

EVALUASI KONDISI RESERVOIR BERDASARKAN *MONITORING* GEOKIMIA FLUIDA PADA SUMUR PRODUKSI AGS-2 DAN AGS-8 LAPANGAN PANAS BUMI PATUHA, JAWA BARAT

Ari Gunawan Sentosa^{1*}, Agus Didit Haryanto¹, Dewi Gentana¹, Hendy Sujarmaitanto²

¹Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

²PT. Geo Dipa Energi (persero), Jakarta

Email Penulis: ari18002@mail.unpad.ac.id

Naskah Diterima: September 2022/Revisi: November 2022 /Disetujui: Desember 2022

ABSTRAK

Lapangan Panas Bumi Patuha merupakan lapangan dominasi uap yang sebagian besar memproduksi uap kering serta berasosiasi dengan Gunungapi Kuartar Patuha. Lapangan ini berlokasi di Kabupaten Bandung, Jawa Barat dan telah dieksploitasi sejak tahun 2014. Kegiatan eksploitasi ini dapat menyebabkan perubahan karakteristik fluida reservoir sehingga proses *monitoring* dilakukan untuk mengidentifikasi perubahan tersebut. Penelitian ini menggunakan data kimia fluida dan *tracer flow test* dari sumur produksi AGS-2 dan AGS-8. Metode yang digunakan berupa analisis geokimia fluida panas bumi. Hasil penelitian memperlihatkan bahwa fluida dari kedua sumur masih dipengaruhi oleh volatil magmatik dimana AGS-8 mendapatkan pengaruh yang lebih tinggi dibandingkan AGS-2. Konsentrasi *non-condensable gases* (NCG) pada kedua sumur mengalami penurunan sejak dimulainya eksploitasi yang menandakan bahwa proses *boiling* terus berlangsung di reservoir. Sumur AGS-2 mengalami input air meteorik yang menyebabkan nilai *dryness* dan entalpi yang rendah serta potensi *silica scaling* yang tinggi dibandingkan sumur AGS-8.

Kata kunci: Geokimia fluida, Reservoir panas bumi, *monitoring* sumur produksi, Patuha

ABSTRACT

Patuha Geothermal Field is a vapor-dominated fluid system that mostly produces dry steam which associated with Quaternary Patuha Volcano. This field is located in Bandung Regency, West Java and has been exploited since 2014. This exploitation can cause changes in fluid characteristics of reservoir therefore the monitoring activity is carried out to identify these changes. This study uses fluid chemistry and tracer flow test data from two production wells, AGS-2 and AGS-8. The method used is a geochemical analysis of geothermal fluids. The results showed that the fluid from these wells are still influenced by magmatic volatiles which AGS-8 shows higher intensity than AGS-2. The concentration of non-condensable gases (NCG) has decreased since the start of exploitation, indicates that the boiling process is still ongoing in reservoir. AGS-2 well has meteoric water influx which causes the low value of dryness and enthalpy also high potential of silica scaling compared to AGS-8.

Keywords: Fluid geochemistry; Geothermal reservoir; Well monitoring; Patuha

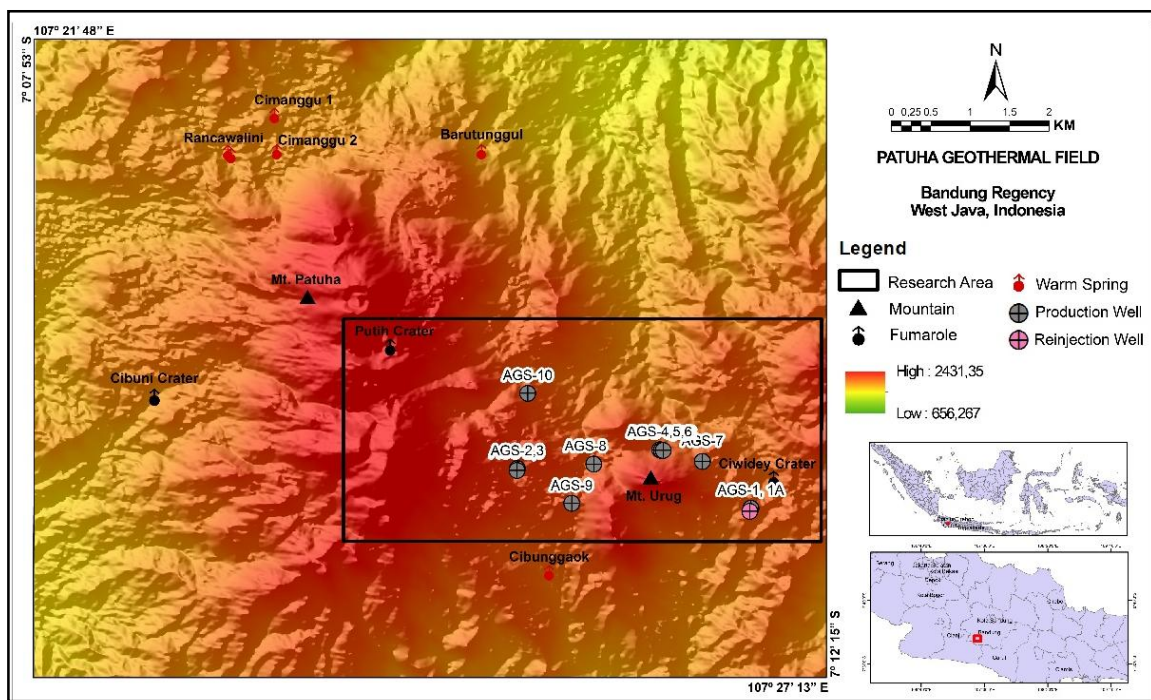
PENDAHULUAN

Kegiatan produksi panas bumi seiring berjalannya waktu dapat mengakibatkan perubahan dalam sistem panas bumi khususnya di zona reservoir sehingga dibutuhkan kegiatan *monitoring* melalui fluida sumur produksi. Perubahan ini dapat berupa perubahan fisika dan/atau kimia seperti temperatur, tekanan, entalpi, laju alir massa, dan geokimia fluida (Barragan, 2016). Proses *monitoring* diharapkan dapat mendeteksi adanya perubahan atau kemungkinan masalah yang terjadi selama kegiatan produksi berlangsung. Sebagai contoh,

EVALUASI KONDISI RESERVOIR BERDASARKAN *MONITORING* GEOKIMIA FLUIDA PADA SUMUR PRODUKSI AGS-2 DAN AGS-8 LAPANGAN PANAS BUMI PATUHA, JAWA BARAT

monitoring geokimia fluida yang dilakukan di salah satu sumur produksi Lapangan Elsa dapat memberikan informasi adanya influks air meteorik akibat kerusakan *casing* (Putri, 2019).

Lapangan Patuha merupakan salah satu lapangan panas bumi di Indonesia yang berlokasi di Kecamatan Rancabali, Kabupaten Bandung, Jawa Barat (Gambar 1). Kegiatan *monitoring* geokimia di lapangan ini rutin dilakukan sejak dimulainya kegiatan produksi pada tahun 2014 dengan pengambilan sampel setiap satu tahun untuk menjaga produktivitas reservoir. Beberapa studi geokimia daerah penelitian menggunakan data tahun 2014-2018 menunjukkan bahwa fluida reservoir telah mengalami penurunan rasio gas/uap dan *less soluble/more soluble gases* (CO₂/H₂S) yang menunjukkan proses pembentukan uap lebih lanjut (Florentina, 2020). Tipe fluida air sumur terdiri dari air sulfat dan bikarbonat sedangkan semua fluida gas sumur berasal dari gas magmatik (Yoni, 2018). Pada penelitian ini dilakukan *monitoring* sumur produksi menggunakan data kimia fluida dari tahun 2014-2020. Berbeda dengan penelitian sebelumnya, data operasional produksi dan isotop stabil juga digunakan untuk analisis yang lebih komprehensif. Penelitian ini berfokus pada sumur produksi AGS-2 dan AGS-8 yang dalam rentang 2018-2020 memproduksi uap basah sedangkan sumur lainnya memproduksi uap kering. Penyebab perbedaan kedua sumur tersebut diidentifikasi dalam penelitian ini.

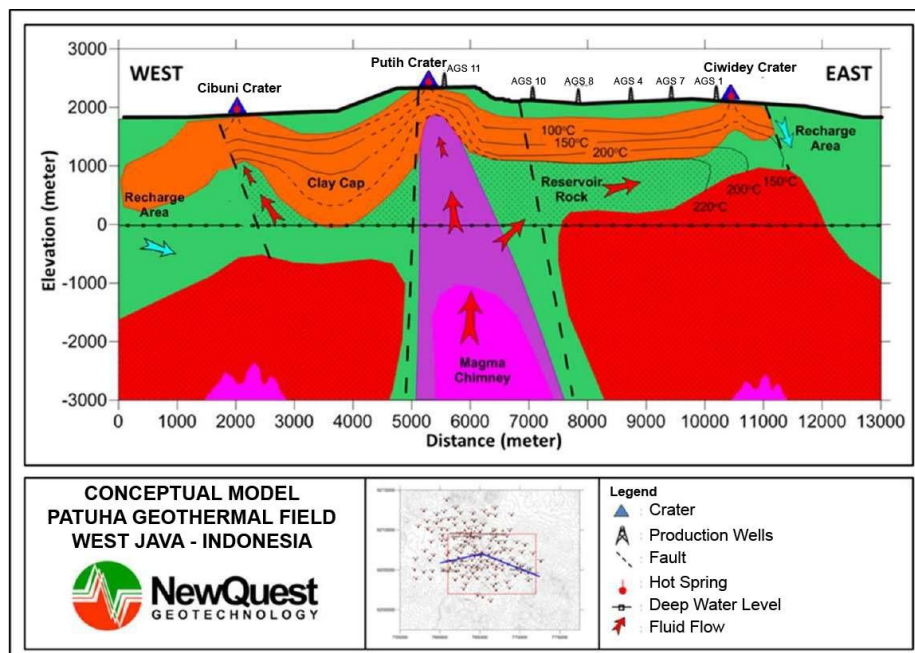


Gambar 1 Peta Lokasi Penelitian

Lapangan Panas Bumi Patuha termasuk dalam Wilayah Kerja Panas Bumi (WKP) Patuha dengan kapasitas terpasang 60 MWe. Lapangan ini didominasi oleh uap dengan temperatur reservoir antara 209-241 °C (Layman, 2003). Reservoir diperkirakan berada pada litologi Q₁ (lahar dan lava Gunung Kendeng) dan Q_{tv} (endapan piroklastik tak teruraikan). Secara fase fluida, zona reservoir daerah penelitian terbagi menjadi dua, yaitu *vapor dominated zone* dan *liquid zone*. Proses *boiling* yang terjadi di zona likuid memisahkan uap dari likuid dan membentuk zona dominasi uap di lapangan ini. Batas antara keduanya merupakan batas relatif berdasarkan data sumur (Elfina, 2017).

Model konseptual daerah penelitian terdiri atas sumber panas, reservoir, dan batuan penudung (Gambar 2). Secara penyebarannya, zona reservoir terbagi menjadi dua, yaitu zona Kawah Putih-Kawah Ciwidey, dan zona Kawah Cibuni. Pembagian zona reservoir ini berdasarkan adanya batuan penudung hingga elevasi nol meter yang berfungsi sebagai *barrier*. Sumber panas daerah penelitian terbagi menjadi tiga, yaitu dari volatil magmatik tepat di bawah Kawah Putih, batuan panas Cibuni, dan batuan panas Ciwidey. Batuan panas ini kemungkinan berasal dari lava yang sedang mengalami *cooling* yang mengakibatkan pelepasan panas (Pratama, 2015).

Daerah penelitian memiliki zona *upflow* menerus yang ditandai dengan fumarol yaitu Kawah Putih-Kawah Ciwidey, dan Kawah Cibuni. *Upflow* Kawah Cibuni terpisah karena adanya *clay cap barrier*. Aliran *outflow* daerah penelitian mengarah ke bagian utara dengan ditemukannya manifestasi berupa mata air hangat seperti Rancawalini, Cimanggu, dan Barutunggul (Pratama, 2015).



Gambar 2 Model Konseptual Lapangan Panas Bumi Patuha (Pratama, 2015)

METODOLOGI

Metode penelitian yang digunakan yaitu analisis geokimia fluida panas bumi. Data yang digunakan merupakan hasil analisis kimia fluida sumur produksi AGS-2 dan AGS-8 Lapangan Panas Bumi Patuha pada tahun 2014, 2016, 2018, 2019, dan 2020. Sumur AGS-8 memulai operasinya pada tahun 2018 sehingga data yang digunakan berawal dari tahun tersebut.

a. Analisis Operasional Produksi dan Termodinamika Fluida

Analisis ini menggunakan *parameter flow control valve (FCV)*, *wellhead pressure (WHP)*, entalpi, dan *dryness* yang didapatkan dari *tracer flow test*. *Tracer flow test (TFT)* merupakan metode pengukuran aliran fluida dengan menginjeksikan zat kimia tertentu ke dalam kepala

sumur. Analisis ini dilakukan untuk mengidentifikasi kemungkinan masalah yang terjadi pada reservoir maupun sumur produksi.

b. Analisis Geokimia Air

Analisis geokimia air menggunakan diagram Giggenbach Cl-SO₄-HCO₃, Na-K-Mg, dan ¹⁸O-D untuk mengetahui tipe, kesetimbangan, dan asal fluida (Powell, 2010). Selain itu dilakukan perhitungan *silica saturation index* (SSI) menggunakan formula Fournier (1977).

SSI dapat ditentukan berdasarkan pembagian terhitung (*calculated*) dan teoritis (*theoretical*) dari konsentrasi SiO₂ dalam fluida menggunakan persamaan:

$$\text{Log SiO}_2 (\text{teori}) = \frac{-731}{T (K)} + 452 \dots\dots\dots (1)$$

$$\text{SiO}_2 (\text{teori}) = 10^{\left(\frac{-731}{T (K)} + 452 \right)} \dots\dots\dots (2)$$

$$\text{SiO}_2 (\text{terhitung}) = \text{SiO}_2 \times \text{Fraksi Air} \dots\dots\dots (3)$$

$$\text{SSI} = \frac{\text{SiO}_2 (\text{terhitung})}{\text{SiO}_2 (\text{teori})} \dots\dots\dots (4)$$

Adapun T (temperatur) didapatkan melalui *SteamTab.exe* dengan memasukkan nilai tekanan kepala sumur (*whp*) dan fraksi uap (*dryness*) dari data operasional sumur (Villasenor, 2011).

c. Analisis Geokimia Gas

Analisis geokimia gas menggunakan diagram Giggenbach N₂-CO₂-Ar dan CH₄-CO₂-H₂S untuk mengetahui asal dan tahap separasi gas (Powell, 2010). Selain itu dilakukan *monitoring* diagram rasio Gas/Uap (*NCG*), CO₂/H₂S, dan geotermometer gas untuk mengetahui proses yang terjadi di reservoir dan sumur produksi. Adapun geotermometer yang digunakan yaitu berdasarkan konsentrasi H₂S dan CO₂ oleh Nehring & D' Amore (1984) dengan temperatur paling mendekati kondisi aktual yaitu antara 240 – 243 °C.

$$T^{\circ}\text{C} = 193 + 56,44[\log(\text{H}_2\text{S}) + \log(\text{CO}_2)/6] + [1,53 \{ \log(\text{H}_2\text{S}) + \log(\text{CO}_2)/6 \}]^2 \dots\dots\dots (5)$$

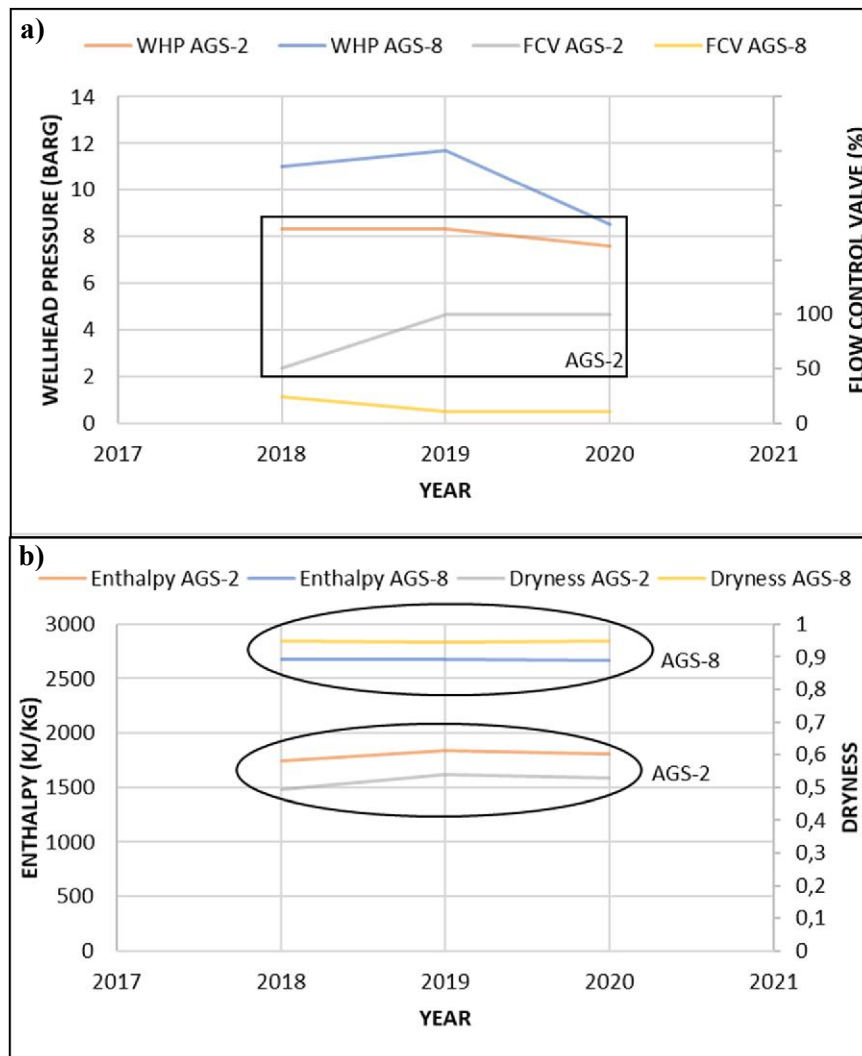
HASIL DAN PEMBAHASAN

a. Perubahan Karakteristik Fluida Berdasarkan Monitoring Operasional Produksi dan Termodinamika Fluida Sumur

Dalam melakukan kontrol terhadap aliran fluida salah satunya dapat melalui *flow control valve* (*FCV*). *FCV* merupakan katup yang berfungsi untuk mengatur aliran dan tekanan fluida panas bumi. Ketika *FCV* ditutup sempurna (0%), maka tekanan kepala sumur (*wellhead pressure/WHP*) akan menjadi besar. Hal ini akan memicu terjadinya pendinginan di sumur sehingga terjadi proses kondensasi yang mengubah uap menjadi likuid. Likuid ini kemudian akan turun kembali ke reservoir karena densitasnya yang lebih tinggi dan dalam perjalanannya akan kontak dengan uap yang naik ke permukaan sehingga kondensasi terus berlanjut (Radita, 2014). Hasil pengukuran dan visualisasi data *TFT* yang menampilkan nilai termodinamika fluida dan operasional produksi daerah penelitian ditampilkan pada Tabel 1 dan Gambar 3.

Tabel 1 Hasil pengukuran *TFT* di sumur AGS-2 dan AGS-8 (PT. Geo Dipa Energi, 2018-2020)

Sumur	Tahun	Wellhead Pressure	Flow Control Valve	Steam Flow Rate	Brine Flow Rate	Total Flow Rate	Enthalpy	Steam Fraction (dryness)
		barg	%	kg/s			kJ/kg	
AGS-2	2018	8,3	50	6,78	6,92	13,7	1749	0,494
	2019	8,3	100	8,12	6,86	15	1836	0,541
	2020	7,6	100	7,55	6,73	14,3	1809	0,529
AGS-8	2018	11	24	8,61	0,481	9,09	2680	0,947
	2019	11,7	11	7,76	0,455	8,22	2677	0,944
	2020	8,5	11	12	0,657	12,6	2669	0,948

Gambar 3 a) Nilai operasional sumur (*FCV* dan *WHP*); b) Nilai termodinamika fluida (entalpi dan fraksi uap) daerah penelitian (2018-2020)

EVALUASI KONDISI RESERVOIR BERDASARKAN *MONITORING* GEOKIMIA FLUIDA PADA SUMUR PRODUKSI AGS-2 DAN AGS-8 LAPANGAN PANAS BUMI PATUHA, JAWA BARAT

Berdasarkan data operasional sumur AGS-2 (Tabel 1 dan Gambar 3a), dari tahun 2018-2019 terjadi peningkatan nilai *FCV* dari 50% menjadi 100% atau katup dijadikan terbuka sempurna. Akan tetapi *WHP* yang bernilai tetap serta nilai entalpi dan fraksi uap yang lebih kecil dibandingkan sumur AGS-8 mengindikasikan adanya kondisi/proses lain yang terjadi di dalam sumur. Dalam kondisi normal, reservoir daerah penelitian memproduksi *dry steam* dengan entalpi sekitar 2700 kJ/kg (Elfina, 2017). Anomali pada AGS-2 ini diperkirakan terjadi karena adanya input air meteorik. Selanjutnya dari tahun 2019-2020, nilai *FCV* dijadikan tetap namun terjadi penurunan yang cukup drastis pada *WHP* (-8%). Selain itu nilai entalpi dan fraksi uap masih dibawah kondisi normal. Hal ini mengindikasikan bahwa input air meteorik masih terjadi pada periode ini. Adanya input air meteorik diperkuat oleh konsentrasi Magnesium yang tinggi pada sumur ini (Tabel 2). Berdasarkan histori lapangan, input air meteorik ini terjadi akibat kebocoran *casing*.

Berdasarkan data operasional sumur AGS-8 (Tabel 1 dan Gambar 3b), dari tahun 2018-2019 terjadi penurunan nilai *FCV* dari 24% menjadi 11% atau bukaan katup dijadikan lebih kecil yang mengakibatkan peningkatan *WHP*. Nilai entalpi dan fraksi uap hanya mengalami sedikit penurunan sehingga terbilang relatif stabil. Selanjutnya dari tahun 2019-2020, nilai *FCV* dijadikan tetap namun terjadi penurunan yang cukup drastis pada *WHP* (-27%). Hal ini mengindikasikan adanya kondisi/proses lain yang terjadi di dalam sumur. Nilai entalpi dan fraksi uap hanya mengalami sedikit perubahan sehingga terbilang relatif stabil. Berdasarkan histori sumur, penurunan *WHP* ini disebabkan oleh terjadinya *calcite scaling*.

b. Perubahan Karakteristik Fluida Berdasarkan Monitoring Geokimia Fluida Sumur Produksi

Hasil analisis kimia fluida sumur produksi daerah penelitian ditampilkan pada Tabel 2, Tabel 3, dan Tabel 4.

Tabel 2 Hasil analisis kimia air separasi di kepala sumur produksi AGS-2 dan AGS-8 (PT. Geo Dipa Energi, 2018 dan 2020)

No	Sumur	Tanggal Sampling	pH Lab	Na	K	Ca	Mg	B	SiO ₂	Cl	SO ₄	HCO ₃
				mg/kg								
1	AGS-2	24/10/2018	8,75	5,84	3,76	11,9	4,18	0,417	81,5	0,921	40,9	21
		09/09/2020	5,95	6,02	2,95	9,75	3,12	0,251	63,9	1	39,2	19,3
2	AGS-8	29/10/2018	8,51	29,9	6,33	5,74	0,113	3,55	137	3,19	31,2	58,4
		18/09/2020	6,06	23	4,85	8,44	0,014	7,29	121	3,7	26,2	35,2

Tabel 3 Hasil analisis isotop stabil dari air kondensat di kepala sumur produksi (PT. Geo Dipa Energi, 2020)

Sumur	Tanggal Sampling	del ¹⁸ O	del D	Sumur	Tanggal Sampling	del ¹⁸ O	del D
AGS-1	11/09/2020	-8,4	-45,6	AGS-6	10/09/2020	-7,68	-45,3
AGS-2	09/09/2020	-6,97	-48,9	AGS-7	10/09/2020	-7,45	-45,1
AGS-3	10/09/2020	-7,55	-47	AGS-8	18/09/2020	-6,34	-42,8
AGS-4	10/09/2020	-7,56	-45,7	AGS-9	10/09/2020	-7,72	-46,1
AGS-5	10/09/2020	-6,42	-44,2	AGS-10	10/09/2020	-5,31	-43

Tabel 4 Hasil analisis kimia gas di kepala sumur produksi AGS-2 dan AGS-8 (PT. Geo Dipa Energi, 2018 dan 2020)

Sumur	Tahun	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	Ar	N ₂	CH ₄	H ₂	Gas/Uap		CO ₂ /H ₂ S		N ₂ /Ar	
		mol%							wt%	Δ%	mol%	Δ%	mol%	Δ%
AGS-8	2016	93,4	3,32	0,05	0,0032	2,58	0,04	0,575	0,98		28,1325		806,25	
	2018	94	2,84	0,029	0,0032	2,58	0,05	0,497	1,59	62%	33,0986	18%	806,25	0%
	2019	93	3,33	0,103	0,0032	2,79	0,05	0,678	1,5	-6%	27,9279	-16%	871,875	8%
	2020	92,7	3,71	0,069	0,0032	2,79	0,05	0,715	1,1	-27%	24,9865	-11%	871,875	0%
	2018	94,8	2,49	0,034	0,0016	2,13	0,03	0,471	2,01		38,0723		1331,25	
AGS-10	2019	94,7	2,41	0,027	0,0016	2,38	0,04	0,46	2,35	17%	39,2946	3%	1487,5	12%
	2020	94,7	2,3	0,036	0,0016	2,47	0,04	0,44	2,5	6%	41,1739	5%	1543,75	4%

Diagram Segitiga Cl-SO₄-HCO₃ dan Na-K-Mg

Hasil analisis kimia air separasi yang diplot pada diagram segitiga Cl-SO₄-HCO₃ (Gambar 4a), memperlihatkan bahwa tipe fluida di sumur AGS-2 merupakan air sulfat, sedangkan tipe air di sumur AGS-8 merupakan air bikarbonat. Kedua tipe air tersebut terbentuk dari hasil kondensasi gas H₂S dan CO₂ di dekat permukaan (Nicholson, 1993).

Hasil analisis kimia air separasi yang diplot pada diagram segitiga Na-K-Mg (Gambar 4b), memperlihatkan bahwa fluida di sumur AGS-2 dan AGS-8 berada di zona *immature water* atau dalam keadaan tidak setimbang. Hal ini menandakan bahwa fluida telah mengalami interaksi dengan batuan yang dilewatinya sehingga tidak mencerminkan fluida reservoir (Nicholson, 1993). Hasil analisis juga menunjukkan bahwa konsentrasi Magnesium pada sumur AGS-2 lebih tinggi dibandingkan AGS-8.

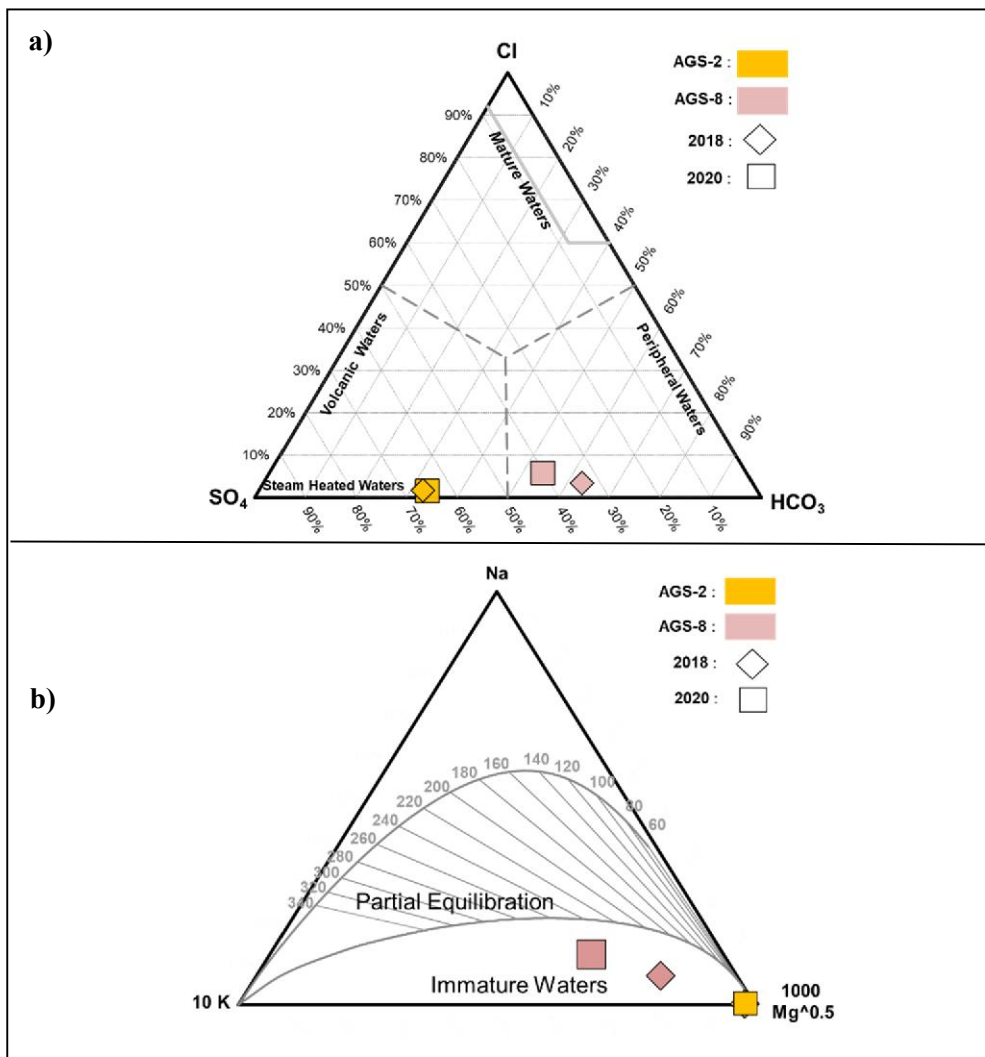
Berdasarkan data *TFT* pada Gambar 3b, sumur AGS-8 memiliki fraksi uap dan entalpi yang tinggi (94% dan 2700 kJ/kg), sehingga air yang berada dalam sumur ini bukan berasal langsung dari reservoir. Air ini merupakan hasil kondensasi yang terbentuk di zona dangkal dalam sumur saat perjalanannya ke permukaan. Hal ini didukung oleh konsentrasi Klorida dan Magnesium yang rendah seperti pada Gambar 4a dan 4b. Sama seperti AGS-8, air di sumur AGS-2 terbentuk akibat proses kondensasi. Konsentrasi Magnesium yang tinggi serta nilai fraksi uap dan entalpi yang rendah pada sumur AGS-2 disebabkan adanya input air meteorik.

Diagram Isotop ¹⁸O dan D

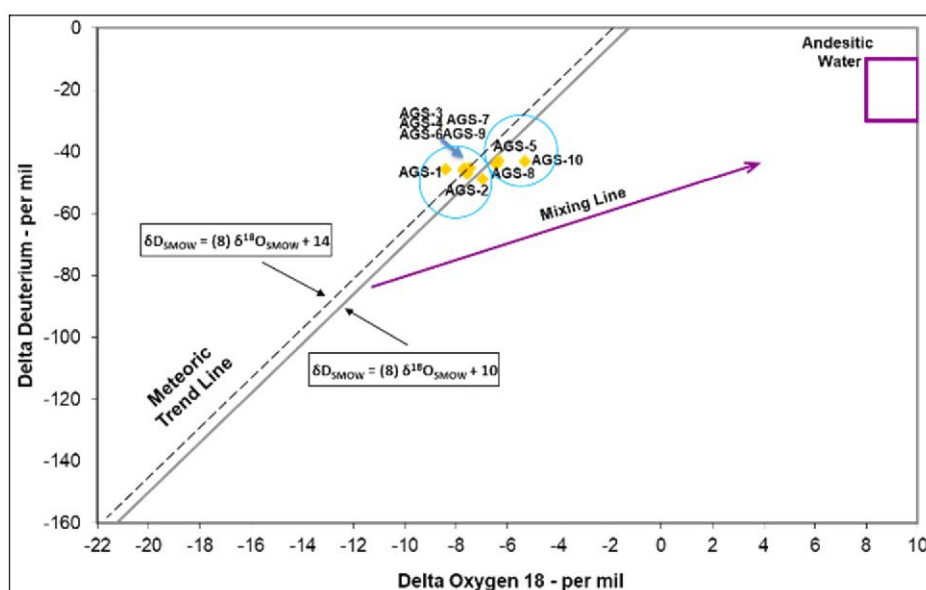
Hasil analisis isotop ¹⁸O dan D sampel air kondensat sumur AGS-2 dan AGS-8 yang diplot terhadap *Local Meteoric Water Line (LMWL)* dan sumur lainnya (Gambar 5), memperlihatkan bahwa sumur AGS-2 berada relatif sejajar dengan garis *LMWL*. Garis ini ditarik berdasarkan nilai konstanta Deuterium air meteorik di Indonesia yaitu 14 (Kharisma, 2015). Sumur AGS-8 berada sedikit ke arah kanan atas dari sumur AGS-2 dan masih relatif dekat dengan garis *LMWL*.

Hasil plot menandakan bahwa fluida kedua sumur berasal dari air meteorik. Sumur AGS-8 menunjukkan sedikit pengkayaan ¹⁸O dan D ke arah *andesitic water*, menandakan fluida pada sumur AGS-8 masih sedikit dipengaruhi oleh volatil magmatik. Hal ini diperkuat dengan rasio N₂/Ar yang lebih tinggi dibandingkan sumur AGS-2 (Nicholson, 1993).

EVALUASI KONDISI RESERVOIR BERDASARKAN *MONITORING* GEOKIMIA FLUIDA PADA SUMUR PRODUKSI AGS-2 DAN AGS-8 LAPANGAN PANAS BUMI PATUHA, JAWA BARAT



Gambar 4 a) Diagram Cl-SO₄-HCO₃; b) Diagram Na-K-Mg daerah penelitian (2018 dan 2020)

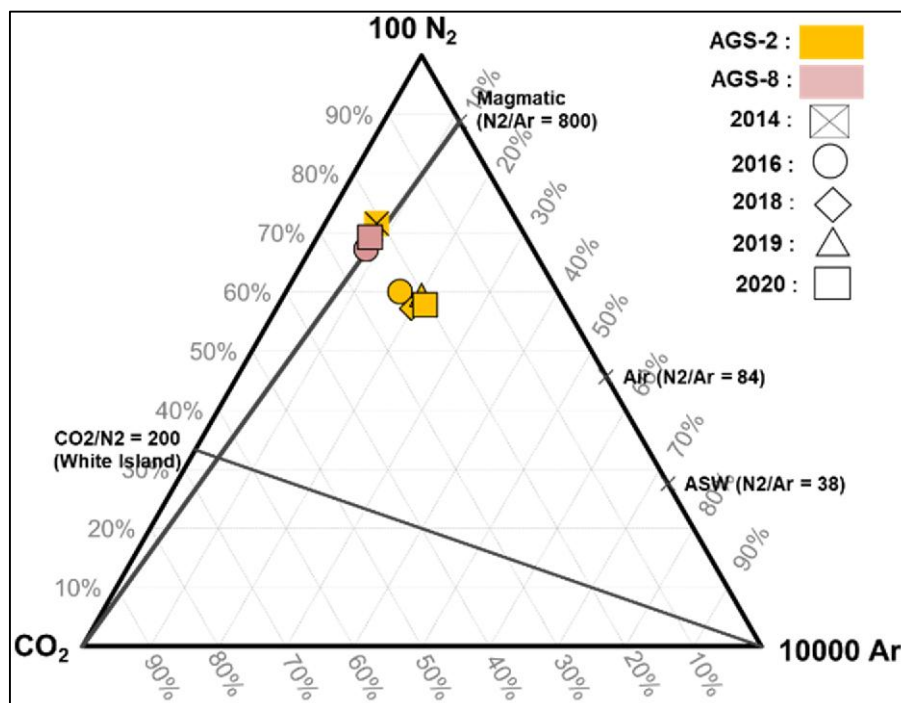


Gambar 5 Diagram isotop ¹⁸O dan D daerah penelitian (2020)

Diagram Segitiga N_2 - CO_2 -Ar

Hasil analisis kimia gas dari yang diplot pada diagram segitiga N_2 - CO_2 -Ar (Gambar 6), memperlihatkan bahwa sumur AGS-8 sejajar dengan garis magmatik dan paling dekat dengan puncak N_2 , sementara sumur AGS-2 berada relatif dekat dengan garis magmatik. Sumur AGS-8 memiliki rasio N_2 /Ar yang tinggi, yaitu sekitar 806 – 872. Rasio N_2 /Ar dengan nilai sekitar 800 – 2000 dapat mengindikasikan bahwa fluida masih dipengaruhi oleh volatil magmatik (Nicholson, 1993). Sumur AGS-2 juga menunjukkan konsentrasi CO_2 yang tinggi, menandakan bahwa sampel gas masih dipengaruhi oleh volatil magmatik namun tidak lebih intensif dari sumur AGS-8. CO_2 merupakan gas utama dalam fluida panas bumi hasil *degassing* dari magma (Nicholson, 1993).

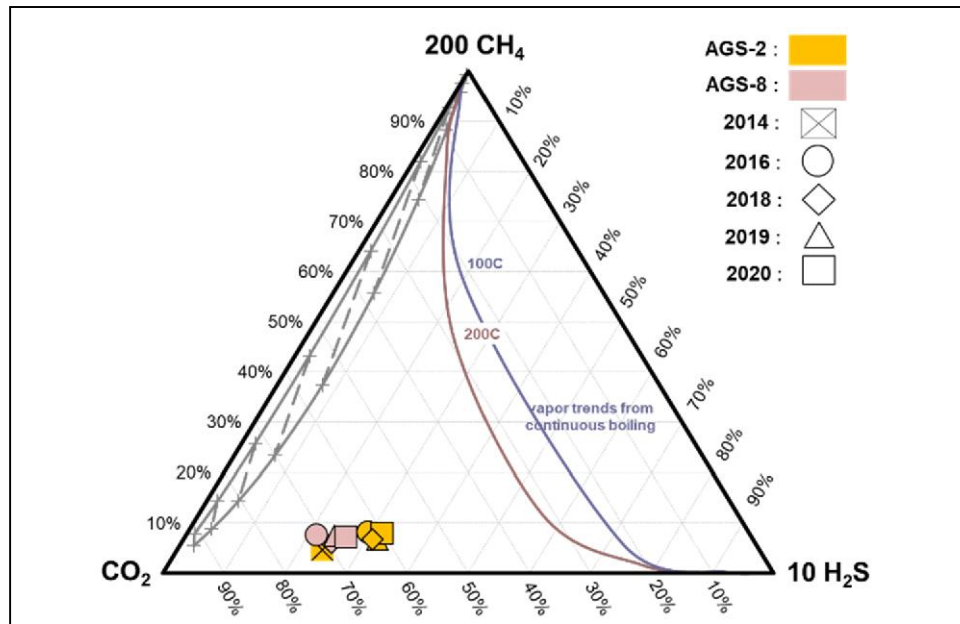
Dari tahun 2014-2016, terjadi perubahan yang cukup signifikan di sumur AGS-2, yaitu mengalami penurunan rasio N_2 /Ar. Sementara sumur AGS-8 tidak menunjukkan perubahan yang signifikan.



Gambar 6 Diagram segitiga N_2 - CO_2 -Ar daerah penelitian (2014-2020)

Diagram Segitiga CH_4 - CO_2 - H_2S

Hasil analisis kimia gas yang diplot pada diagram segitiga CH_4 - CO_2 - H_2S (Gambar 7) memperlihatkan bahwa kedua sumur menjauhi puncak CH_4 . Hal ini menunjukkan bahwa kedua sumur berada pada tahap *late boiling*, ditandai dengan kandungan CH_4 yang rendah. CH_4 merupakan gas yang paling *less soluble* dan paling awal mengalami separasi dengan air sehingga konsentrasi yang tinggi pada uap menandakan tahap *early boiling*. CH_4 yang terbentuk pada tahap *early boiling* kemudian hilang akibat reaksi dengan batuan ataupun menjadi kondensat (Nicholson, 1993). Dari tahun 2014-2020 memperlihatkan bahwa kedua sumur bergeser ke arah H_2S yang artinya terjadi peningkatan H_2S di seluruh sumur. Hal ini menandakan bahwa proses *boiling* terus berlangsung di reservoir.



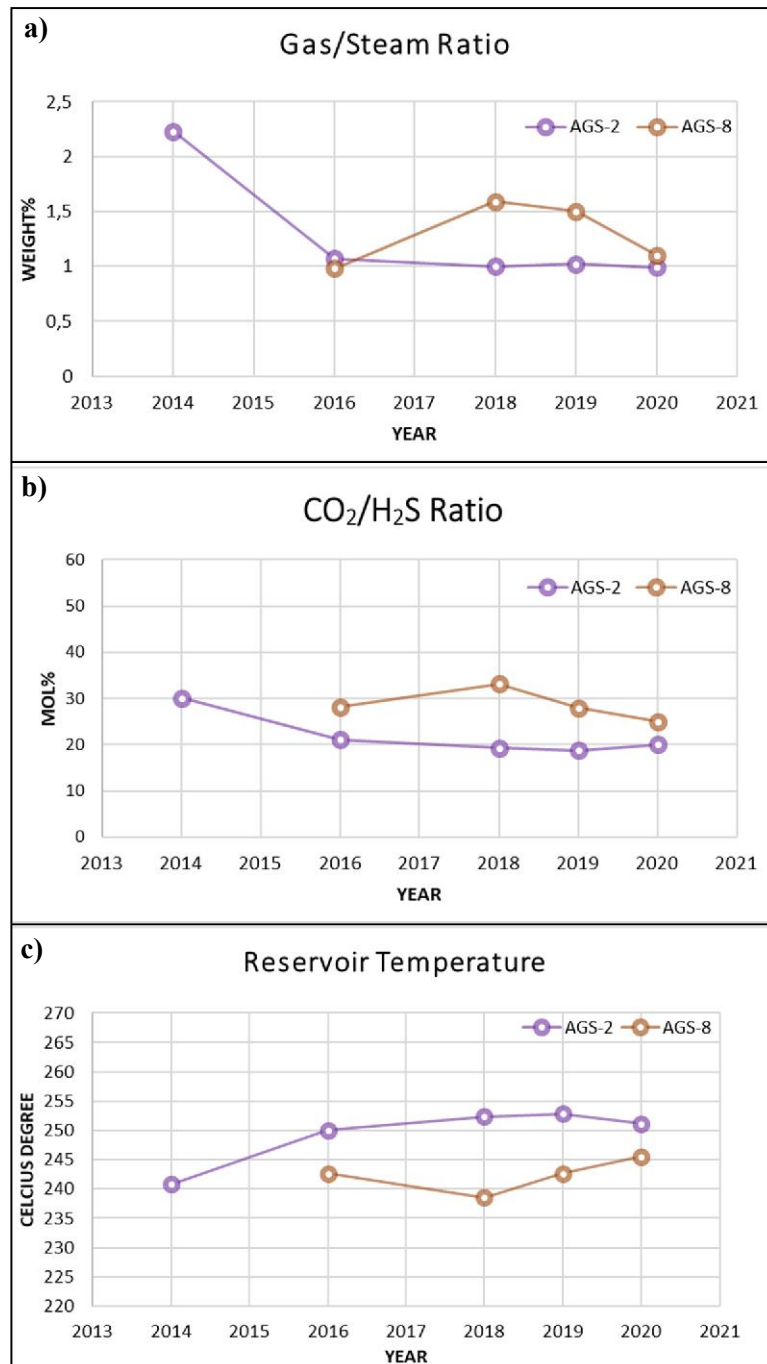
Gambar 7 Diagram segitiga $\text{CH}_4\text{-CO}_2\text{-H}_2\text{S}$ daerah penelitian (2014-2020)

Diagram Rasio Gas/Uap, $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$, dan Temperatur Reservoir

Pada penelitian ini, digunakan beberapa indikator untuk melihat proses yang terjadi di sumur produksi yaitu rasio Gas/Uap, *less soluble/more soluble gases* ($\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$), dan temperatur reservoir (berdasarkan geotermometer gas) selama enam tahun produksi (2014-2020). Tahun 2014 merupakan *baseline* dimana Lapangan Patuha mulai beroperasi. Secara umum terdapat dua kondisi/proses yang dijadikan interpretasi dalam penelitian ini, yaitu *boiling* (pendidihan) dan *condensing* (kondensasi) (Florentina, 2020). Kondisi *boiling* ditandai dengan menurunnya rasio Gas/Uap dan *less soluble/more soluble gases*. Semakin cepat proses *boiling* maka uap yang dihasilkan akan semakin besar. Sementara itu, kondisi *condensing* ditandai dengan meningkatnya rasio Gas/Uap dan *less soluble/more soluble gases*. Hal ini karena uap akan berpartisipasi ke fase likuid. Selain itu, hasil kondensat akan melarutkan gas yang lebih larut (*more soluble*) sehingga proporsi gas yang tidak mudah larut (*less soluble*) akan lebih tinggi dalam uap sisa. Proses *condensing* dapat terjadi karena operasional sumur, input air meteorik, kontak dengan batuan yang lebih dingin, atau reinjeksi (Nicholson, 1993)

Dari tahun 2014-2016, sumur AGS-2 mengalami penurunan signifikan dari rasio Gas/Uap sebesar -52% dan $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ sebesar -30%, serta kenaikan temperatur reservoir sebesar 4%. Hal ini menandakan terjadinya proses *boiling* secara intensif (*intensively boiling*) yang diakibatkan oleh baru dimulainya proses eksploitasi.

Sumur AGS-8 baru memulai kegiatannya pada tahun 2016. Dari tahun 2016-2018, sumur AGS-2 mengalami penurunan rasio Gas/Uap sebesar -7% dan $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ sebesar -9%, serta kenaikan temperatur reservoir sebesar 1%. Hal ini menandakan bahwa proses *boiling*-terus berlangsung di reservoir namun dengan intensitas yang menurun dibandingkan periode sebelumnya. Sumur AGS-8 mengalami kenaikan rasio Gas/Uap sebesar 62% dan $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ sebesar 18%, serta penurunan temperatur reservoir sebesar -2%. Hal ini menandakan proses kondensasi terjadi dalam sumur.



Gambar 8 a) Rasio Gas/Uap; b) Rasio CO₂/H₂S; c) Temperatur Reservoir daerah penelitian (2014-2020)

Dari tahun 2018-2019, sumur AGS-2 mengalami kenaikan rasio Gas/Uap sebesar 2%, penurunan CO₂/H₂S sebesar -3%, serta temperatur reservoir tetap. Hal ini menandakan bahwa terjadi proses *slightly condensing* di dalam sumur. Sumur AGS-8 mengalami penurunan rasio Gas/Uap sebesar -6% dan CO₂/H₂S sebesar -16%, serta peningkatan temperatur reservoir sebesar 2%. Hal ini menandakan proses *boiling* di reservoir.

Dari tahun 2019-2020, sumur AGS-2 mengalami penurunan rasio Gas/Uap sebesar -3%, kenaikan CO₂/H₂S sebesar 7%, serta penurunan temperatur reservoir sebesar -1%. Hal ini menandakan proses *slightly condensing* di dalam sumur. Sumur AGS-8 mengalami penurunan

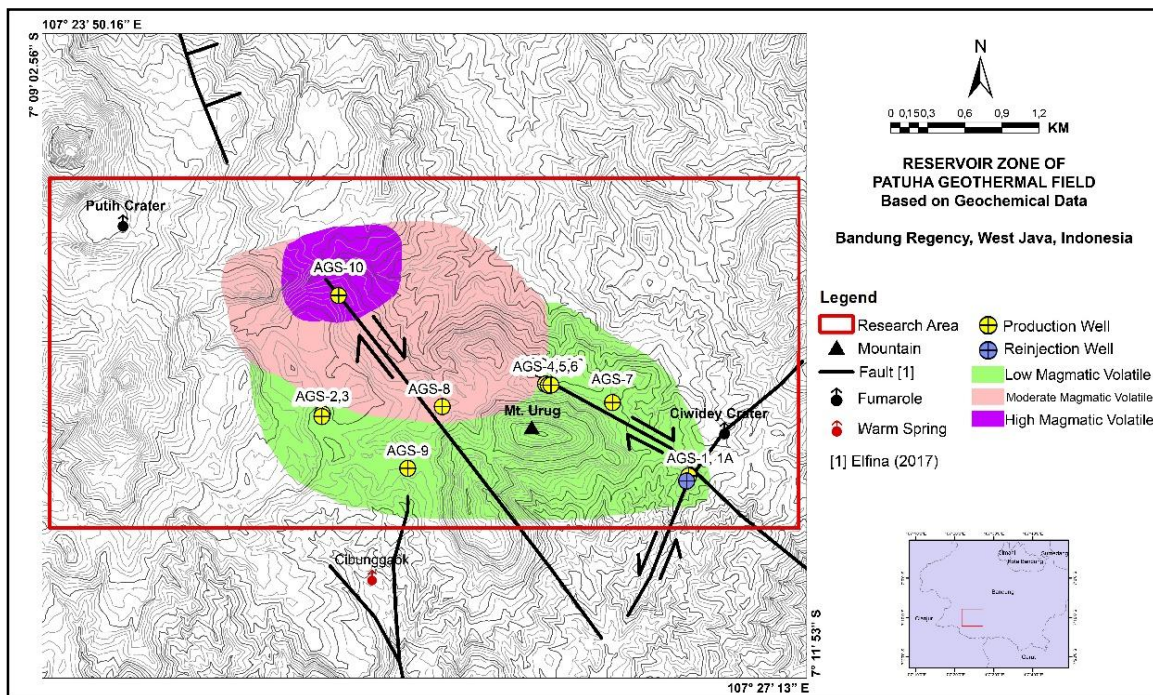
rasio Gas/Uap sebesar -27% dan CO₂/H₂S sebesar -11%, serta peningkatan temperatur reservoir sebesar 1%. Hal ini menandakan proses *boiling* di reservoir.

c. Kondisi Reservoir Berdasarkan Karakteristik Fluida Sumur Produksi

Reservoir daerah penelitian memiliki sistem dominasi uap dengan *dryness* >94% dan entalpi di atas >2700 kJ/kg (Elfina, 2017). Nilai *dryness* dan entalpi yang lebih rendah di sumur AGS-2 (Gambar 3b) disebabkan oleh input air meteorik akibat kebocoran *casing* sedangkan adanya sampel air dengan fraksi 6% di sumur AGS-8 akibat kondensasi di dalam sumur.

Pada Gambar 8a, secara keseluruhan kedua sumur mengalami penurunan rasio Gas/Uap (*NCG*) sampai tahun 2020 yang menunjukkan bahwa proses *boiling* terus berlangsung di reservoir. Proses *boiling* terjadi secara intensif dari tahun 2014-2016 yang kemudian intensitasnya menurun dan menjadi relatif stabil setelah periode tersebut. Perubahan dan perbedaan proses yang terjadi pada fluida reservoir daerah penelitian secara dominan diakibatkan oleh operasional produksi.

Reservoir daerah penelitian masih dipengaruhi oleh volatil magmatik dengan intensitas yang berbeda-beda. Fluida pada sumur ASG-8 mendapatkan pengaruh volatil magmatik yang lebih tinggi dibandingkan fluida pada sumur AGS-2 (Gambar 9).



Gambar 9 Zona Reservoir Daerah Penelitian Berdasarkan Karakteristik Geokimia Fluida

d. Monitoring Potensi Silica Scaling

Silika merupakan salah satu mineral penyusun batuan pada lapangan panas bumi. Pada saat air berinteraksi dengan batuan di reservoir, fluida akan melarutkan mineral penyusun tersebut sampai mencapai kesetimbangan. Ketika fluida bergerak ke permukaan melalui sumur produksi, maka kondisi fisik dan kimianya akan berubah. Ada yang larut sepenuhnya atau membentuk endapan silika. Endapan ini (*scaling*) akan menghambat proses produksi karena menghalangi fluida untuk mencapai permukaan, sehingga perlu dihitung potensi *scaling*. Salah

satunya menggunakan *Silica Saturation Index (SSI)* yang memprediksi potensi *scaling* dengan menghitung kelarutan mineral silika berdasarkan konsentrasinya, *water fraction*, dan temperatur (Villasenor, 2011)

Berdasarkan Tabel 5 diketahui bahwa sumur AGS-2 memiliki potensi *scaling* tinggi yang dicirikan dengan nilai *SSI* yang jauh lebih tinggi dibandingkan nilai *SSI* pada sumur AGS-8. Potensi *scaling* yang tinggi pada sumur AGS-2 dipicu oleh input air meteorik ke dalam sumur dan operasional produksi saat itu (berkaitan dengan *whp*). Hal ini ditandai dengan fraksi uap (*dryness*) yang rendah serta konsentrasi unsur air tanah (Magnesium) yang tinggi dibandingkan sumur AGS-8.

Tabel 5. Nilai *SSI* untuk sumur AGS-2 dan AGS-8

Sumur	Tanggal Sampling	Tekanan	Temperatur		Steam Fraction	Water Fraction	SiO ₂	SiO ₂ (theo)	SiO ₂ (calc)	SSI	Indikasi
		barg	°C	°K			mg/kg				
AGS-2	21/02/2018	8,3	171,9	445,05	0,494	0,506	81,5	28,7749	41,239	1,43316	Over-saturated
	09/09/2020	7,6	168,3	441,45	0,529	0,471	63,9	28,6409	30,0969	1,05084	Over-saturated
AGS-8	21/02/2018	10,8	183,2	456,35	0,947	0,053	137	29,1816	7,261	0,24882	Under-saturated
	18/09/2020	8,5	172,9	446,05	0,948	0,052	121	28,8117	6,292	0,21838	Under-saturated

KESIMPULAN

Sampel air pada sumur AGS-2 dan AGS-8 merupakan hasil kondensasi di dekat permukaan yang terjadi di dalam sumur. Pada sumur AGS-2, hal ini dipicu oleh adanya input air meteorik yang juga menyebabkan rendahnya nilai entalpi dan fraksi uap (*dryness*) serta tingginya kandungan Magnesium. Sementara pada sumur AGS-8 dipicu oleh adanya kontak dengan batuan yang lebih dingin, dicirikan dengan nilai entalpi dan *dryness* yang tetap stabil di angka tinggi serta kandungan Magnesium yang rendah.

Fluida reservoir daerah penelitian masih dipengaruhi oleh volatil magmatik dicirikan dengan hasil plot N₂-CO₂-Ar yang mendekati garis magmatik. Fluida pada sumur AGS-8 menunjukkan intensitas pengaruh yang sedikit lebih tinggi dicirikan dengan hasil plot ¹⁸O dan D yang sedikit mengalami pengkayaan di kedua isotop serta hasil plot N₂-CO₂-Ar yang mendekati puncak N₂. Fluida reservoir berada pada tahap *late boiling* dicirikan dengan hasil plot CH₄-CO₂-H₂S yang menjauhi puncak CH₄.

Reservoir daerah penelitian merupakan sistem dominasi uap dengan nilai *dryness* di atas 94% dan entalpi di atas 2700 kJ/kg. Kedua sumur mengalami penurunan rasio Gas/Uap (*NCG*) sampai tahun 2020 yang menandakan bahwa proses *boiling* terus berlangsung di reservoir. Proses *boiling* terjadi secara intensif dari tahun 2014-2016 yang kemudian intensitasnya menurun dan menjadi relatif stabil setelah periode tersebut.

Sumur AGS-2 memiliki potensi *silica scaling* yang tinggi akibat adanya input air meteorik. Hal ini ditandai dengan *Silica Saturation Index (SSI)* yang jauh lebih tinggi dibandingkan *SSI* pada sumur AGS-8.

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terimakasih penulis sampaikan kepada PT. Geo Dipa Energi, khususnya kepada Bapak Hendy Sujarmaitanto yang telah memberi izin penulis untuk menggunakan data pada penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Barragán, R. M., Arellano, V. M., Nieva, D. (2016). Analysis of Geochemical and Production Well Monitoring Data — A Tool to Study the Response of Geothermal Reservoirs to Exploitation. *Advances in Geothermal Energy*. <http://dx.doi.org/10.5772/61586>
- Elfina. (2017). Updated Conceptual Model of the Patuha Geothermal Field, Indonesia. *United Nations University – Geothermal Training Program*, 89–112. <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-2017-10.pdf>
- Florentina, A. (2020). *Perubahan Karakteristik Fluida Reservoir di Lapangan Panasbumi Patuha, Jawa Barat Berdasarkan Analisis Geokimia Fluida*. Skripsi. Institut Teknologi Bandung. Tidak dipublikasikan.
- Kharisma, H. L., Budhie, A., & Wilopo, W. (2015). Aplikasi Isotop Alam untuk Mengetahui Asal-Usul Air Umpur Cokro, Kecamatan Tulung, Kabupaten Klaten. In *Forum Teknik* Vol. 36, Issue 1, pp. 73–80. <https://journal.ugm.ac.id/mft/article/download/7498/5832>
- Layman, E. (2003). The Patuha Vapor-Dominated Resource West Java, Indonesia. In *Proceeding 28th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, California*. <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2003/Layman.pdf>
- Nicholson. (1993). *Geothermal fluids: Chemistry and exploration techniques*. Journal of Geochemical Exploration.
- Powell. (2010). Spreadsheets for geothermal water and gas chromatography. In *Proceedings, 25th Workshop Geothermal Reservoir Engineering, California*. <https://www.researchgate.net/publication/228499599>
- Pratama, S.A., Daud, Y., Fahmi, F., Darusman, C.A. (2015). Integrated Analysis of Magnetotelluric and Gravity Data for Delineating Reservoir Zone at Patuha Geothermal Field. In *Proceedings Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition*.
- PT. Geo Dipa Energi. (2014-2020). *Laporan kimia fluida Patuha*. Tidak dipublikasikan.
- Putri, N.E., Ridaliani, O., Yanti, W. (2019). Analisis Kondisi Reservoir Panas Bumi Menggunakan Data Geokimia dan *Monitoring* Produksi Sumur ELS-02. *Trisakti Open Journal Systems* 194–199, 2019. <https://core.ac.uk/download/pdf/287175431.pdf>
- Radita, P. (2014). *Evaluasi Sumur Produksi dengan Kandungan NCG Tinggi*. Skripsi. Universitas Padjadjaran. Tidak dipublikasikan.
- Yoni, D.R., 2018. *Karakterisasi Geokimia Air dan Gas Untuk Menentukan Sistem Panas Bumi dan Potensi Scaling di Lapangan Patuha, Jawa Barat*. Skripsi. Universitas Padjadjaran. tidak dipublikasikan.
- Villaseñor, L. B., & Calibugan, A.A. (2011). Silica Scaling in Tiwi – Current Solutions. In *Proceedings International Workshop Mineral Scaling Filipina*. https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WPRB/2011/03_Villasenor.pdf