Applied To Low Temperature Geothermal Waters In Iceland, 44.

- Nenny Miryani Saptadji (2001): *Teknik Panas Bumi*, Diktat Kuliah Prodi Teknik Perminyakan, Penerbit ITB
- Nicholson, K. (2012). *Geothermal fluids: chemistry and exploration techniques*. Berlin: Springer.
- Powell, T., & Cumming, W. (2010). Spreadsheets for Geothermal Water and Gas Geochemistry, 10.
- Prasetio, R., Laksmiingpuri, N., & Pratikno, B. (2015). Gas Geochemistry and Carbon-13 Systematics of Ungaran Geothermal Field, Central Java, Indonesia, 6.