

Figura 4-30 Resultado de prueba de producción en SM-2

Tabla 4-8 Lista de datos de prueba de producción en SM-1, SM-3y SM-2

Nombre de pozo	tamaño de la orificio para flujo control (pulgadas)	Presion de cabezal bara	Temp. de cabeza °C	Presion linea de flujo bara	Temp. linea de flujo °C	P lip bara	James tubo $\phi$ pulgadas	h' linea de flujo kj/kg	h'' linea de flujo kj/kg	v' linea de flujo m3/kg	v'' linea de flujo m3/kg	h total @fl TFT kj/kg	Qttotal @fl TFT ton/hr	Q salmuera @fl TFT ton/hr	Q vapor @fl TFT ton/hr	Q salmuera @weir ton/hr
SM-1	2 inch	14.29	196.00	2.21	123.13	0.847	6	518.247	2710.82	0.001063	0.806639	<b>1,147.9</b>	42.8	30.5	12.3	28.0
SM-1	4 inch	15.04	198.41	7.70	168.90	3.030	6	713.955	2766.73	0.001113	0.249217	<b>1,122.3</b>	164.1	131.4	32.6	109.3
SM-1	6 inch	12.24	188.85	7.83	169.77	2.801	8	716.974	2767.42	0.001114	0.24529	<b>1,064.9</b>	243.1	200.6	42.4	167.6
SM-1	10 inch	10.73	182.88	8.43	172.90	3.212	8	730.43	2770.43	0.001176	0.228681	<b>1,094.8</b>	285.5	234.7	50.8	193.5
SM-3	2 inch	12.67	190.43	1.85	117.74	0.764	6	494.335	2702.67	0.001058	0.952583	N/A	N/A	26.1	N/A	24.3
SM-3	4 inch	13.53	193.45	6.81	163.92	2.746	6	692.528	2761.67	0.001107	0.279445	N/A	N/A	119.9	N/A	100.9
SM-3	6 inch	11.66	186.66	9.46	177.52	3.936	6	751.837	2774.96	0.001124	0.205029	N/A	N/A	177.2	N/A	144.7
SM-3	10 inch	8.90	174.88	6.29	160.80	1.795	10	678.319	2758.16	0.001103	0.301999	<b>1,022.4</b>	257.6	215.0	42.6	186.0
SM-2	2 inch	13.32	192.74	1.93	118.14	0.759	6	499.936	2704.6	0.00106	0.915716	<b>1,075.7</b>	40.6	29.8	10.8	27.7
SM-2	4 inch	14.44	196.49	7.23	166.00	2.793	6	702.709	2764.11	0.00111	0.264549	<b>1,144.7</b>	151.1	118.4	32.7	99.1
SM-2	6 inch	11.41	185.69	5.65	156.73	1.611	10	660.252	2753.52	0.001098	0.334008	<b>1,083.6</b>	236.6	188.6	48.0	161.3
SM-2	10 inch	9.59	178.07	6.02	159.60	1.939	10	670.942	2756.29	0.001101	0.314592	<b>1,072.5</b>	280.4	226.2	54.3	192.4

h' y h'' significa entalpía específica de la salmuera y vapor respectivamente  
 v' y v'' significa el volumen específico de la salmuera y vapor respectivamente

h'	h''	v'	v''
@5.5 bar	@5.5bara	@5.5bara	@5.5bara
kj/kg	kj/kg	m3/kg	m3/kg
655.764	2752.33	0.001097	0.342596

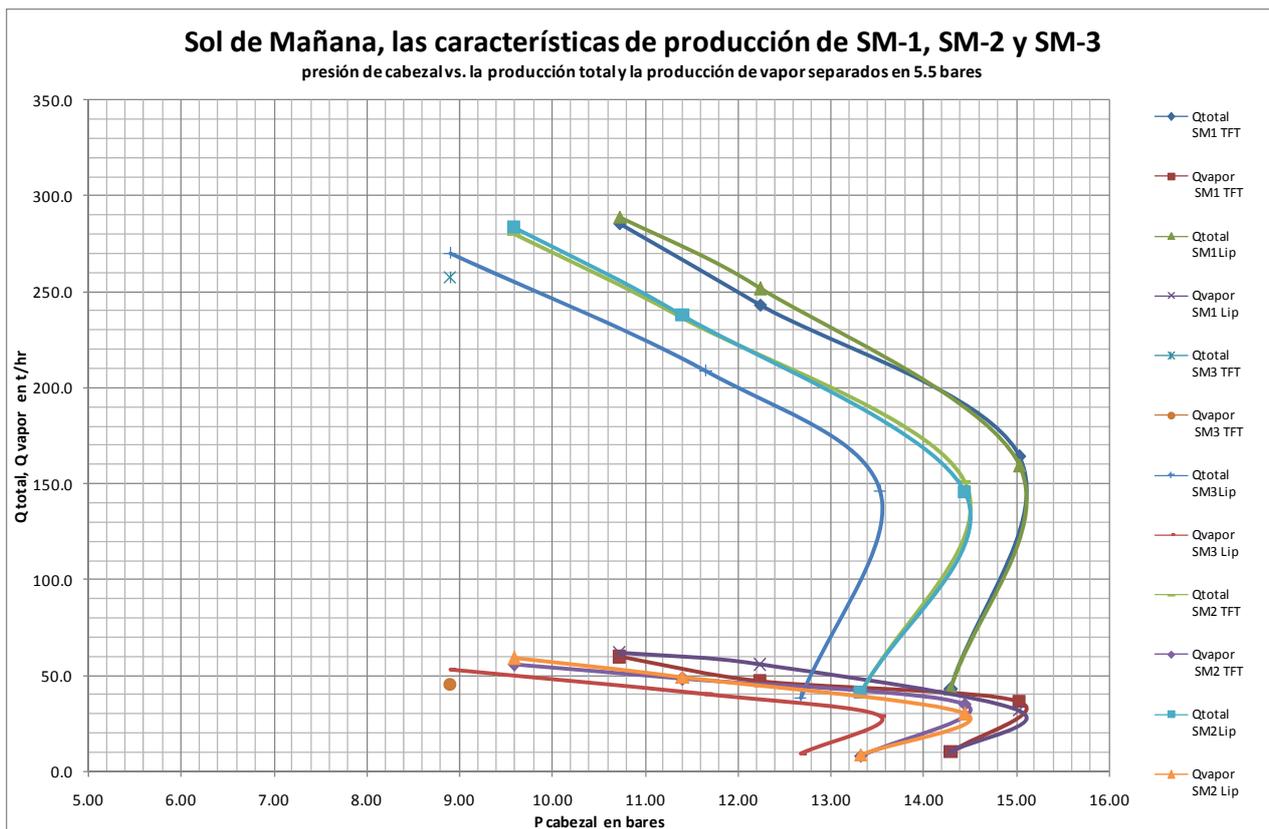


Figura 4-31 Comparación de características de producción en las pruebas de SM-1, SM-3y SM-2 (Presión de labio y TFT)

4.2.12 Prueba de producción mediante registro PTS (Presión, Temperatura y Molinete)

a) Objetivo

- Correr registros PTS en SM-1, SM-2, SM-3 y SM-4 en la condición estática, en condiciones de producción y en condición de inyección. Determinar la zona de pérdida de agua y los puntos de alimentación y definir las características de los fluidos del yacimiento geotérmico

b) Estado de Implementación

- Se ejecutaron los registros PTS en condición estática en SM-1, SM-4 y SM-3. No se lograron los registros PTS en SM-2 y SM-5 debido a la dificultad de la apertura de válvula de boca de pozo o la obstrucción dentro del pozo.
- Durante la prueba de producción en SM-1, se ejecutaron los registros PTS con placa de orificio de control de 2, 4 y 6 pulgadas respectivamente.
- Durante la prueba de producción en SM-3, se ejecutaron los registros PTS con placa de orificio de control de 2, 4, 6 y 10 pulgadas respectivamente. En paralelo a estas pruebas, se ejecutaron los registros de PTS en SM-4, lo anterior con el fin de medir la inyectividad del mismo pozo.
- Durante la prueba de producción en el pozo SM-2, se ejecutaron los registros PTS con placa de orificio de control de 2, 4 y 6 pulgadas respectivamente.

c) Resultado

- En registros anteriores, solo se encontraron datos medidos a cada 100 metros de profundidad con el

instrumento mecánico y hubo problemas con la confiabilidad de los datos y la precisión del análisis. Esta vez se tomaron los datos de registros consecutivos a profundidad y de alta calidad. Por lo tanto, se ejecutó un análisis más preciso.

- En algunos casos, no se pudo bajar el instrumento de registro a fondo de pozo, en particular cuando la fuerza ascendente del vapor fue muy grande. En ese caso, se tomaron la medida de control temporal de la cantidad de vapor. Sin embargo, en los pozos SM-1 y SM-2, donde la presión de vapor era muy grande, no se pudo hacer la medida y no se pudieron ejecutar los registros de máximo flujo (placa de orificio de control 10”). No obstante lo anterior, con base a los datos tomados de registros realizados, se ejecutó el análisis para la determinación de las características de fluidos y de los puntos de alimentación.



Figura 4-32 Corrida de registros PTS en SM-1

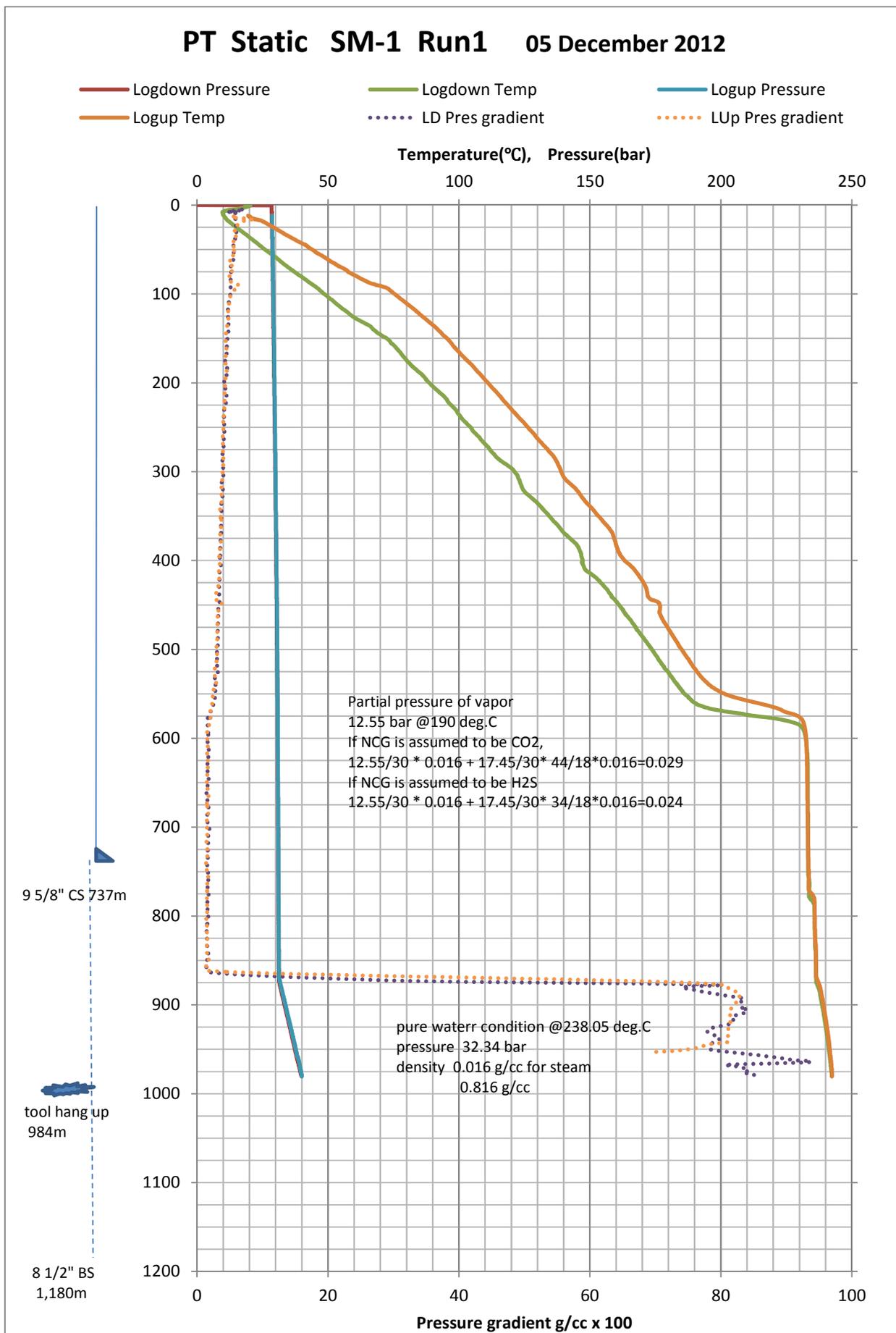


Figura 4-33 Datos de registros PTS en condición estática en el pozo SM-1

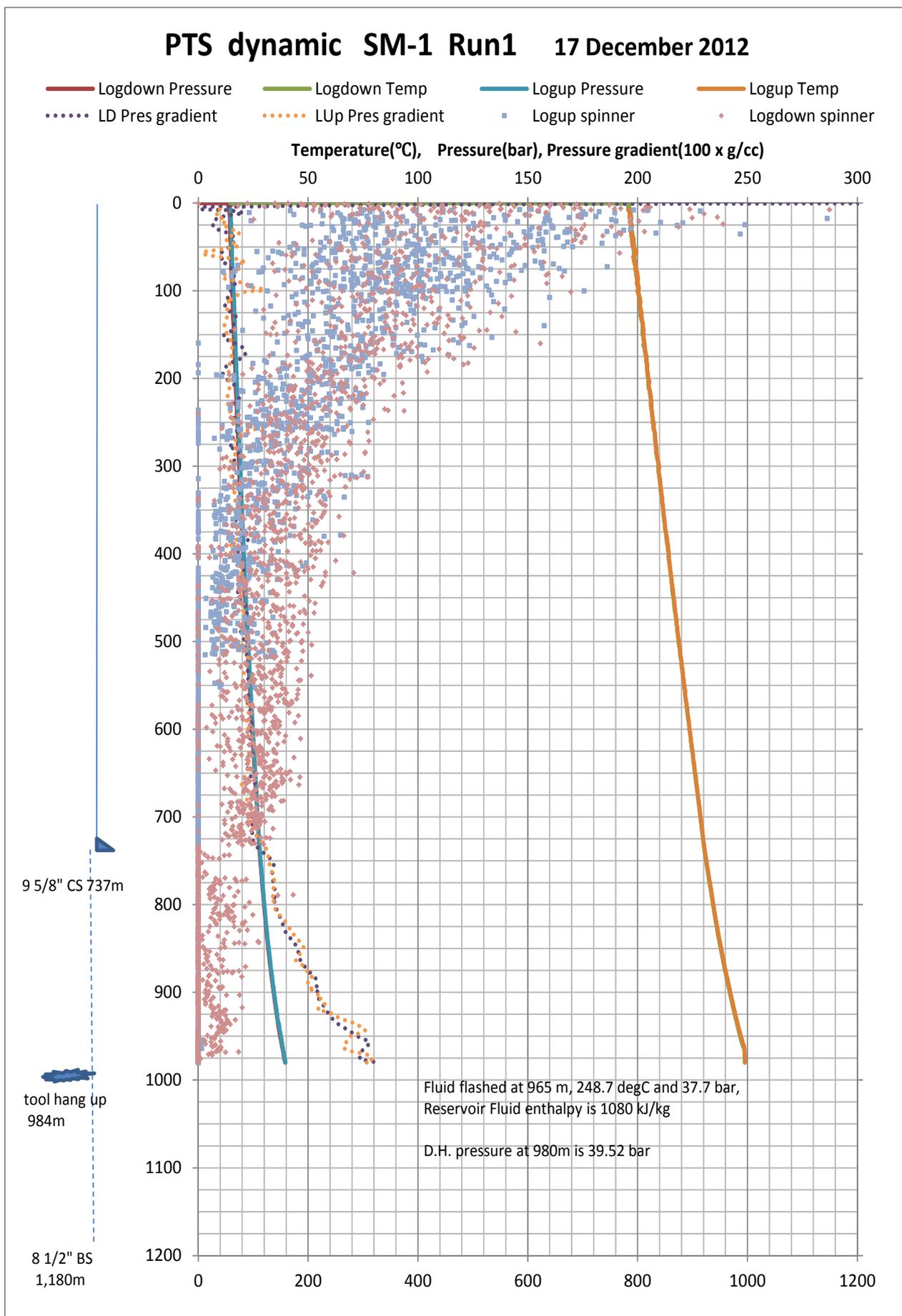


Figura 4-34 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-1 (placa de orificio de 2")

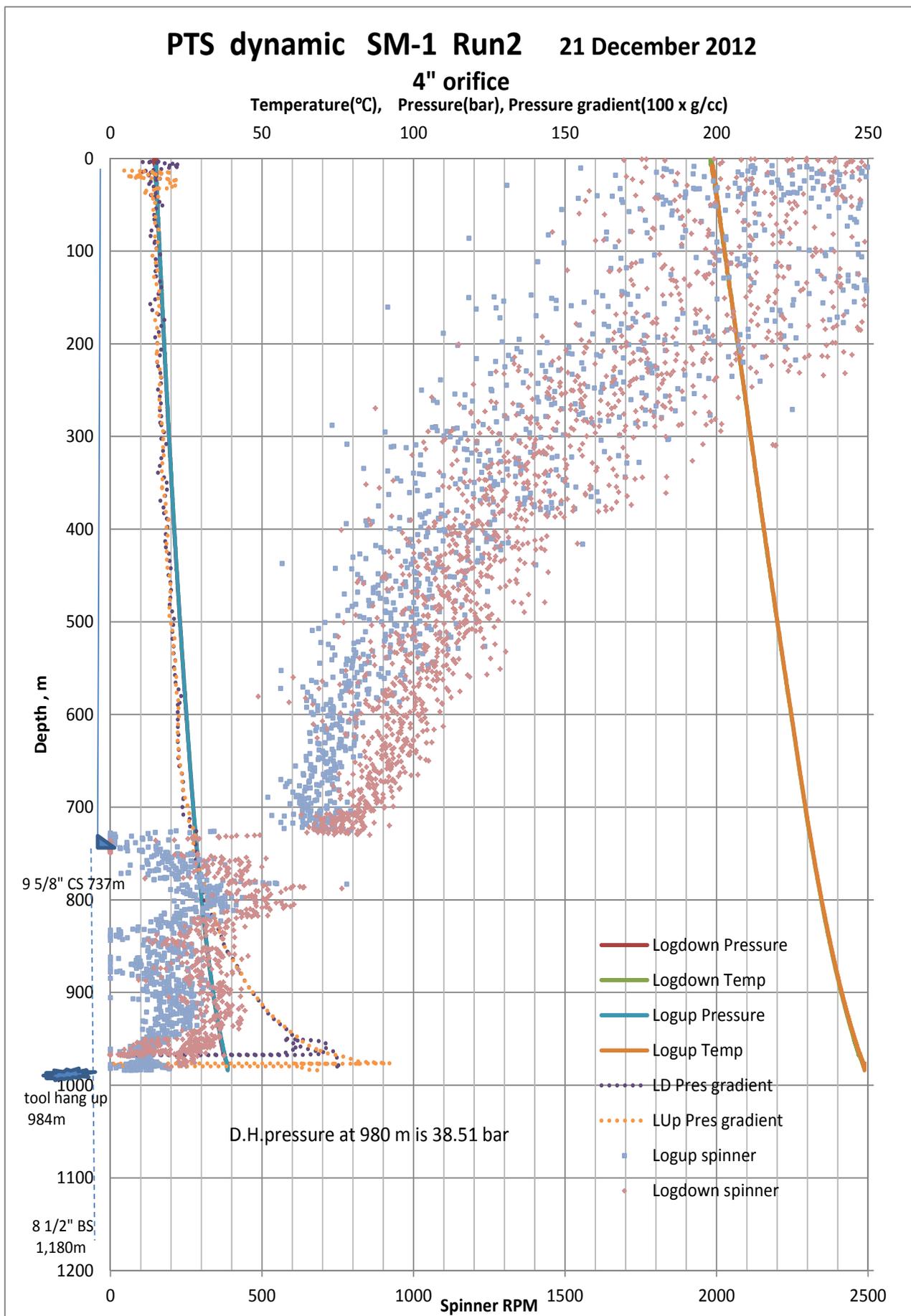


Figura 4-35 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-1 (placa de orificio de 4")

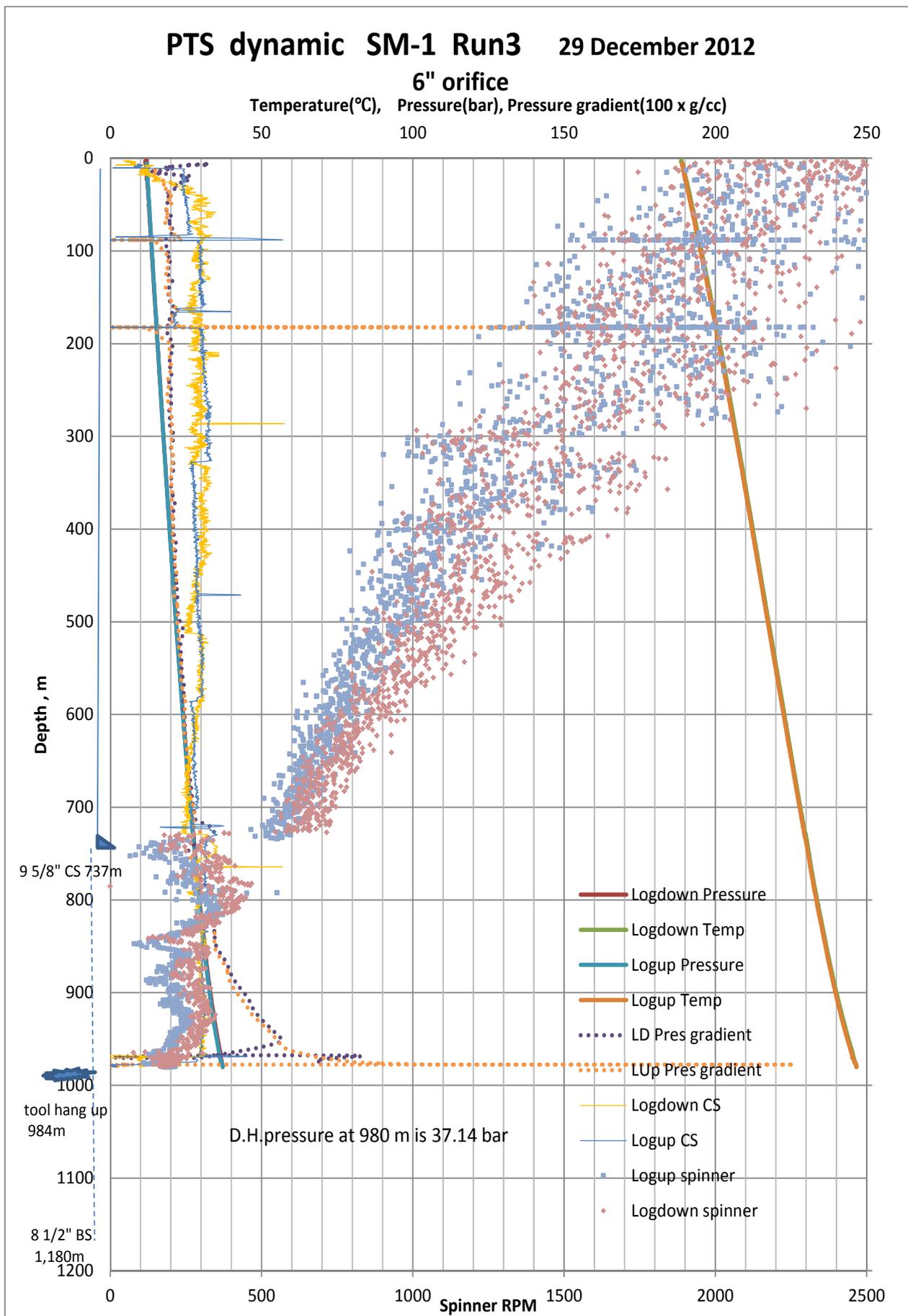


Figura 4-36 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-1 (placa de orificio de 6")

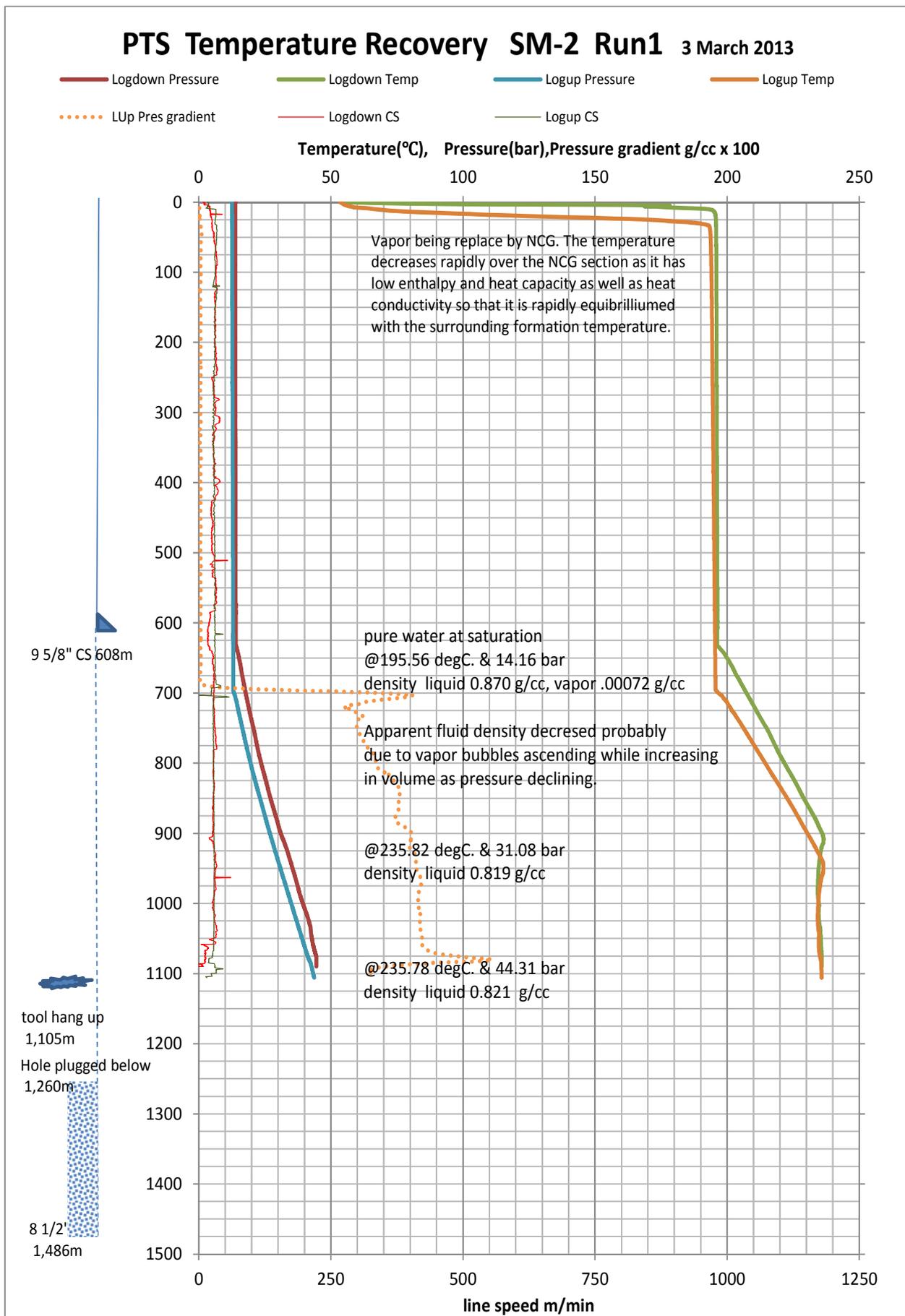


Figura 4-37 Datos de registros SM-2 después de suspender la inyección

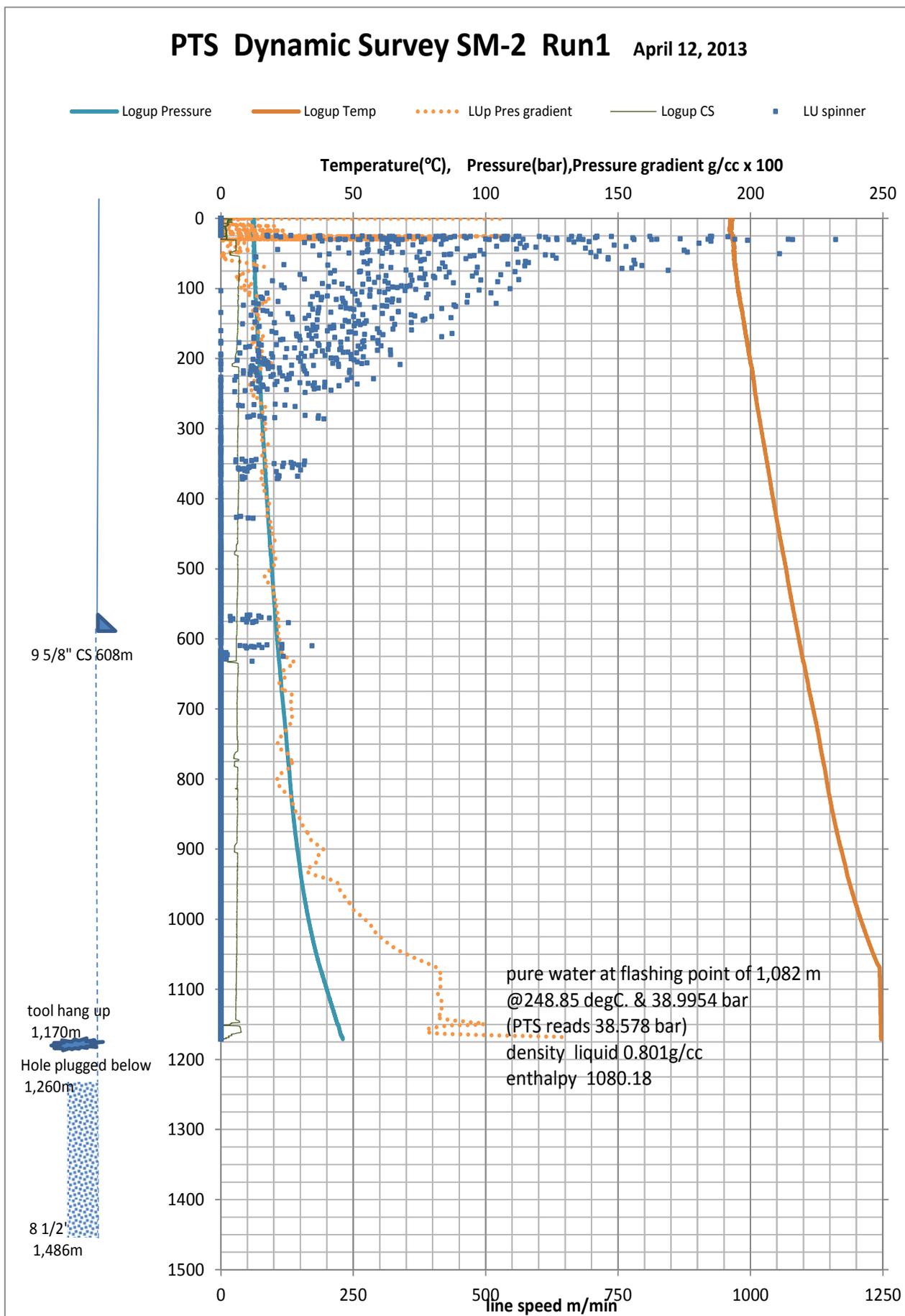


Figura 4-38 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-2 (placa de orificio de 2")

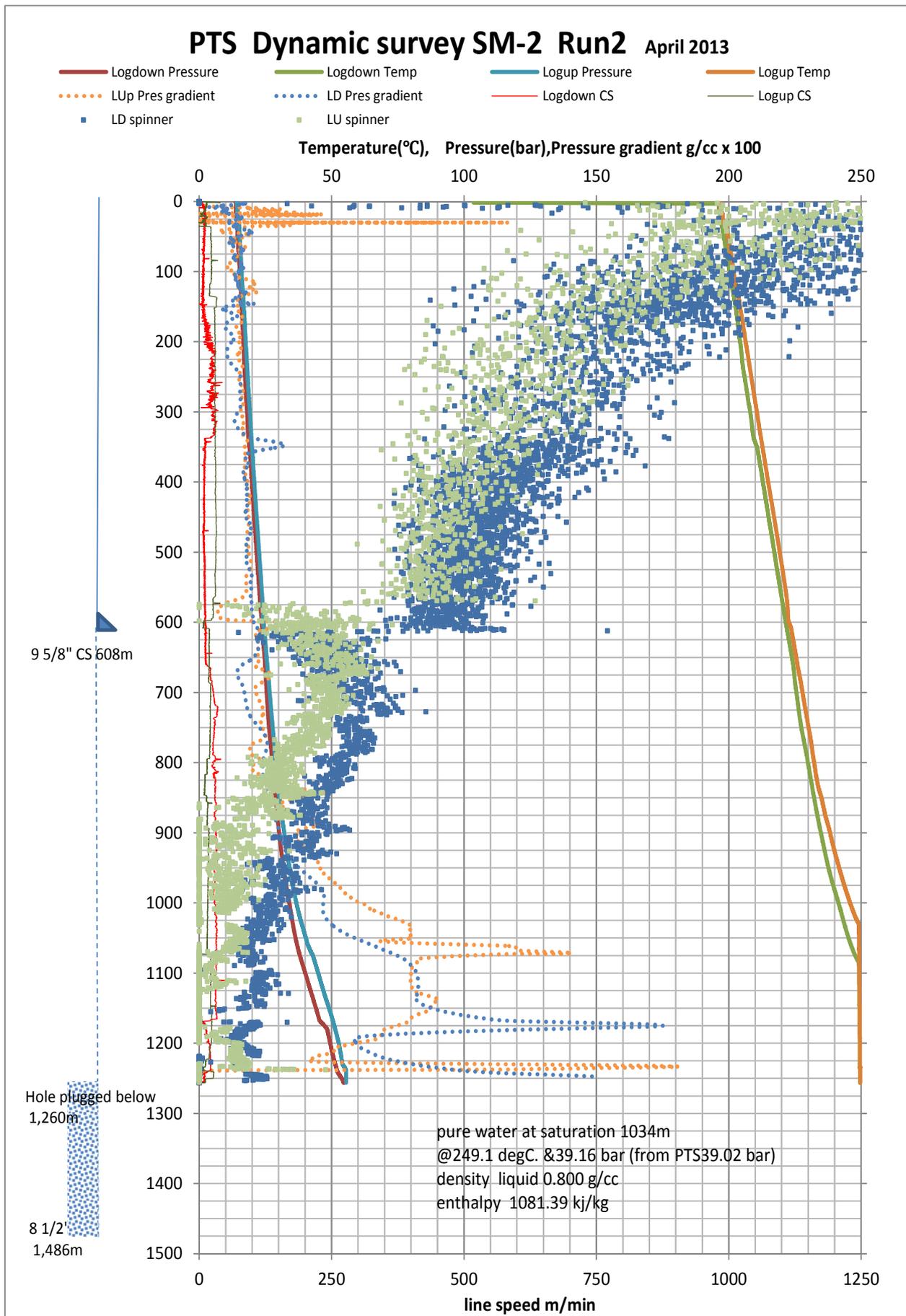


Figura 4-39 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-2 (placa de orificio de 4")

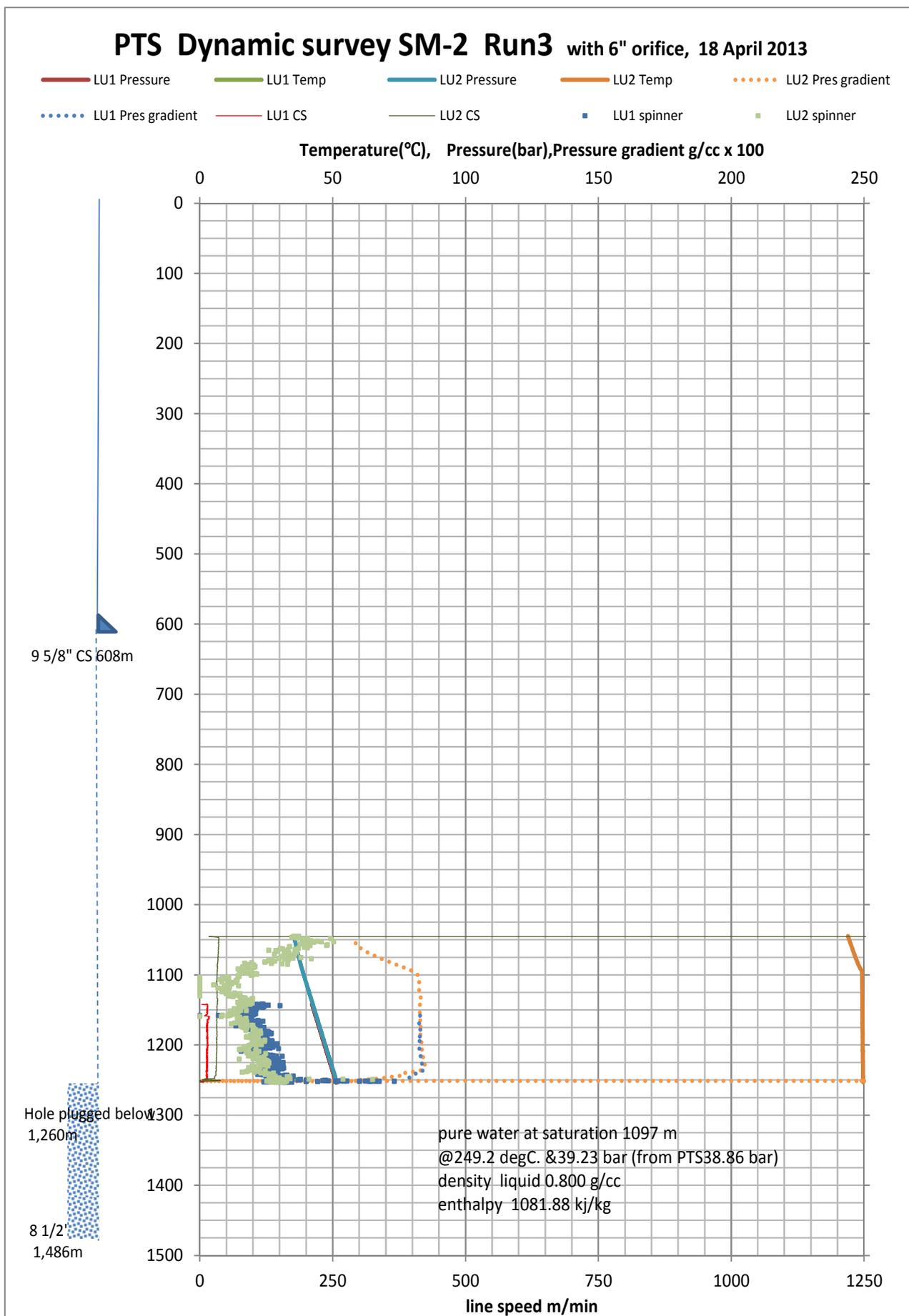


Figura 4-40 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-2 (placa de orificio de 6")

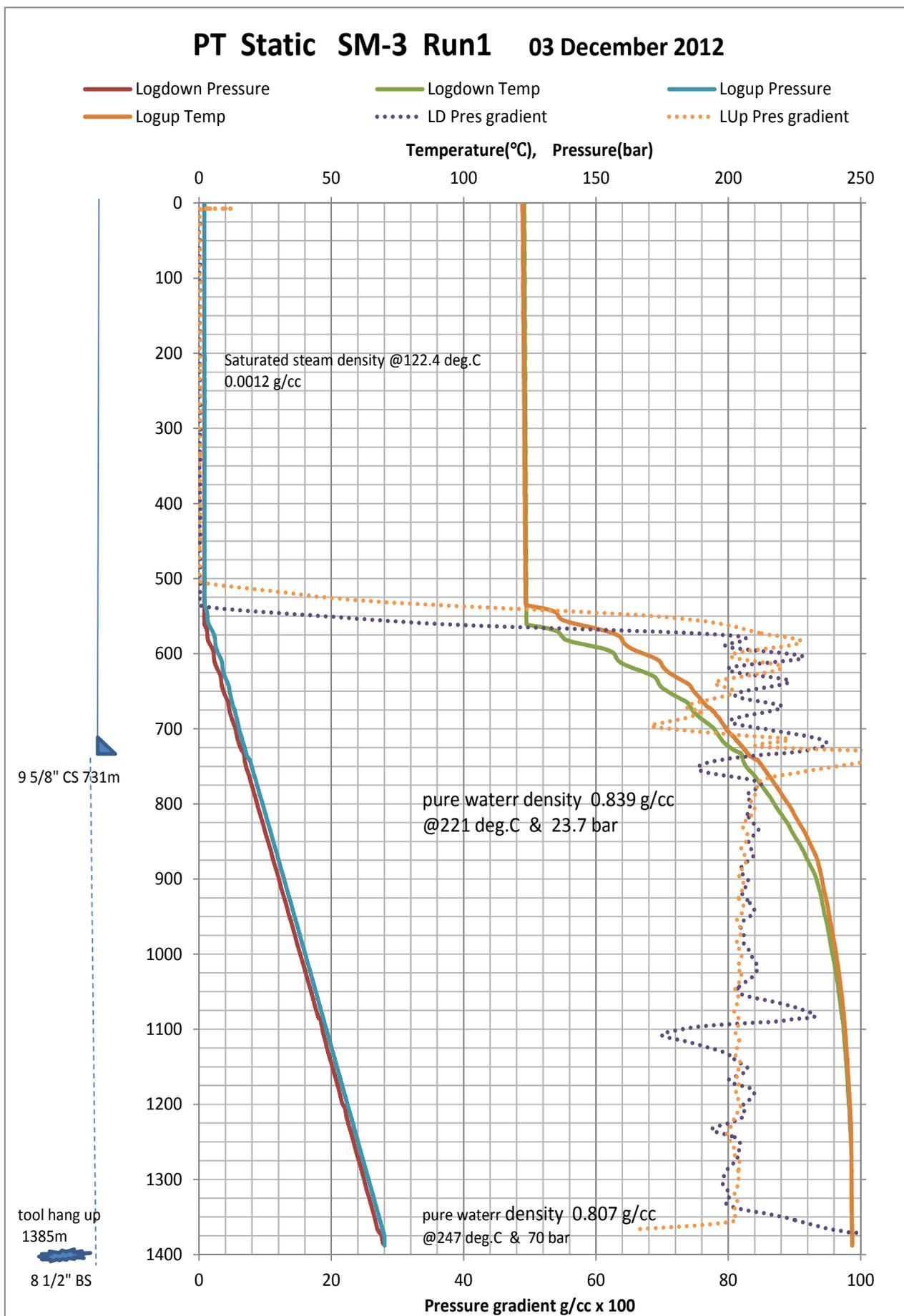


Figura 4-41 Datos de registros PTS en la condición estática en el pozo SM-3

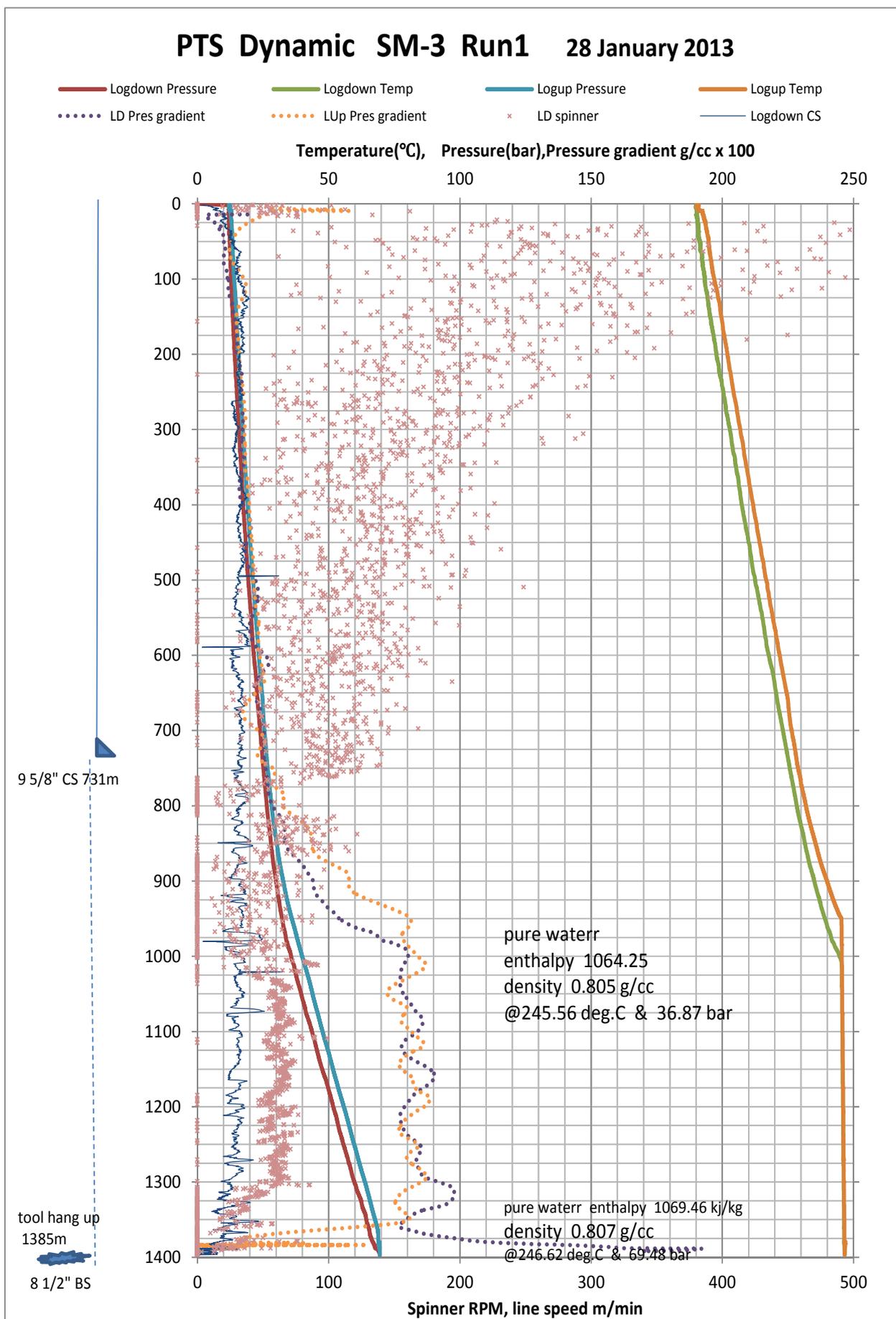


Figura 4-42 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-3 (placa de orificio de 2")

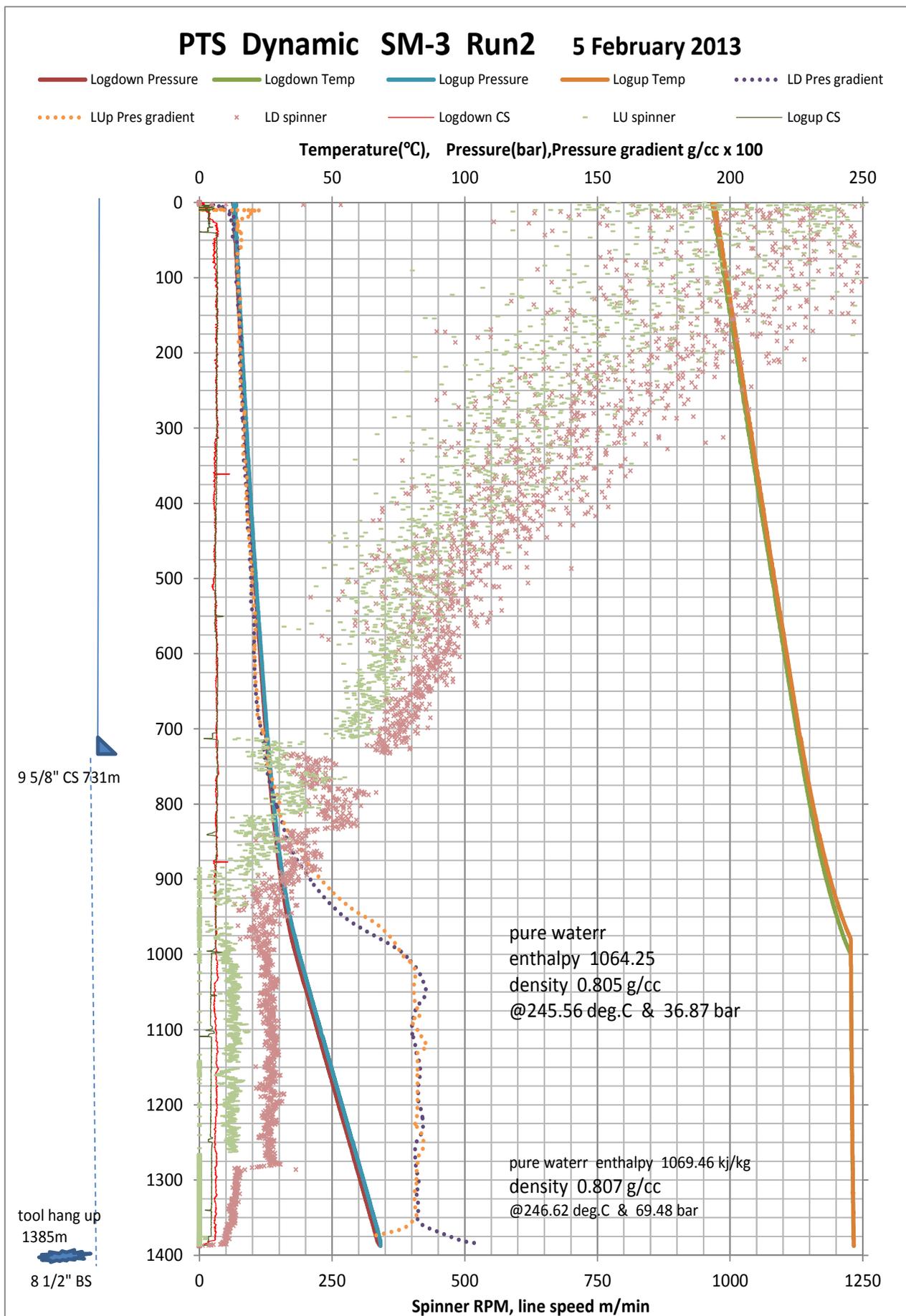


Figura 4-43 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-3 (placa de orificio de 4")

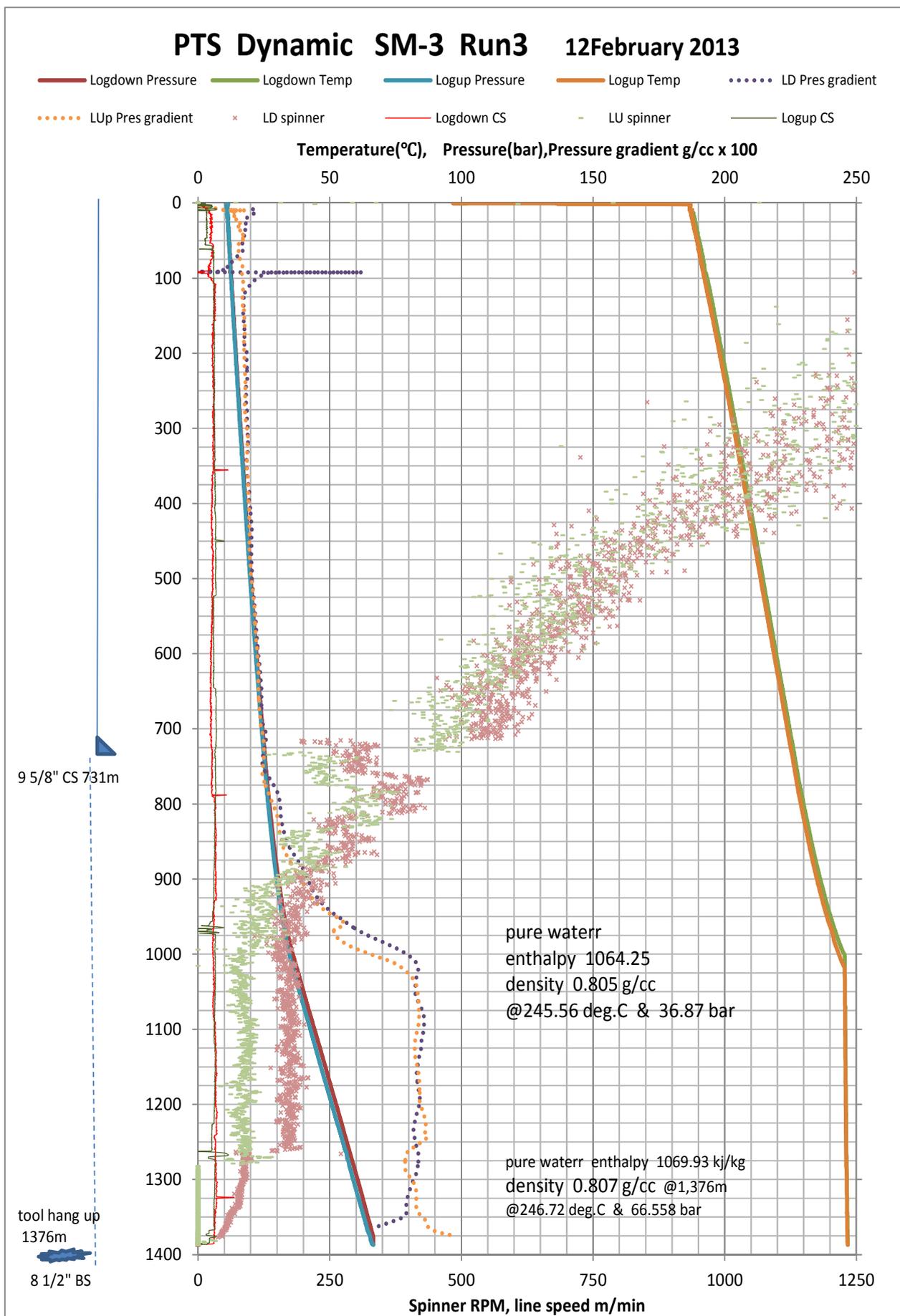


Figura 4-44 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-3 (placa de orificio de 4")

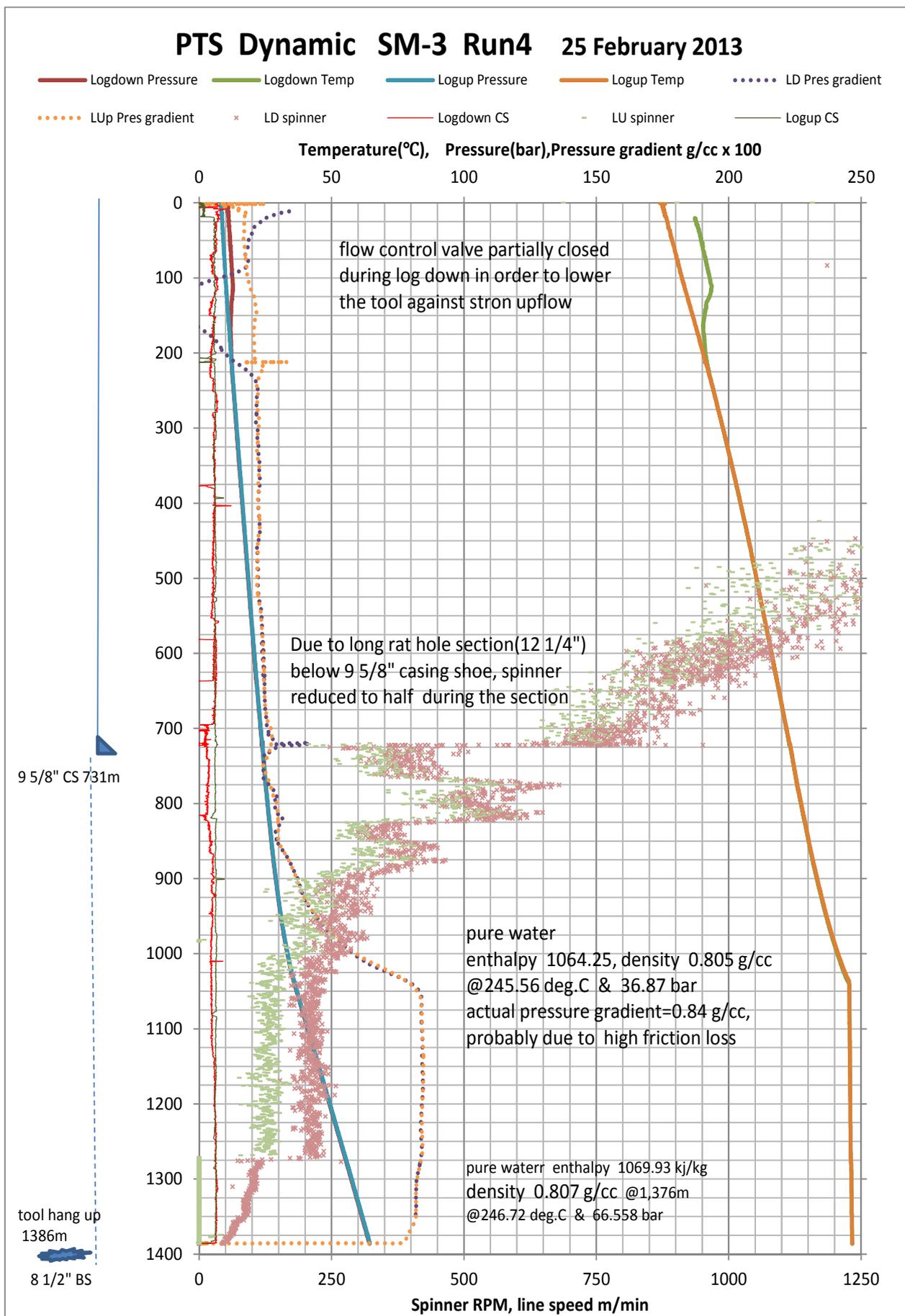


Figura 4-45 Datos de registros PTS durante la prueba de producción en SM-3 (placa de orificio de 6")

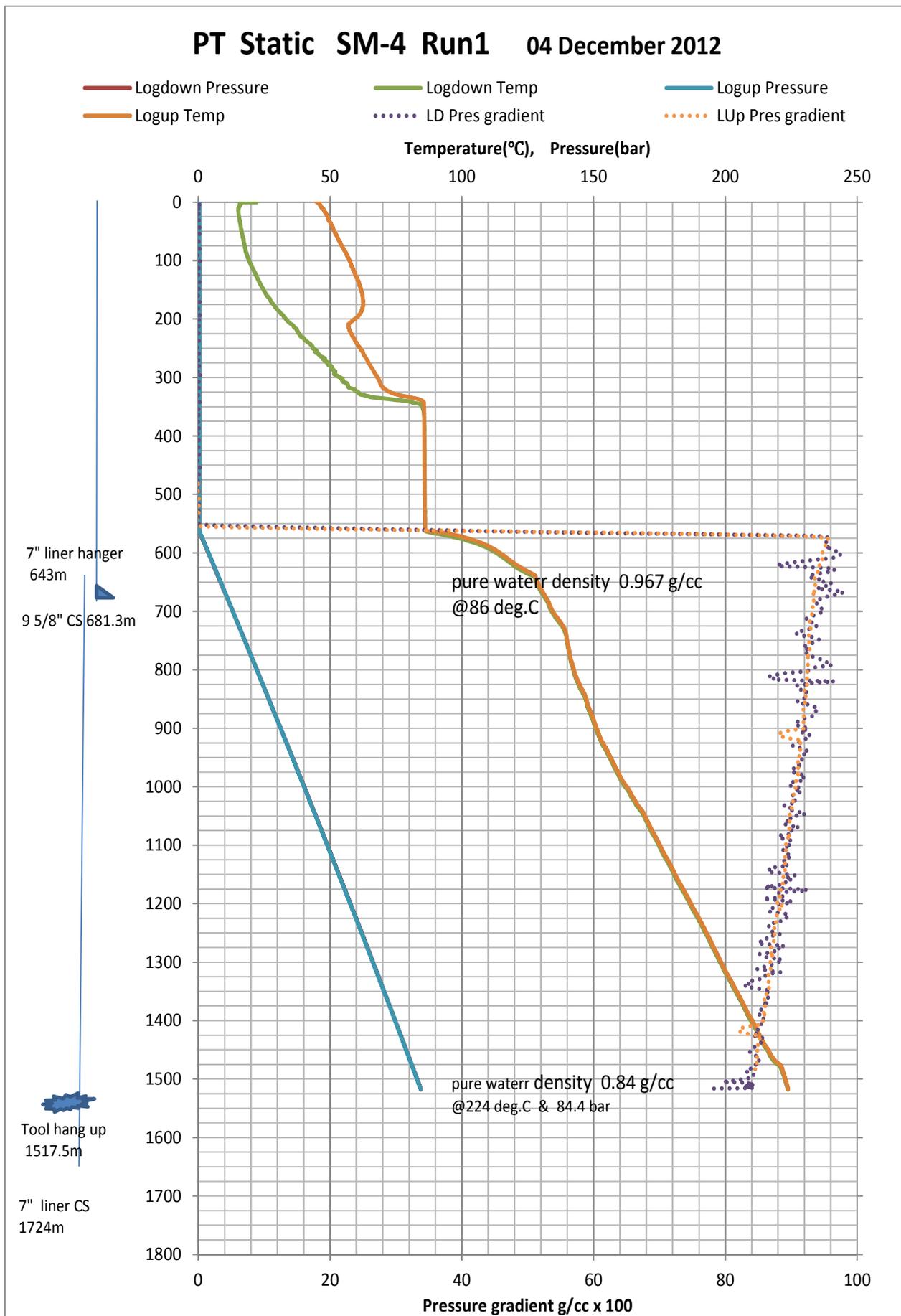


Figura 4-46 Datos de registros PTS en condición estática en el pozo SM-4

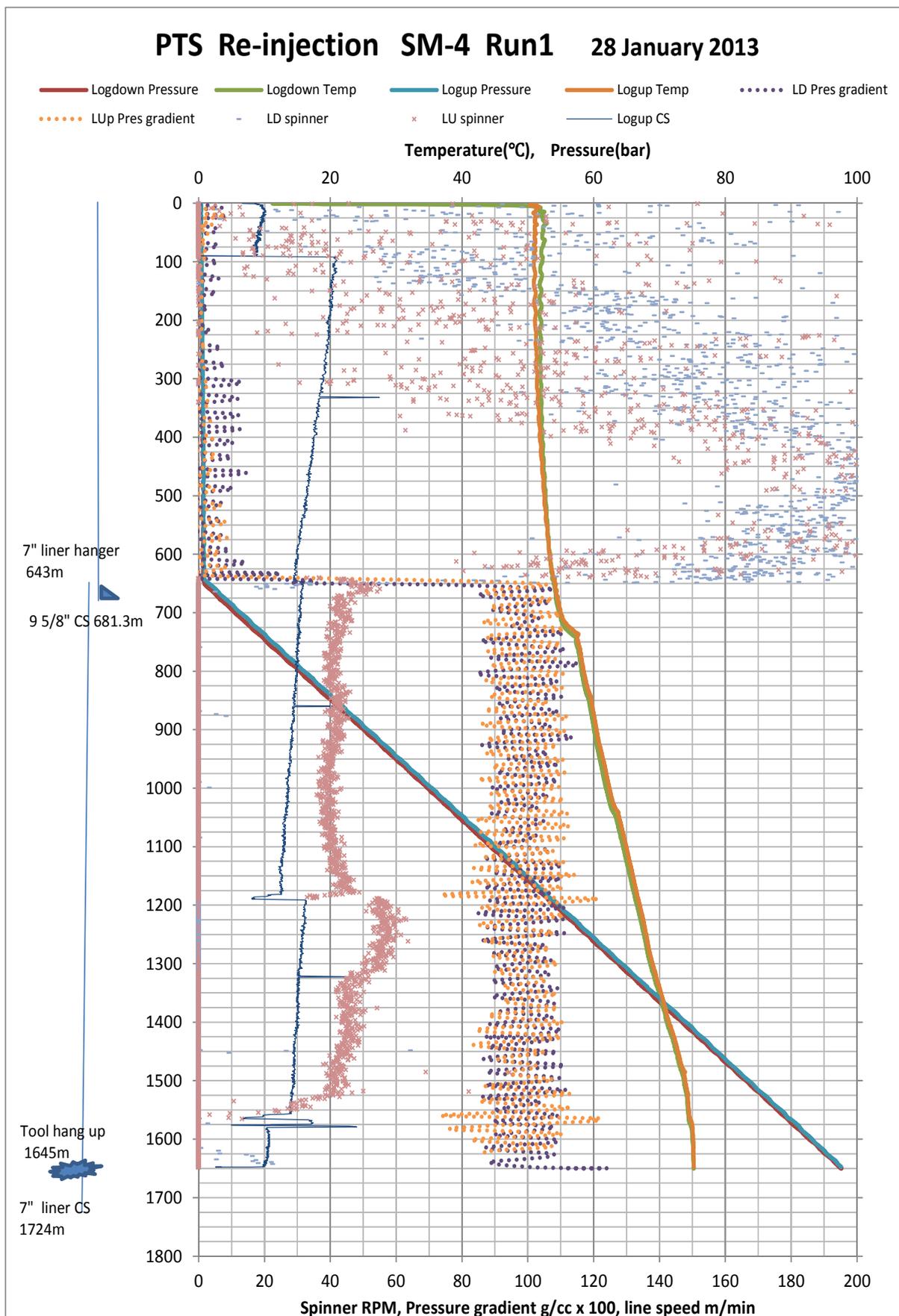


Figura 4-47 Datos de registros PTS durante la reinyección en SM-4 (reinyección de salmuera en SM-3 con placa de orificio de 2")

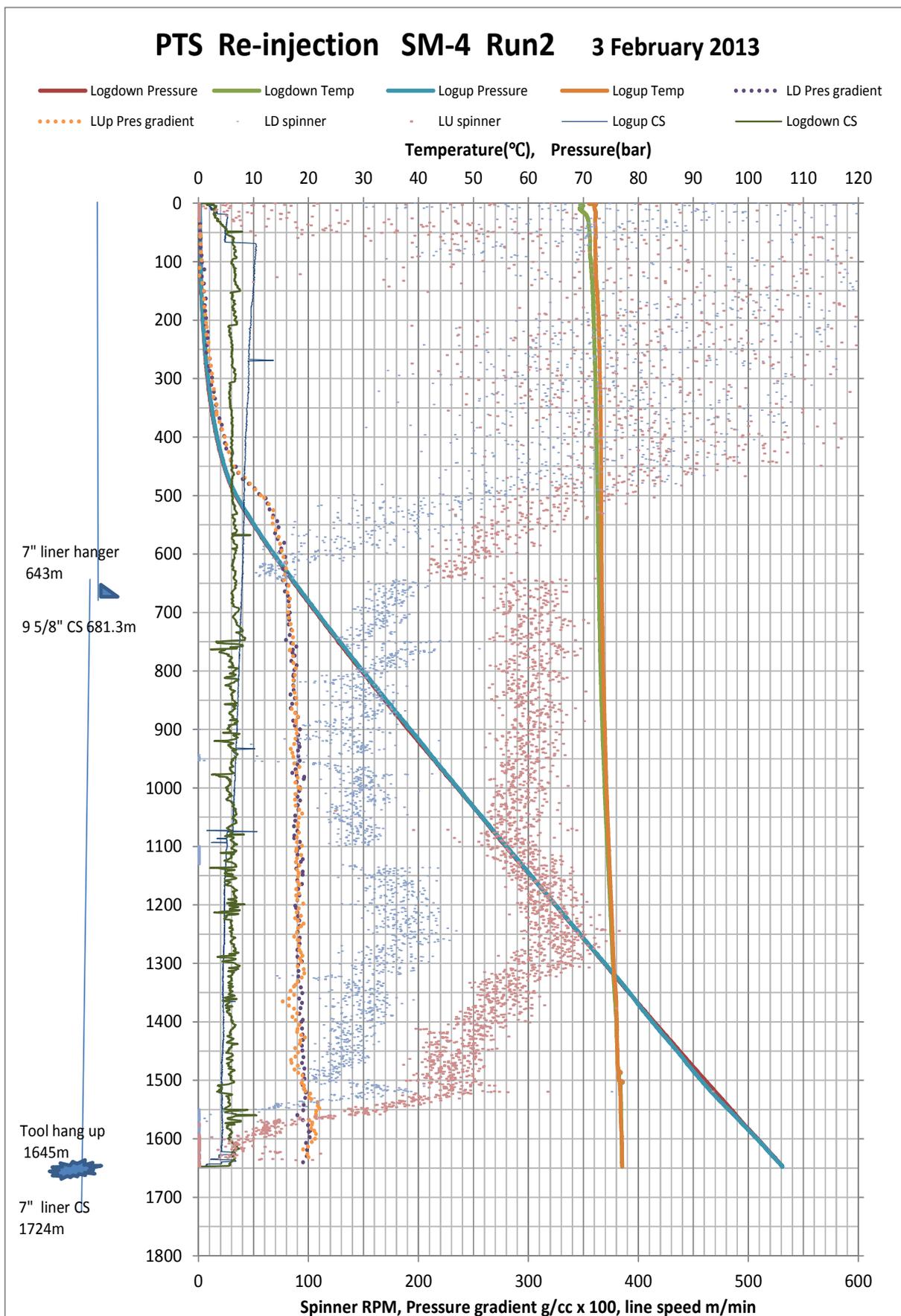


Figura 4-48 Datos de registros PTS durante la reinyección en SM-4 (reinyección de salmuera en SM-3 con placa de orificio de 4")

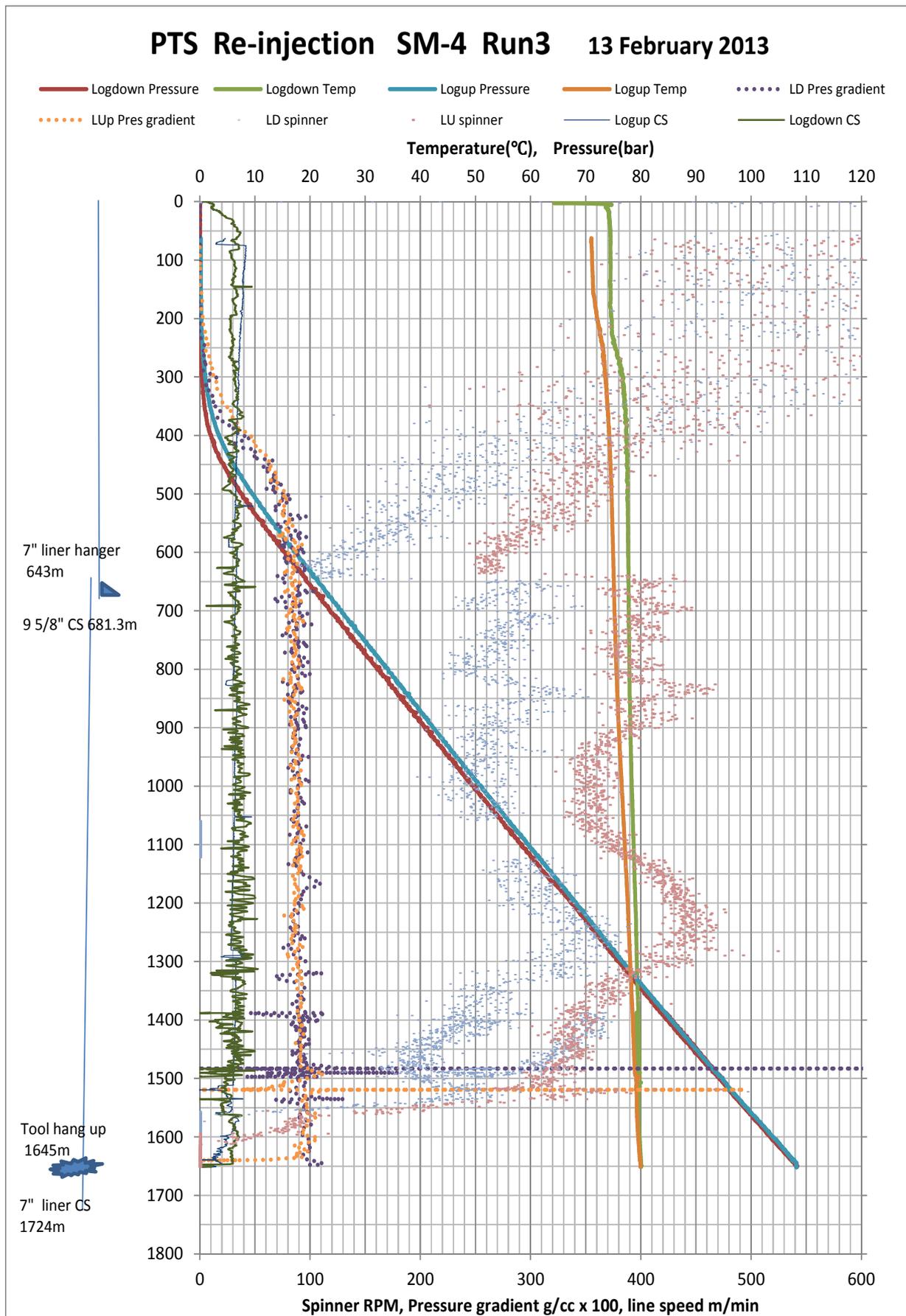


Figura 4-49 Datos de registros PTS durante la reinyección en SM-4 (reinyección de salmuera en SM-3 con placa de orificio de 6")

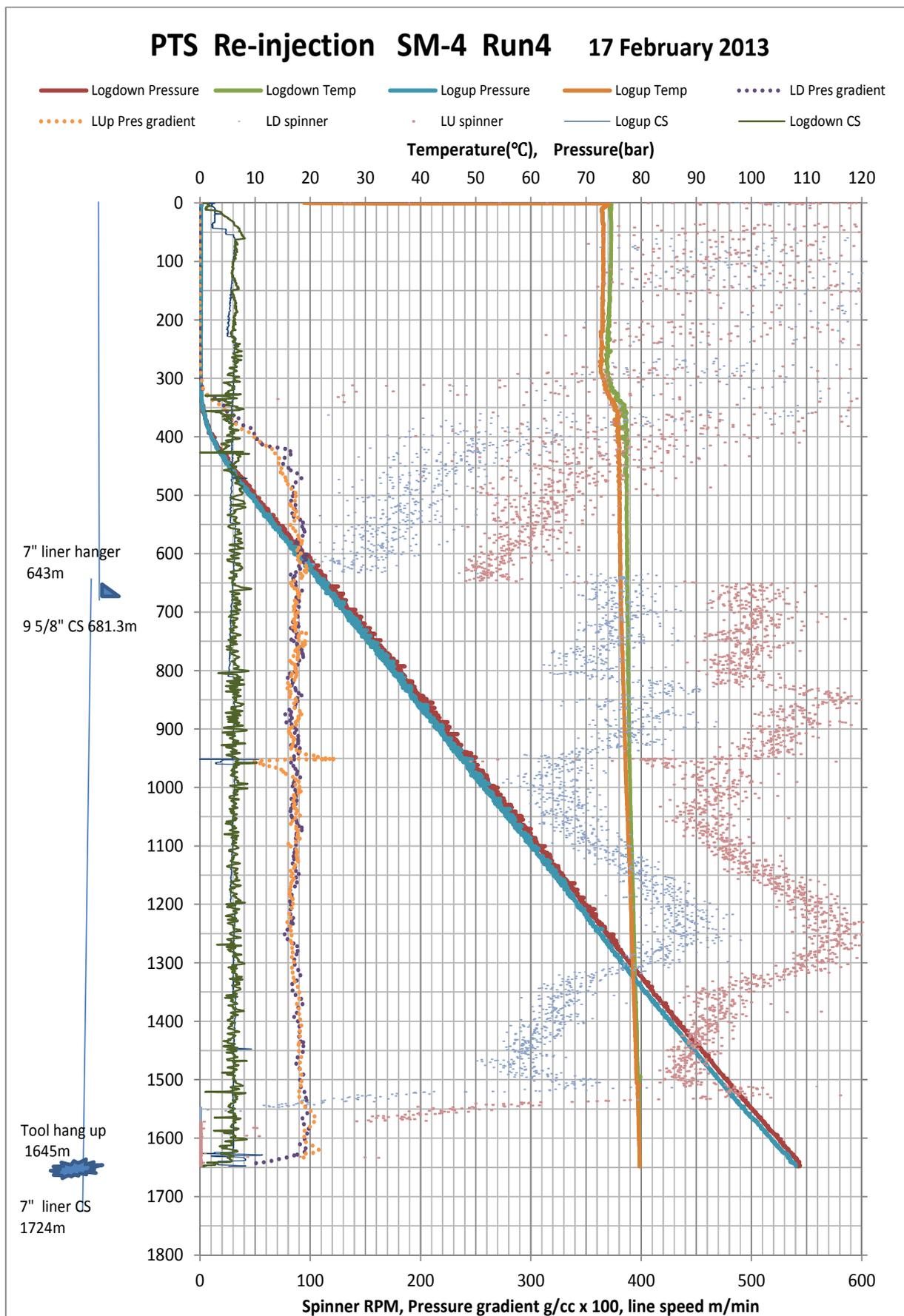


Figura 4-50 Datos de registros PTS durante la reinyección en SM-4 (reinyección de salmuera en SM-3 con placa de orificio de 10")

Durante la inyección de SM-4, se observa que la temperatura se incrementa gradualmente de 82°C en superficie a 89°C a la profundidad de 1,650m. En caso de que se aumenta el nivel de agua de inyección hasta 0 metros, la presión dentro de pozo en la profundidad de 1,500 m se estima 128 bares. Por otro lado, de acuerdo a los datos de PTS durante la inyección, se encontro una diferencia en la relación entre caudal inyectado y la presión dinamicas para caudales pequennos (menors de 25 t/h) y caudales mas grandes. Esta diferencia, dado que el gradiente de la presión PTS dentro de pozo se encontró más alto que la estimación con la superficie lisa, puede ser causada por la fricción al flujo en la tubería ranurada de 7” En esta situación, se puede estimar que la inyectividad de SM-4 excede a los 600 ton/h.

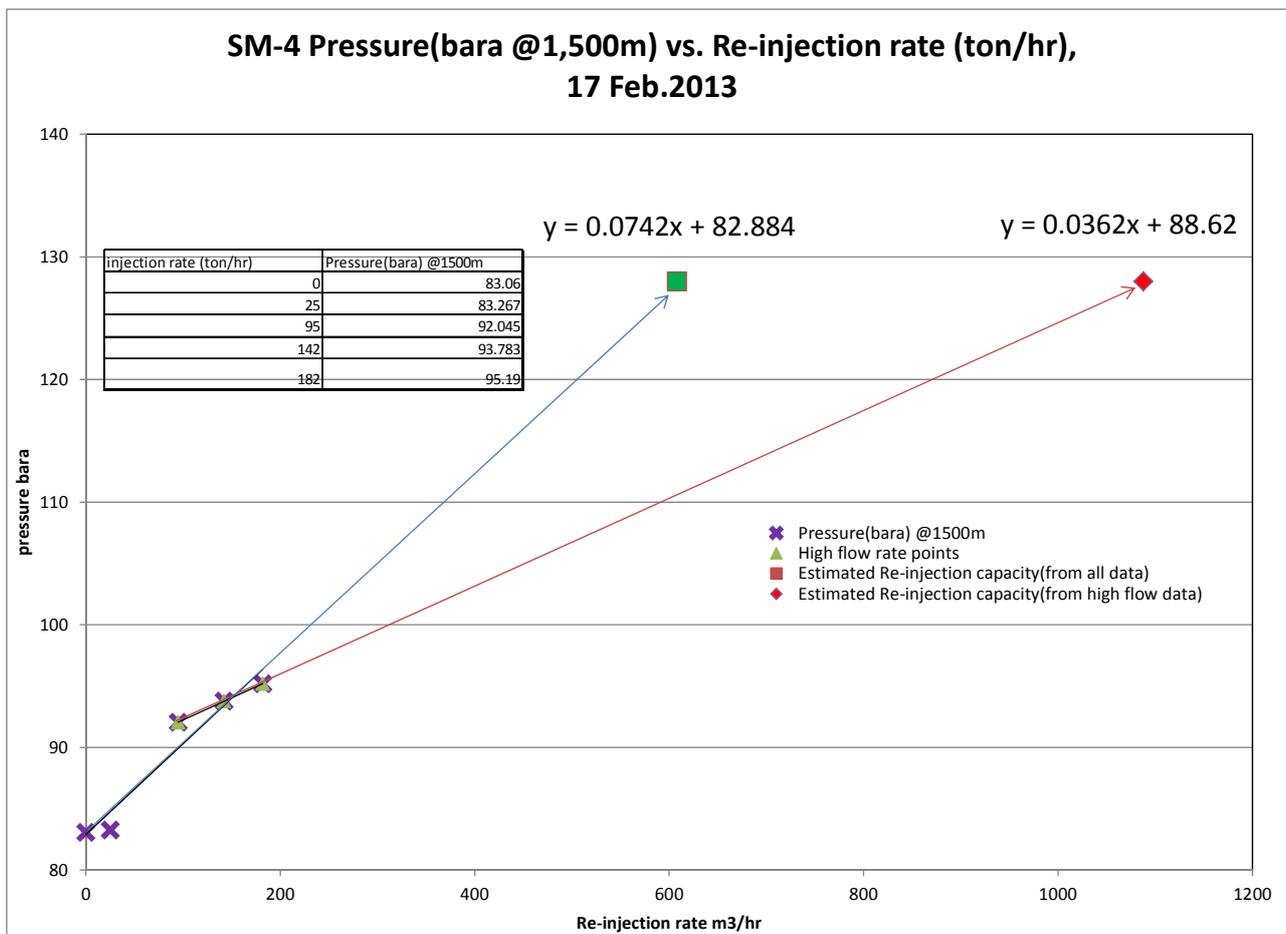


Figura 4-51 Relación entre la cantidad de reinyección y la presión dentro de pozo en SM-4 durante la reinyección

#### 4.2.13 Monitoreo de presión de fondo mediante el tubo capilar

##### a) Objetivo

- Es importante conocer la influencia de la producción de los fluidos geotérmicos en el yacimiento durante las pruebas de producción en SM-1, SM-2 y SM-3, para estimar la capacidad, la estructura del yacimiento geotérmico y la interconexión entre los pozos. Para evaluar estas características, se

ejecuta el monitoreo de presión de fondo a través del descenso de tubo capilar lleno de nitrógeno, el cual se ubica a cierta profundidad dentro del pozo.

#### b) Estado de Implementación

- No se logró el descenso de tubo capilar en el pozo SM-2 y el pozo SM-5 por el problema de la incrustación.
- Durante la prueba de producción en SM-1, se ejecutó el monitoreo de presión de fondo debido a la instalación del tubo capilar en el pozo SM-3
- Durante la prueba de producción en el pozo SM-3, se ejecutó el monitoreo de presión de fondo debido a la instalación del tubo capilar en el pozo SM-1.
- Los eventos mostrados en la figura 4-53 a la 4-56 pueden referirse a la figura 4-28 a 4-30.
- Las oscilaciones cíclicas mostradas en las figuras 4-53 y 4-54 fueron afectadas por las fluctuaciones en la temperatura atmosféricas o por exposición del tubo capilar al sol. Esta situación se arregló (tal como fue el caso de pozo SM-2) reubicando el tubo capilar en la fosa de agua.
- Los valores de presión en los fondos de pozo en ambos SM-1 y SM-2 muestran un aumento despreciable con el tiempo. No se entiende la razón a esto, pero se piensa que los efectos son insignificantes y no hay consecuencias físicas debida a la prueba de producción del pozo SM-1.
- Cuando se intentó parcialmente sacar el tubo capilar del pozo SM-1, se encontró que había resistencia al jalar la herramienta por lo que, se decidió no continuar el monitoreo y se sacó todo el tubo capilar del pozo antes de perderlo.
- Durante la prueba de producción en el pozo SM-2, se ejecutó el monitoreo de presión de fondo debido a la instalación de tubos capilares en los pozos SM-1 y SM-3. Sin embargo, se suspendió la medición en SM-1 para evitar el posible atrapamiento del tubo en fondo de pozo.

#### c) Resultado

- A través del monitoreo de presión de fondo de pozos alrededor de la zona de producción durante la prueba de producción, se aclaró que la interferencia entre pozos en la zona de producción es pequeña. Es porque el grado de “drawdown” de fondo de pozos durante la prueba de producción es pequeño y eso implica que la permeabilidad del yacimiento es alta en principio. El que se haya encontrado alta permeabilidad y casi nula interferencia entre los pozos, se puede interpretar como que existe una barrera hidráulica entre los pozos o bien, que el yacimiento que conecta a los pozos es de gran capacidad.

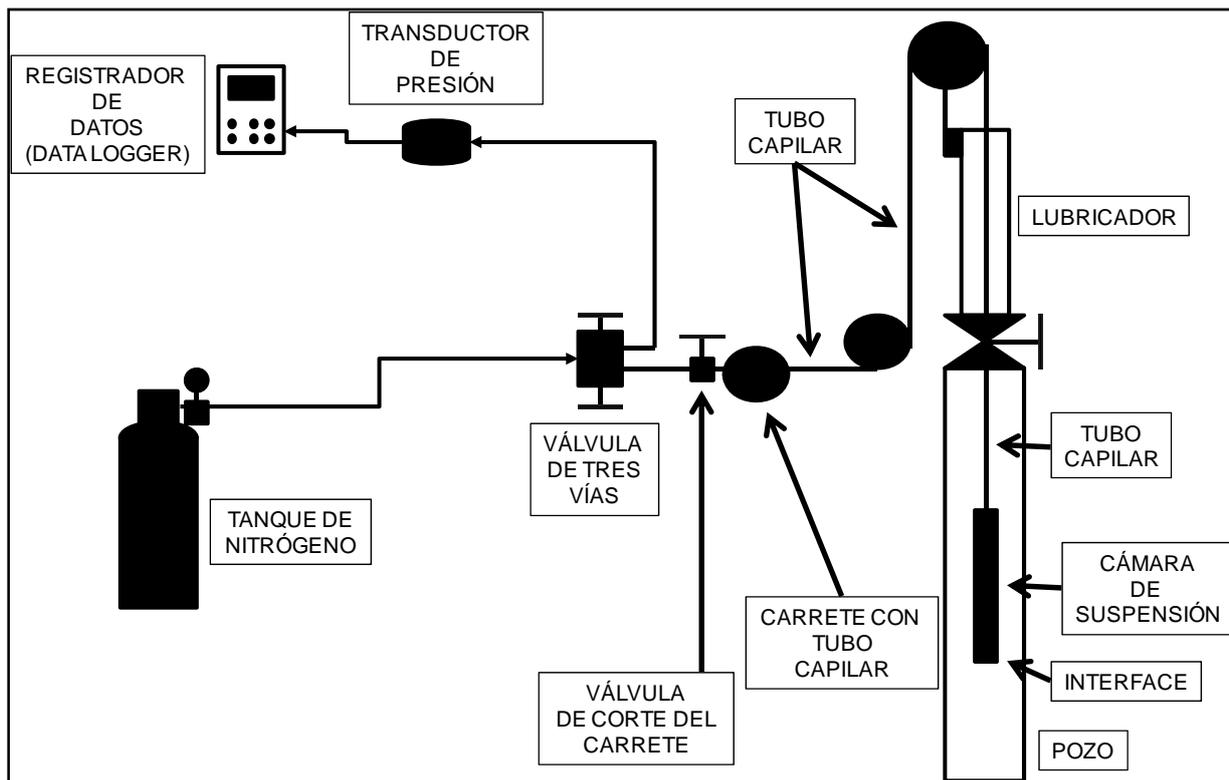


Figura 4-52 Sistema de monitoreo de presión de fondo mediante el descenso de tubo capilar

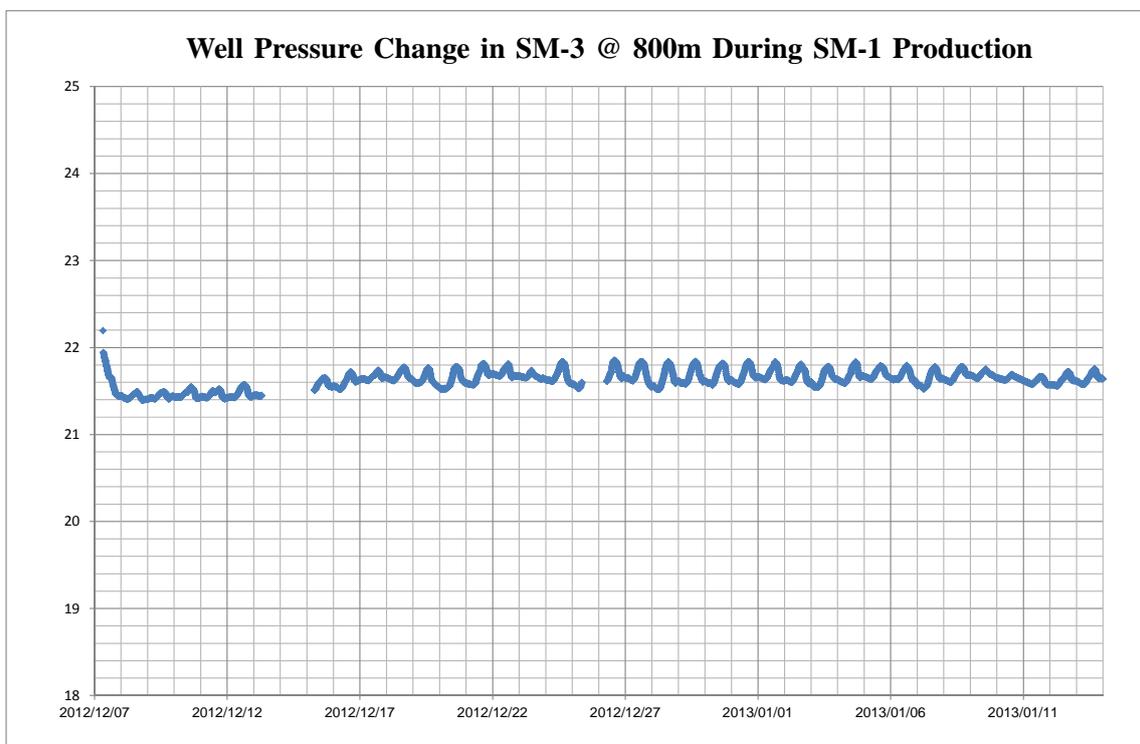


Figura 4-53 Evolución de la presión de fondo en la profundidad de 800 m en SM-3 durante la prueba de producción en SM-1

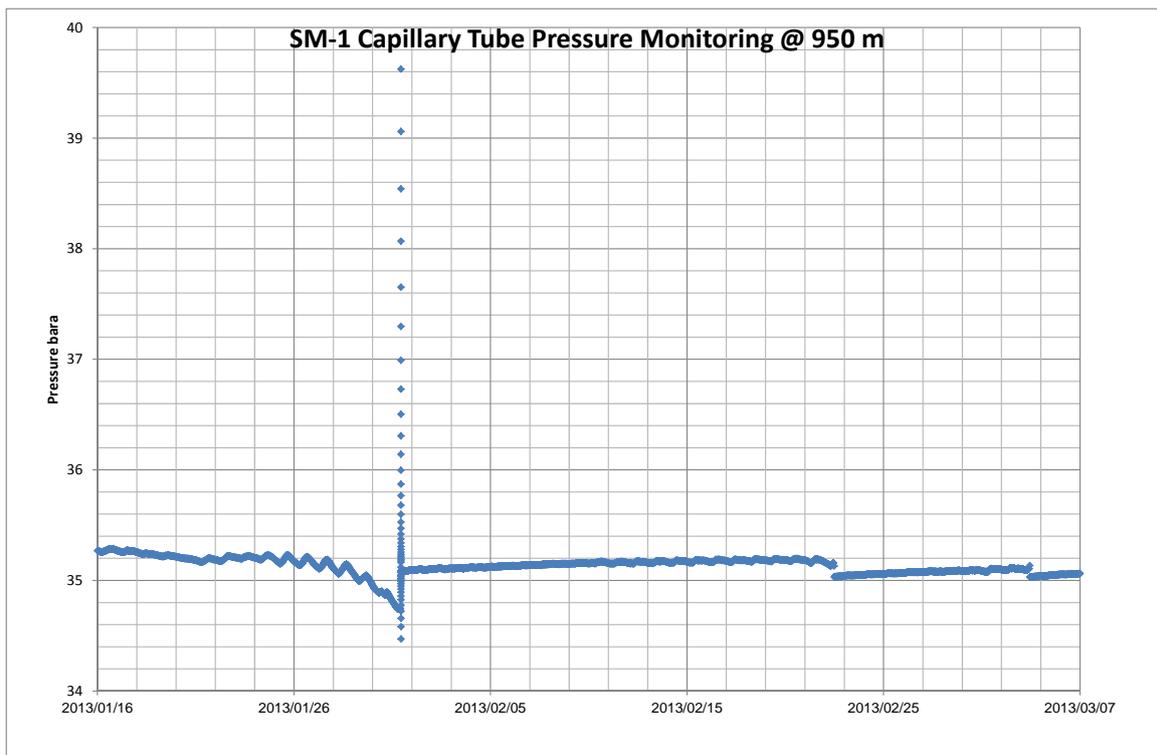


Figura 4-54 Evolución de la presión de fondo en la profundidad de 950 m en SM-1 durante la prueba de producción en SM-3

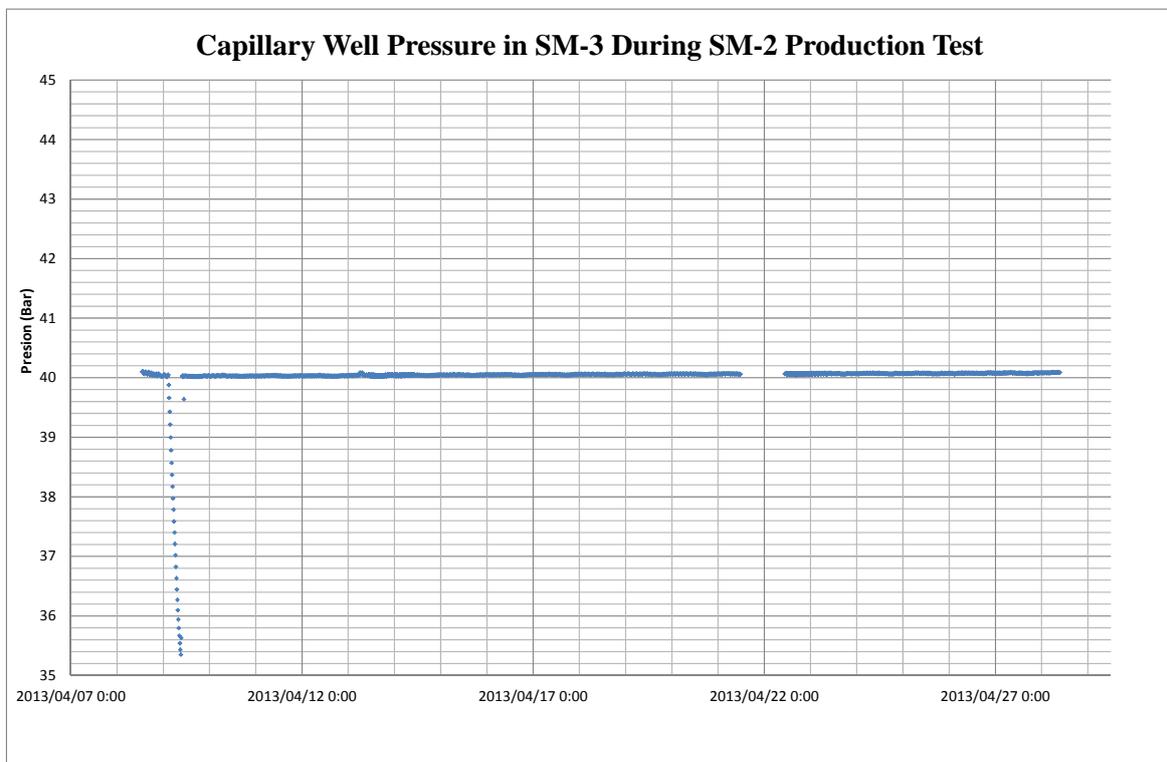


Figura 4-55 Evolución de la presión de fondo en la profundidad de 1,000 m en SM-3 durante la prueba de producción en SM-2

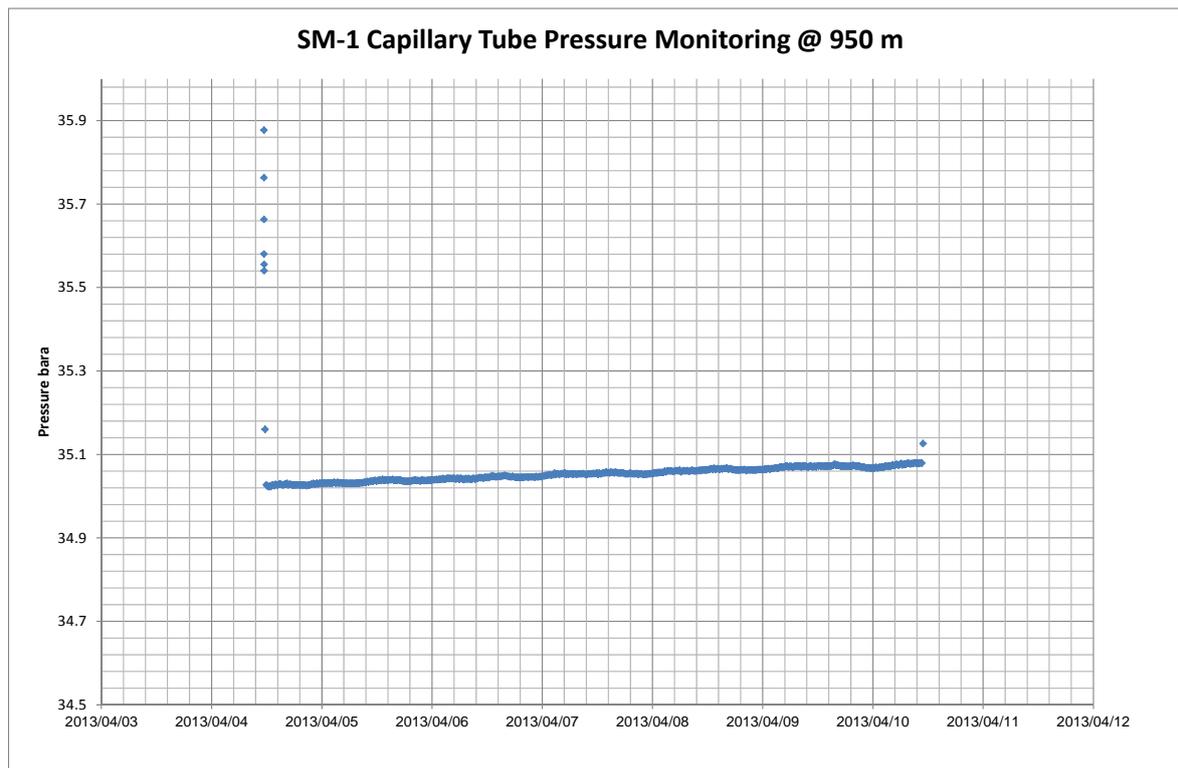


Figura 4-56 Evolución de la presión de fondo en la profundidad de 950 m en SM-1 durante la prueba de producción en SM-2

#### 4.2.14 Medición de flujo en dos fases mediante los trazadores químicos (TFT)

##### a) Objetivo

- Los vapores geotérmicos normalmente se encuentran en forma de mezcla de vapor y salmuera (flujo en dos fases), y su medición precisa conlleva dificultades. Generalmente, se utiliza la metodología “tubo de James”, que es una aplicación de placa de orificio. Es una metodología que utiliza el principio de correlación entre la presión en la salida de tubo a atmósfera y la entalpía. Sin embargo, en caso de los fluidos geotérmicos que contiene alto contenido de Gases No Condensables, el margen de error es grande. Además se requiere una medición precisa del flujo de salmuera separada. Entonces, es difícil determinar en principio si la metodología de tubo de James es la adecuada o no en las condiciones ambientales de Sol de Mañana.
- Por otro lado, la medición de flujo en dos fases a través de los trazadores químicos es una metodología ya establecida e independientemente de las condiciones de flujo geotérmico, es posible realizar la medición de flujo en dos fases. Por lo tanto, para asegurar resultados más precisos que los obtenidos en pruebas de producción anteriores, en esta ocasión se aplicó una tecnología más actualizada de medición de flujo en dos fases.

##### b) Estado de Implementación

- Determinación de equipos de inyección de trazadores químicos TFT en la prueba de producción de cada pozo.
- Ejecución de TFT en momento adecuado en la prueba de producción de cada pozo.

- En el cromatógrafo de gases, se requiere un alto grado de pureza en el nitrógeno, el cual funciona como el gas portador. En principio el grado de pureza del nitrógeno no era suficiente y el filtro se quedó saturado muy rápidamente. El inconveniente se resolvió al conseguir gas nitrógeno de alta pureza de (99.999%).
- Para el cromatógrafo de gases se requiere una fuente de energía estable, que es algo que hace falta en Sol de Mañana. Además el problema que se generó en la válvula de control de flujo de gas en el cromatógrafo, ocasionó el uso del mismo controlador del flujo de gas del inyector para el cromatógrafo.



Figura 4-57 Cromatógrafo de gases TFT, usando el controlador de flujo de gas de otro equipo

#### c) Resultado

- Se logró la medición con alta precisión de flujo en dos fases a través los trazadores químicos (TFT) durante las pruebas de producción. Se aclaró que dado que los fluidos geotérmicos de Sol de Mañana contienen menor cantidad de gases no condensables, es posible lograr la medición precisa del flujo de salmuera separada aún a través de la presión de labio. Es un gran logro alcanzado en estas pruebas, puesto que se hizo posible a través de la utilización de la última tecnología de TFT.
- En la medición de flujo de gases hubo algunos problemas como el grado de pureza de nitrógeno y la función del cromatógrafo de gases. Sin embargo, se logró la medición precisa de salmuera cuando hubo la dificultad en la medición en el vertedor, particularmente por el gran volumen de producción.

### 4.2.15 Análisis químico de los fluidos geotérmicos

#### a) Objetivo

- El análisis químico de los fluidos geotérmicos es uno de los principales objetivos de la prueba de

producción. En esta ocasión, se tomó muestras de los componentes de gas, salmuera y agua condensada de los fluidos geotérmicos y se hizo el análisis químico. Se utilizó el resultado del análisis en el componente H<sub>2</sub>S de los fluidos, como los parámetros de la simulación de la concentración de H<sub>2</sub>S. Además, utilizando los datos de los componentes químicos, se evaluó el modelo geoquímico de Sol de Mañana resultando similar en al mostrado figura 3-24 del "Estudio de Factibilidad" del 2008.

b) Estado de Implementación

- Toma de muestras de gas y de salmuera durante la prueba de producción de cada pozo con placa de orificio de control de 2", 4" y 6" respectivamente y su análisis químico.
- Toma de muestras de gas, salmuera y agua condensada durante la prueba de producción de cada pozo con placa de orificio de control de 10" y su análisis químico.

c) Resultado

- Se obtuvo los siguientes resultados en el análisis químico de los fluidos geotérmicos:
- La diferencia de las características químicas de los fluidos entre cada pozo es menor y es más homogénea.
- La salmuera de producción muestra pH neutro y no tiene elemento corrosivo. Es adecuado para la operación de la planta de generación.
- La salinidad es relativamente alta (Cl=5,100-5,800ppm-wt)
- La concentración del contenido de boro y arsénico es relativamente alta.
- La concentración de gases incondensables en el vapor es muy baja, lo que es positivo para reducir la carga en los equipos de extracción de estos gases del condensador.
- La concentración del contenido de H<sub>2</sub>S en los vapores es muy baja.
- Con excepción de los gases incondensables, no se observa gran diferencia en las características químicas medidas durante las pruebas de producción pasado y las del presente estudio.
- La incrustación en el cabezal del pozo en SM-2 y SM-5 es Teschemacherite (NH<sub>4</sub>HCO<sub>3</sub>), soluble en agua.

Tabla 4-9 Composición química de agua condensada y de la salmuera, incluyendo el análisis isotópico

No.	Date		Na	B	SiO <sub>4</sub>	Cl	EC	pH	δ <sup>2</sup> H	δ <sup>18</sup> O
			mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	uS/cm		‰H <sub>2</sub> O, V-SMOW	‰H <sub>2</sub> O, V-SMOW
SM-1 Steam	1/1/2013	placa 10"	0.28	1.78	0.257	0.681	89.2	7.25	-88.60	-9.41
SM-1 Brine	1/1/2013	placa 10"							-82.70	-6.77
SM-2 Brine	25/4/2013	orificio 10"							-82.40	-6.63
SM-2 Steam Condensate	25/4/2013	orificio 10"	9.37	1.96	1.55	17.60	136.00	6.71	-91.80	-10.15
SM-3 Steam	23/2/2013	orificio 10"	1.91	1.36	1.79	4.67	116	6.55	-82.10	-6.51
SM-3 Brine	23/2/2013	orificio 10"							-91.70	-9.76



Tabla 4-11 Resultado del análisis químico de muestras de salmuera en el separador durante la prueba de producción

Well	Date	Discharge Brine pH	Na	K	Li	Ca	Mg	NH <sub>4</sub>	Cl	SO <sub>4</sub>	F	B	Br	As
<b>New Data</b>														
Basis of recalculation (H=Tqz: SM-1&SM-3, TNaKCa: SM-2)														
SM-1	2012/12/17	7.17	2,964	512	29.8	144	0.014	1.36	5,343	19.7		100.9		
SM-1	2012/12/26	7.06	2,886	486	28.9	137	0.098	1.52	5,238	19.4		98.1		
SM-1	2012/12/30	7.10	3,083	512	30.6	141	0.034	1.53	5,391	21.7		99.0		
SM-1	2013/1/1	6.98	2,904	504	30.5	147	0.030	1.50	5,122	19.6	2.72	115.6	4.29	19.6
SM-3	2013/2/2	6.72	3,111	521	30.8	142	0.079	1.89	5,619	23.7		108.8		
SM-3	2013/2/10	5.75	3,176	542	31.3	150	0.062	2.17	5,531	31.7		96.4		
SM-3	2013/2/16	5.24	3,335	564	32.4	160	0.071	1.93	5,750	24.1		105.7		
SM-3	2013/2/23	4.32	3,341	558	34.5	170	0.078	1.76	5,813	23.6	3.12	121.8	4.76	25.7
SM-2	2013/4/11	7.36	3,052	509	30.8	132	0.014	1.27	5,385	24.6		108.8		
SM-2	2013/4/15	7.12	3,089	534	30.6	130	0.015	1.54	5,390	22.7		101.2		
SM-2	2013/4/19	7.03	3,089	535	30.9	131	0.015	1.48	5,431	22.8		99.7		
SM-2	2013/4/25	7.12	3,122	533	31.7	147	0.021	1.51	5,433	22.1	3.11	122.7	4.55	21.3
<b>Representative of Old Data</b>														
Basis of recalculation (H=TNaKCa)														
SM-2	1997/8/7	7.1	3270	528	30.8	183	0.054		5,775	20.9		121.7		19.0

\* El resultado se obtiene del cálculo mediante la conversión a la concentración de vapor en dos fases antes de la separación

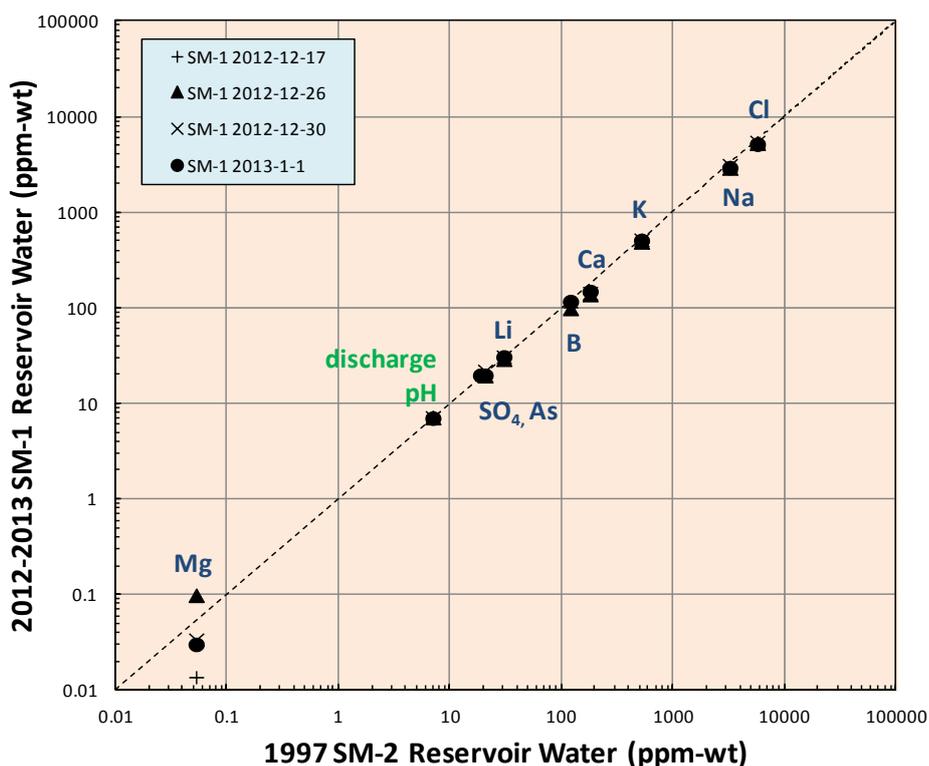


Figura 4-58 Comparación de la composición química de salmuera en 1997 y en presente (1)

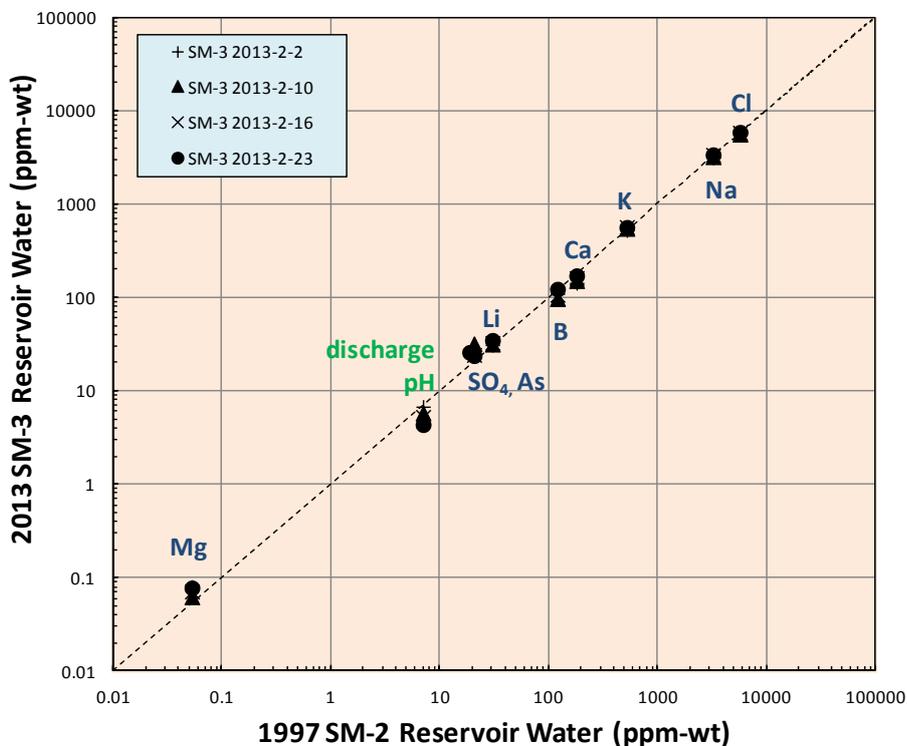


Figura 4-59 Comparación de la composición química de salmuera en 1997 y en presente (2)

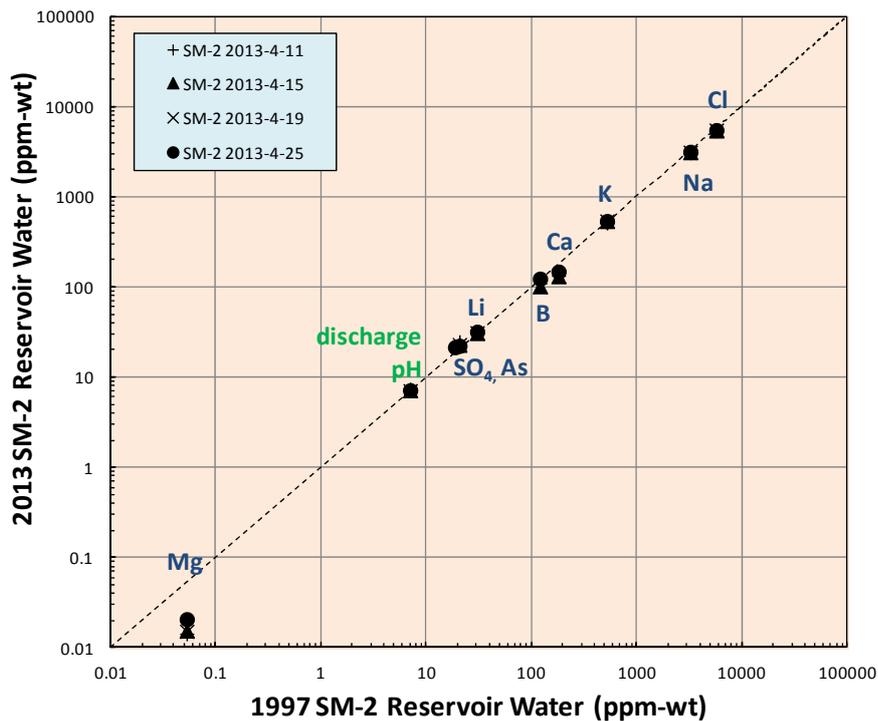


Figura 4-60 Comparación de la composición química de salmuera en 1997 y en presente (3)

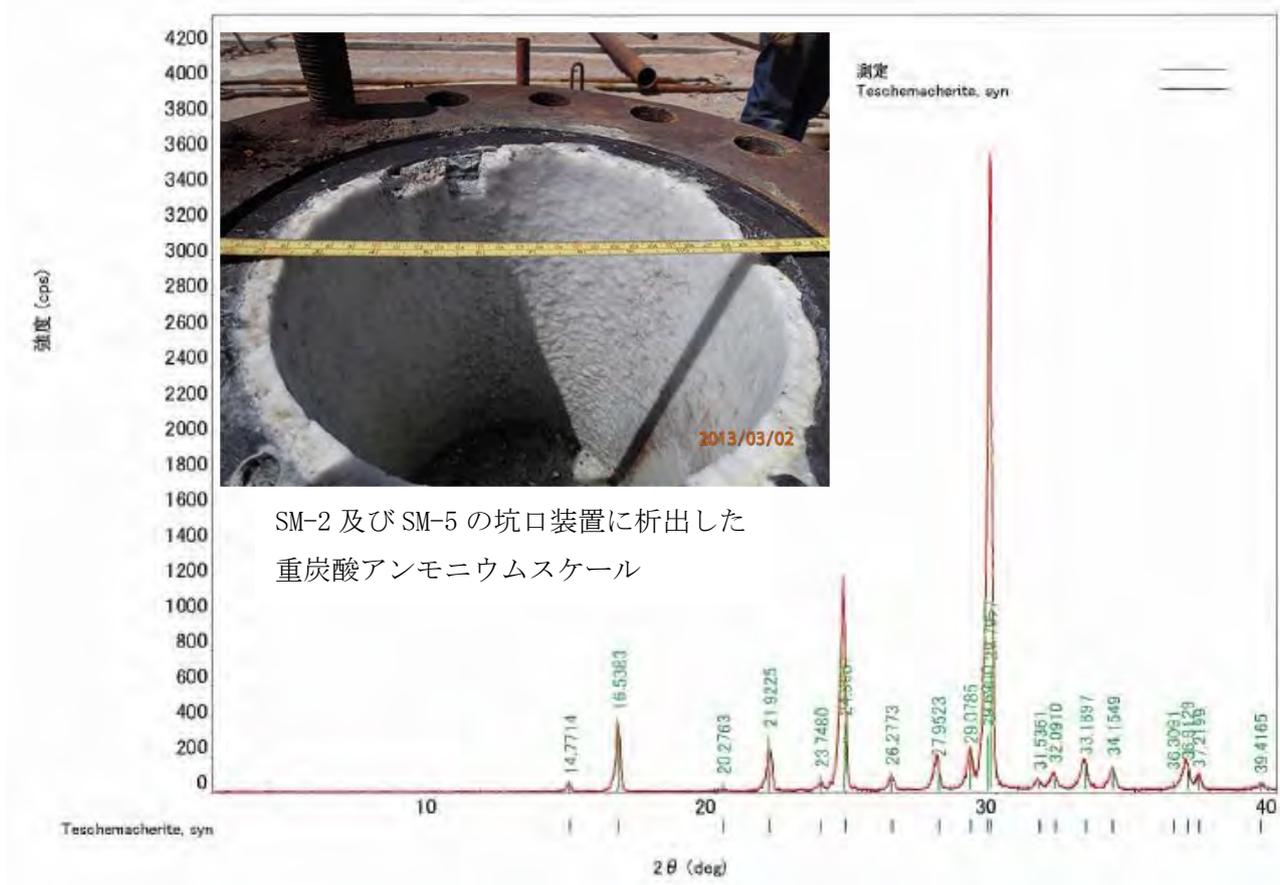


Figura 4-61 Análisis de difracción de rayos X de muestra de incrustación

Tabla 4-12 Lista de principales componentes químicos de gases no condensables en los fluidos geotérmicos

Well		SM-1	SM-3	SM-2
Sampling date		2013/1/1	2013/2/23	2013/4/25
Psp: sampling pressure	barG	3.2	4.6	5.4
NCG in steam	mole%	0.028	0.027	0.030
NCG in steam	wt%	0.066	0.057	0.070
CO <sub>2</sub> in NCG	mole%	85.2	78.0	88.3
CO <sub>2</sub> in steam	wt%	0.059	0.051	0.065
H <sub>2</sub> S in NCG	mole%	8.13	7.60	6.06
H <sub>2</sub> S in steam	wt%	0.00437	0.00383	0.00344

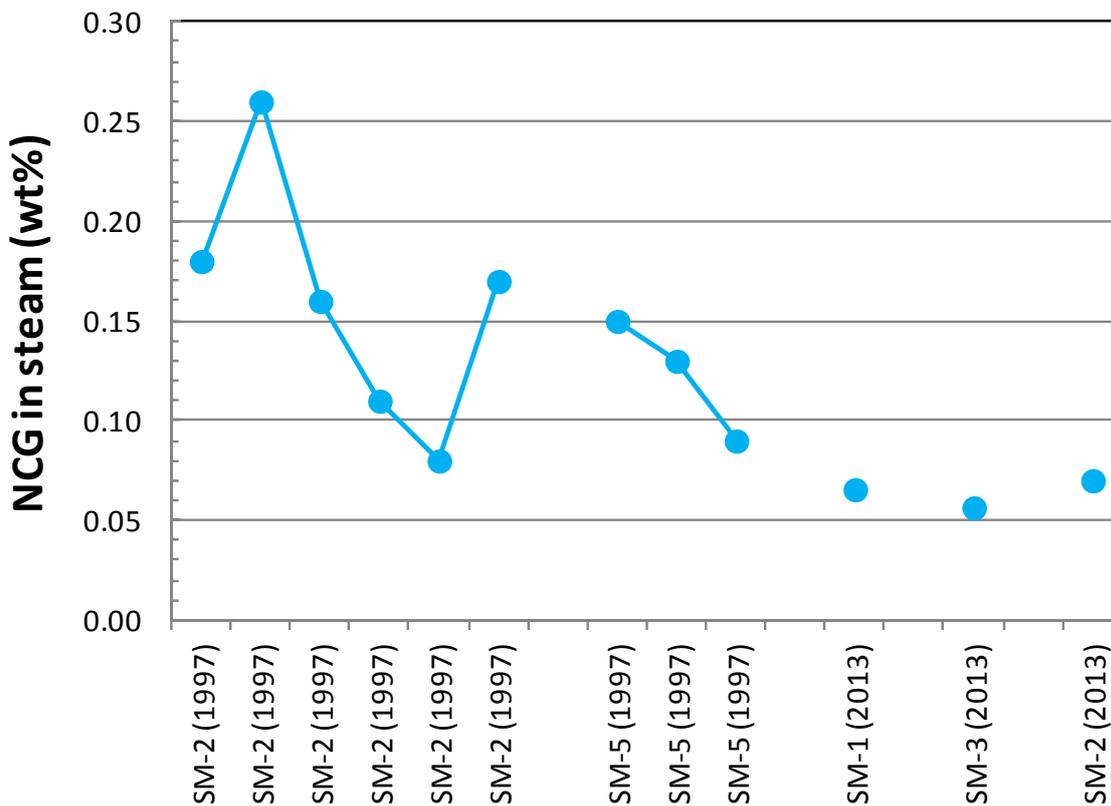


Figura 4-62 Comparación del resultado de análisis de gases en 1997 y en presente (1)

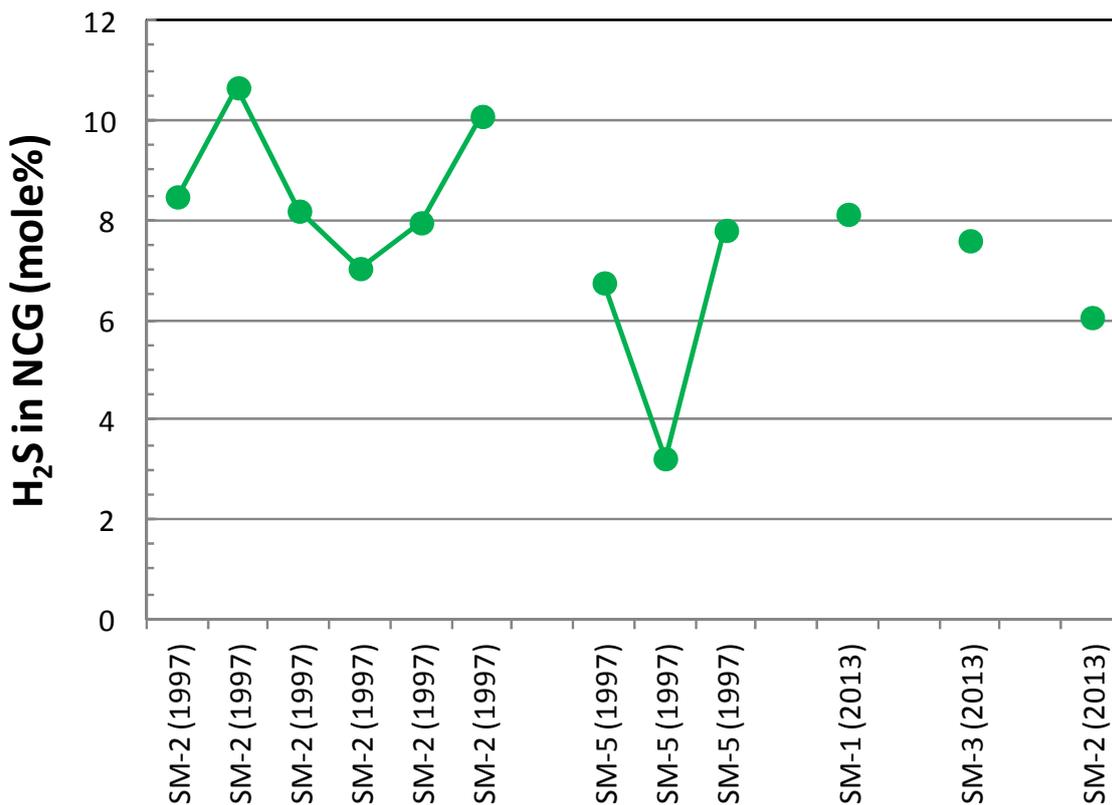


Figura 4-63 Comparación del resultado de análisis de gases en 1997 y en presente (2)

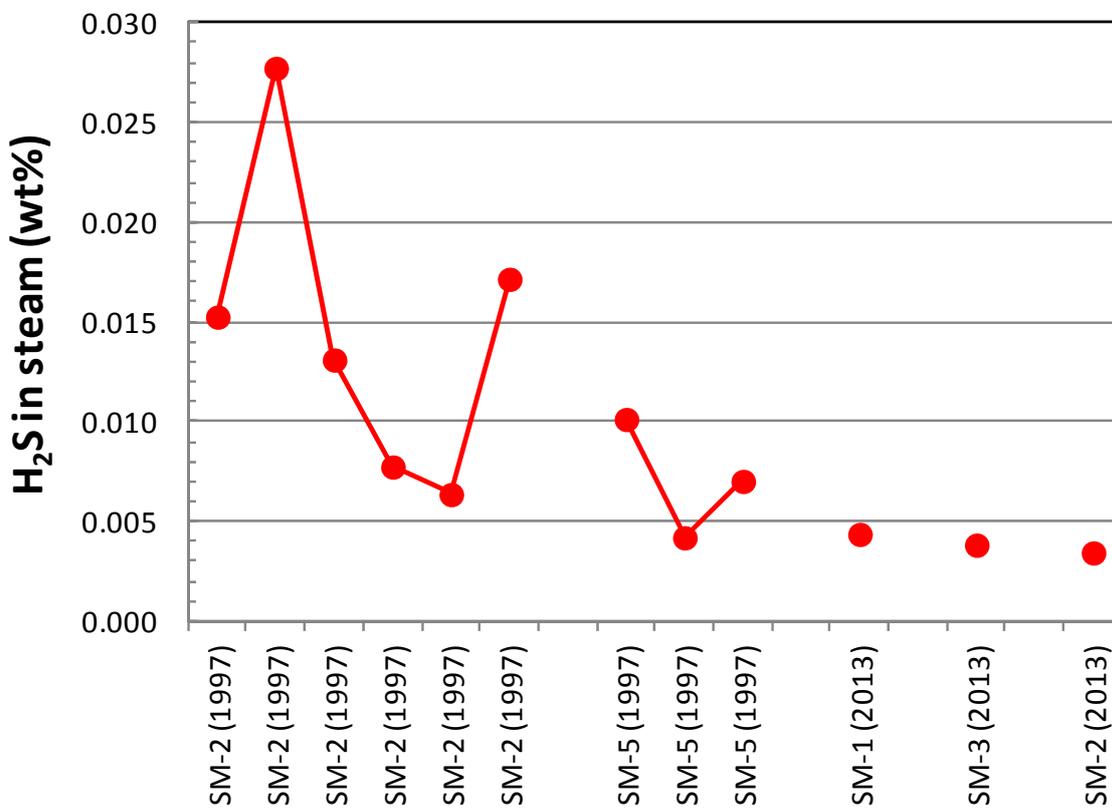


Figura 4-64 Comparación del resultado de análisis de gases en 1997 y en presente (3)