



Programa Regional de Entrenamiento Geotérmico (PREG)

Diplomado de especialización en geotermia-2014

Universidad de El Salvador
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Unidad de Postgrados



Tema:

Evaluación de las características Termo hidráulicas desde la perforación hasta la evaluación de descarga en pozos geotérmicos multilaterales.

Presentado por:

Lester Lenin Prado.

Ing. Industrial

Danny Miguel Revilla.

Ing. Petrolero

Tutor: Ing. Manuel Monterrosa.

Ciudad Universitaria, Martes, 04 de noviembre 2014.

Tabla de contenidos

1. Resumen. -----	5
2. Introducción. -----	6
3. Planteamiento del problema. -----	7
4. Justificación del estudio. -----	7
5. Objetivos. -----	7
5.1 General. -----	7
5.2 Específicos. -----	8
6. Antecedentes de pozos multilaterales. -----	8
7. Alcances. -----	9
8. Marco teórico. -----	10
8.1 Pruebas durante la perforación. -----	10
8.2 Pruebas durante el calentamiento -----	10
8.3 Pruebas durante la evaluación. -----	11
8.4 Pruebas durante el monitoreo. -----	11
8.5 Pruebas transitorias de presión. -----	11
9. Análisis del problema. -----	12
9.1 SJ19-3/ SJ9-3 Fork Leg. -----	12
9.2 SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg. -----	15
10. Metodología. -----	16
11. Análisis del problema. -----	17
12. Análisis de datos. -----	18
12.1 Registros de pérdidas de circulación. -----	18
12.2 Pruebas de inyectividad -----	20
12.3 Registros estáticos SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg. -----	25
12.4 Registros dinámicos SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg -----	27
12.5 Pruebas de producción pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg. -----	34
14. SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg. -----	36
14.1 Pruebas de inyectividad pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg. -----	37
14.2 Registros estáticos SJ12-3/SJ12-3 fork leg. -----	41
14.3 Registros Dinámicos SJ12-3 y simulado SJ12-3 fork leg. -----	42
14.4 Pruebas de producción SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg. -----	44

15. Posibles causas del comportamiento cíclico en pozos geotérmicos -----	46
16. Presentación de resultados. -----	46
16.1 Ventajas de la perforación multilateral -----	48
16.2 Desventajas de la perforación multilateral -----	48
16.3 Consideraciones.-----	49
17. Conclusiones y recomendaciones. -----	49
18. Bibliográfica. -----	50
19. Agradecimientos. -----	50
20. Anexo-----	51

Listado de figuras.

Figura 1. Modelo geotérmico San Jacinto Tizate	7
Figura 2. Perfil pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg	14
Figura 3. Perfil pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg	16
Figura 4. Diagrama de pruebas	18
Figura 5. Perfil de temperatura perdida de circulación pozo SJ9-3	19
Figura 6. Perfil de presión perdida de circulación pozo SJ9-3.....	19
Figura 7. Calculo índice de inyectividad pozo SJ9-3, 09 oct 2013.....	20
Figura 8. Índice de inyectividad pozo SJ9-3, 09 oct 2013	21
Figura 9. Prueba de inyectividad pozo SJ9-3, 11 ene 2014	21
Figura 10. Índice de inyectividad pozo SJ9-3, 11 ene 2014	22
Figura 11. Datos obtenidos de la modelación con el Saphir pozo SJ9-3, 09 oct 2013 .	23
Figura 12. Modelación con el Saphir pozo SJ9-3, 09 oct 2013.....	23
Figura 13. Datos obtenidos de la modelación con el Saphir pozo SJ9-3, 11 ene 2014	24
Figura 14. Modelación con el Saphir pozo SJ9-3, 11 ene 2014	24
Figura 15. Perfil de temperatura estática pozo SJ9-3	25
Figura 16. Perfil de presión estática pozo SJ9-3.....	26
Figura 17. Perfil de presión y temperatura pozo SJ9-3	26
Figura 18. Perfil pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg	27
Figura 19. Perfil dinámico con Spinner pozo SJ9-3.....	28
Figura 20. Perfil de presión dinámico pozo SJ9-3.....	28
Figura 21. Presión de fondo pozo SJ9-3, 09 mar 2014	29
Figura 22. Perfil de presión dinámico ampliado pozo SJ9-3, 09 mar 2014.....	30
Figura 23. Perfil de presión dinámico pozo SJ9-3, nivel del agua a 814 metros de profundidad.....	30
Figura 24. Perfil de presión y temperatura simuladas con HOLA, SJ9-3.....	31
Figura 25. Perfil de presión y temperatura simuladas con HOLA, SJ9-3.....	32
Figura 26. Perfil dinámico con Spinner pozo SJ9-3.....	33
Figura 27. Perfil de presión dinámico pozo SJ9-3.....	34
Figura 28. Perfil de temperatura dinámica y perfil de saturación pozo SJ9-3.....	34
Figura 29. Presión de cabezal vs apertura de válvula pozo SJ9-3.....	35

Figura 30. Presión de cabezal vs masa total (tph) pozo SJ9-3.....	35
Figura 31. Masa total (tph) vs apertura de válvula pozo SJ9-3.....	36
Figura 32. Presión de cabezal vs generación (Mwe) pozo SJ9-3.....	36
Figura 33. Prueba de inyectividad pozo SJ12-3, 08 dic 2013.....	37
Figura 34. Índice de inyectividad pozo SJ12-3, 08 dic 2013.....	38
Figura 35. Calculo índice de inyectividad pozo SJ12-3, 26 dic 2013.....	38
Figura 36. Índice de inyectividad pozo SJ12-3, 26 dic 2013.....	39
Figura 37. Datos obtenidos de la modelación con el Saphir pozo SJ12-3, 08 dic 2013	40
Figura 38. Modelación con el Saphir pozo SJ12-3, 08 dic 2013.....	40
Figura 39. Perfil de temperatura estática pozo SJ12-3	41
Figura 40. Perfil de presión estática pozo SJ12-3.....	42
Figura 41. Perfil de temperatura dinámica SJ12-3	42
Figura 42. Perfiles de presión dinámica de pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg	43
Figura 43. Presión de cabezal vs apertura de válvula pozo SJ12-3	44
Figura 44. % apertura de válvula vs generación (Mwe) pozo SJ12-3.....	44
Figura 45. Presión de cabezal pozo SJ12-3, antes de perforar el segundo agujero.....	45
Figura 46. Presión de cabezal pozo SJ12-3, después de perforar el segundo agujero	45

Listado de tablas.

Tabla 1. Pruebas disponibles para el análisis pozo SJ9-3	14
Tabla 2. Pruebas disponibles para el análisis pozo SJ12-3	16
Tabla 3. Calculo índice de inyectividad pozo SJ9-3, 09 oct 2013.....	20
Tabla 4. Calculo índice de inyectividad pozo SJ9-3, 11 ene 2014.....	22
Tabla 5. Comparación de índice de inyectividad pozo SJ9-3	22
Tabla 6. Comparación de las modelaciones pozo SJ9-3.....	25
Tabla 7. Parámetros importantes de los registros	27
Tabla 8. Datos de producción pozo SJ9-3, 09 mar 2014.....	29
Tabla 9. Calculo de densidad para encontrar el nivel líquido pozo SJ9-3	31
Tabla 10. Datos de producción pozo SJ9-3, 17 mar 2014.....	33
Tabla 11. Calculo índice de inyectividad pozo SJ12-3, 08 dic 2013	37
Tabla 12. Calculo índice de inyectividad pozo SJ12-3, 26 dic 2013	39
Tabla 13. Comparación de los índices de inyectividad pozo SJ12-3.....	39
Tabla 14. Resultados de la modelación pozo SJ12-3	41
Tabla 15. Comparación índices de inyectividad pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg	46
Tabla 16. Comparación de las modelaciones pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg.....	47
Tabla 17. Comparación de índices de inyectividad pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg	47
Tabla 18. Comparación de las modelaciones pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg.....	47

1. Resumen.

El campo geotérmico San Jacinto Tizate - Nicaragua, está ubicado en la zona occidental a 75 kilómetros al Norte de la capital con una extensión de 6 kilómetros, entro en operación comercial en el año 2005 con la puesta en marcha de 2 unidades a contrapresión de 5 MW 2x5.

En Noviembre 2011 entra en operación la primera unidad a condensación de 38.5 MW, en mayo del 2012 salen de servicio las 2 unidades a contrapresión por efecto de la entrada de la unidad a condensación y en diciembre del 2012 entra en operación la segunda unidad a condensación de 38.5 MW.

En el presenta trabajo se han analizado las diferentes pruebas realizadas en los pozos geotérmicos durante la perforación, calentamiento y evaluación con énfasis en pozos multilaterales, con el fin de evaluar las características termo hidráulicas en este tipo de pozos.

Para este análisis se seleccionaron dos pozos multilaterales SJ9-3 y SJ12-3 y las pruebas analizadas fueron las siguientes: registros de pérdidas de circulación, pruebas de inyectividad, registros estáticos, registros dinámicos y las pruebas de producción.

En las pruebas de inyectividad el agua es bombeada al interior del pozo a régimen constante, el incremento en la presión es medida en función del tiempo, como producto del incremento en el nivel del agua al interior del pozo. Este proceso se repite para varios caudales al final se detiene el bombeo y el pozo queda en condiciones estáticas por un periodo aproximado de 12 horas. Entonces podemos decir que el índice de inyectividad es: la relación entre un delta de caudal y un delta de presión y que este parámetro está muy relacionado con la capacidad de absorción de un pozo a una presión determinada, el propósito de esta prueba es determinar la permeabilidad, el factor de daño y la transmisividad.

Para este análisis se utilizaron los siguiente softwares que se mencionan a continuación, Excel, Saphir y el simulador HOLA, estos softwares se utiliza para analizar datos dinámicos, pruebas de presión transitoria y simulaciones en pozos geotérmicos en muchos campos del mundo.

Los resultados de las pruebas de inyectividad ejecutadas en SJ9-3 Fork Leg y piernas combinadas no muestran mejora en la capacidad de absorción del pozo, al contrario de los resultados de las pruebas de inyectividad ejecutadas en SJ12-3 Fork Leg y piernas combinadas muestran una considerable mejora en la capacidad de absorción del pozo de **7.54 thp/bar**.

En conclusión perforar un pozo multilateral puede mejorar la capacidad del pozo pero esta segunda pierna podría provocar un comportamiento cíclico en la presión de cabezal, por lo tanto afecta la producción de masa de vapor, masa liquida y la generación en la central geotérmica causando inestabilidad en la producción.

2. Introducción.

Modelo conceptual geotérmico San Jacinto – Tizate, es mostrado en la Figura 1 en donde se representan los elementos principales del sistema geotérmico. El campo está ubicado en el flanco occidental del complejo volcánico San Jacinto y Santa Clara, la fuente de calor del sistema geotérmico proviene de un intrusivo de origen magmático, el sistema se centra en la zona del Tizate donde el modelo indica que se encuentra la zona de ascenso de fluidos. En esta zona se encuentran las fallas principales con dirección NE – SO estas son las fallas productoras del campo que se encuentran delimitadas al oeste por fallas secundarias con dirección E –O y al este el sistema está delimitado por un intrusivo.

La zona de recarga del sistema se encuentra en la parte más alta de la zona en La Joya y La Bolsa, el sistema descarga hacia el sur en la zona de los hervideros.

En el campo se han perforado pozos donde evidencian 3 reservorios a diferentes profundidades:

- 1- El primer reservorio es somero entre 500 – 1000 m
- 2- El segundo reservorio se encuentra entre 1500 – 1700 m
- 3- Reservorio más profundo entre 2000 – 2500 m.

En los pozos perforados se han medidos temperaturas máximas de hasta 312 C° y las profundidad de los pozos es de 700 hasta 2500 metros de profundidad.

El sistema geotérmico es de líquido dominante con PH neutro y las concentraciones de cloruros alrededor de las 3000 ppm.

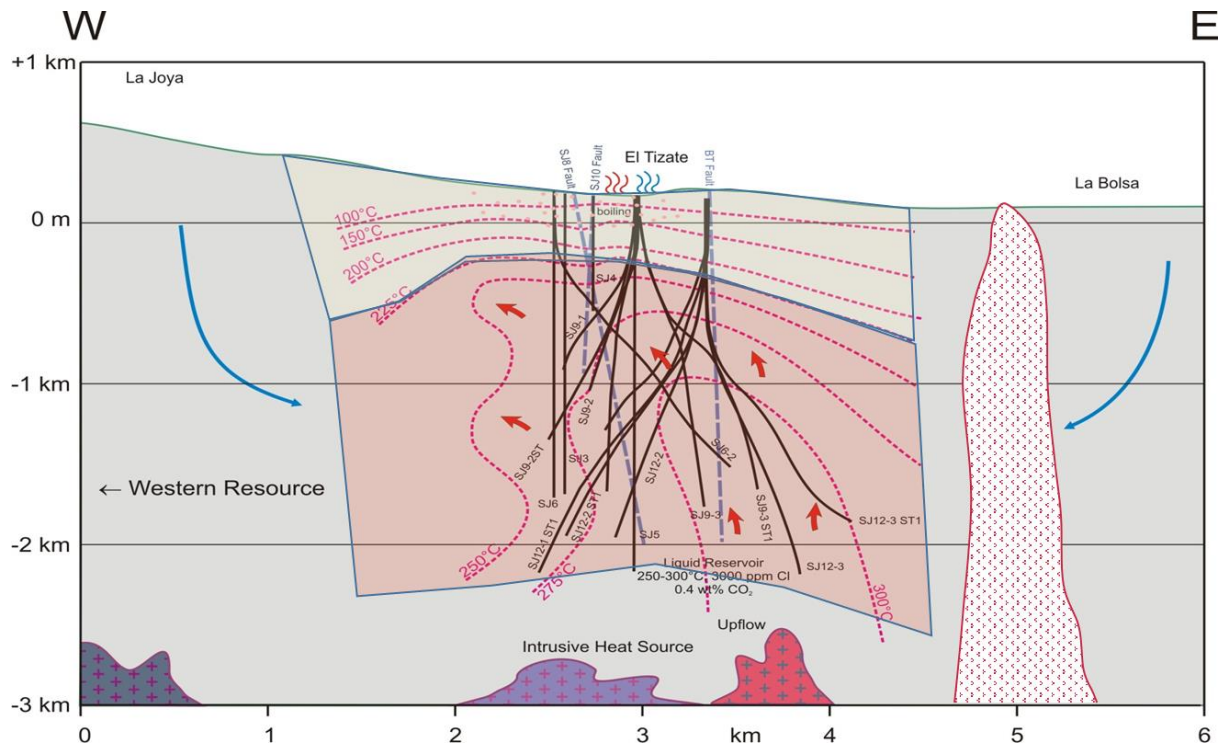


Figura 1. Modelo geotérmico San Jacinto Tizate

3. Planteamiento del problema.

Falta de conocimiento y de análisis sobre el comportamiento cíclico en la producción de pozos geotérmicos multilaterales, ya que es la primera vez en la que se utiliza esta tecnología multilateral en Nicaragua.

4. Justificación del estudio.

Mejorar las condiciones de producción de pozos multilaterales, encontrando el punto óptimo de operación y recomendar intervenciones o cambiar las técnicas de perforación utilizadas.

5. Objetivos.

5.1 General.

- ✓ Establecer métodos para la evaluación de un pozo geotérmico mediante el análisis e interpretación de las pruebas realizadas y caracterización del reservorio, con énfasis en pozos multilaterales.

5.2 Específicos.

- ✓ Determinar parámetros termo hidráulico del pozo desde la perforación hasta la evaluación.
- ✓ Evaluar los registros termodinámicos estáticos y dinámicos en los pozos geotérmicos.
- ✓ Evaluar el potencial de pozos productores a través de descargas.
- ✓ Analizar el comportamiento cíclico en pozos multilaterales.

6. Antecedentes de pozos multilaterales.

La perforación de pozos multilaterales se ha venido realizando de manera exitosa en campos geotérmicos de México (Los Humeros) Estados Unidos (Los Geysers) entre otros. El objetivo de perforar un segundo agujero en un mismo pozo es bajar los costos de perforación.

En este trabajo se presentan los criterios para la selección de pozos candidatos para un segundo agujero, considerando el estado mecánico de los mismos, los objetivos geológicos, la distancia entre pozos, sus características de producción y sus condiciones termodinámicas.

A continuación se mencionan los criterios más importantes:

- a) las condiciones mecánicas actuales de las tuberías de revestimiento del pozo, que en principio permitan la construcción de un nuevo agujero y proporcionen una producción importante a largo plazo.
- b) los objetivos estructurales que podrían atravesarse con un nuevo agujero.
- c) una distancia mínima entre las zonas productoras de los agujeros del pozo que resulte suficiente para minimizar los efectos de interferencia.
- d) una producción actual del pozo mínima o nula, para poner en riesgo la menor cantidad posible de vapor durante la perforación bilateral.
- e) la factibilidad de la perforación direccional.
- f) otros factores, como la acidez que pudiera presentarse en la zona donde se localiza el pozo, o la necesidad de limpiar frecuentemente el pozo debido a incrustación en sus tuberías. *(1 Comisión Federal de Electricidad México 1998)*

Otras consideraciones de acuerdo a la literatura existente, se definieron tres condiciones para la selección de yacimientos en los que esta tecnología multilateral resultaba aplicable:

- a) Yacimientos de vapor dominante.

- b) Yacimientos no sobre-explotados.
- c) Yacimiento con roca no deleznable.

Un pozo multilateral se puede definir como aquel en el que a partir de un mismo agujero superficial, se tiene acceso con más de un agujero a uno o varios horizontes productivos.

Los agujeros de pozos multilaterales planeados (ML) son parte de las prácticas modernas de terminación de pozos, y permiten una producción simultánea desde dos o más zonas sin el costo adicional del agujero superior y de las instalaciones superficiales. El segundo agujero y los subsiguientes se pueden perforar a un 30% del costo original. Este método de perforación es aplicable sólo a yacimientos con buena estabilidad mecánica. (*2 GeothermEx informe para CFE, 2006*)

7. Alcances.

a). Interpretación de las pruebas especiales que se realizan desde la perforación hasta la evaluación de descarga en pozos geotérmicos multilaterales, perforados en el campo geotérmico San Jacinto Tizate – Nicaragua.

b). Determinar las ventajas y desventajas de perforar pozos multilaterales, en base a experiencias en el campo San Jacinto Tizate – Nicaragua.

El siguiente cuadro, muestra las pruebas especiales que serán utilizadas:

Pruebas	Perforación	Calentamiento	Evaluación	Monitoreo
Temperatura de formación	X			
Perdidas de circulación	X			
Prueba de inyektividad	X			
Perfiles PTS	X	X	X	X
Pruebas de producción			X	X
Well testing			X	X
Pruebas de interferencia			X	X

8. Marco teórico.

Concepto y clasificación de las pruebas que se realizan en las diferentes etapas de un pozo geotérmico.

8.1 Pruebas durante la perforación.

Temperatura de formación. Los registros de temperatura de formación consisten en conocer la temperatura que tenía la formación antes de la llegada de la barrena y se realiza durante la perforación antes de encontrar pérdidas totales. Esta prueba es un Build up de temperatura y puede programarse para 6 – 8 horas de monitoreo de la recuperación térmica para obtener datos confiables.

Registros de pérdidas de circulación. Este tipo de registros se realiza durante la perforación de pozos para identificar las zonas permeables, se baja el instrumento de medición a un caudal de inyección constante y después se analizan los datos.

Pruebas de Inyectividad. En las pruebas de inyectividad el agua es bombeada al interior del pozo a régimen constante, el incremento en la presión es medida en función del tiempo, como producto del incremento en el nivel del agua al interior del pozo. Este proceso se repite para varios caudales al final se detiene el bombeo y el pozo queda en condiciones estáticas por un periodo aproximado de 12 horas. Entonces podemos decir que el índice de inyectividad es: la relación entre un delta de caudal y un delta de presión y que este parámetro está muy relacionado con la capacidad de absorción de un pozo a una presión determinada, el propósito de esta prueba es determinar la permeabilidad, el factor de daño y la transmisividad.

Registros de presión y temperatura. Durante la perforación se realizan registros de presión y temperatura para monitoreo de los parámetros termodinámicos del pozo.

8.2 Pruebas durante el calentamiento

Registros de presión y temperatura. Después de finalizada la perforación se realizan los registros de presión y temperatura para monitorear la recuperación térmica del pozo, para estos registros se elabora un programa de registros que pueden ser el primer registros a las 24 horas después del cierre de la válvula maestra el próximo a los 2 días y después se pueden realizar 2 registros por semana hasta que se estabilicen las condiciones termodinámicas del pozo.

8.3 Pruebas durante la evaluación.

Pruebas de producción. Las pruebas de producción se realizan una vez que las condiciones termodinámicas del pozo están estabilizadas y consiste en descargar el pozo a un silenciador para medir su potencial a través del método Russel James, con este método se puede medir el flujo de vapor, agua y la entalpía por lo tanto los MW.

Registros de presión, temperatura y spinner. Durante la descarga del pozo se realizan registros dinámicos de presión, temperatura y spinner, para conocer las condiciones termodinámicas del pozo en estado dinámico. En estos registros se conocen las zonas de alimentación, el nivel dinámico y el punto de flasheo del pozo.

Pruebas de interferencias. Este tipo de prueba consiste en monitorear uno o varios pozos durante la apertura de un pozo para ver si existe comunicación entre ellos.

8.4 Pruebas durante el monitoreo.

Registro de presión y temperatura estática. Este tipo de registros se realizan con el pozo cerrado después de haber estado en operación por un tiempo y consiste en medir las condiciones termodinámicas del pozo en estado estático comparándola con el historial del pozo, como parte del monitoreo de campo.

Registros de presión y temperatura dinámica. Los registros dinámicos se realizan cuando el pozo está conectado a producción o descargándose a un silenciador, con el objetivo de medir las condiciones termodinámicas del pozo en estado dinámico, como parte del monitoreo de campo.

Pruebas de producción. Estas pruebas se deben realizar una vez al año, se desconecta el pozo de la línea de producción y se deriva a un silenciador para medir su potencial y comparar con lo reportado en la central geotérmica.

8.5 Pruebas transitorias de presión.

Este tipo de pruebas consisten en la perturbación del reservorio obteniendo una repuesta del mismo, analizando la repuesta se pueden deducir propiedades del reservorio.

De las pruebas transitorias de presión se puede obtener la siguiente información:

- 1- Factor de daño (skin)
- 2- Permeabilidad promedio

3- Heterogeneidades, fracturas, tipos de flujos.

4- Fronteras del reservorio.

5- Descripción del pozo y del reservorio.

Las últimas tres se pueden obtener de pruebas de presión con larga duración días o semanas.

Incremento de la presión (Build up). El pozo produce a un caudal constante por algún tiempo días o meses, después se cierra y se mide el incremento de la presión en el tiempo $P_{wf}(t)$ durante algunas horas o días. El cambio en la P_{wf} es máximo al inicio del cierre, luego tiende a estabilizarse. Si la k es baja la prueba debe ser más larga.

Decremento de la presión (Drawdown). El pozo se cierra durante el tiempo necesario hasta que logre una presión estática en la formación. Luego se abre a un caudal constante durante un tiempo horas o días, la presión declina esta se registra y analiza, la caída de P_{wf} es máxima al inicio después se estabiliza.

Inyección y caída de presión (Falloff). Se inyecta agua al pozo a un caudal constante durante un cierto tiempo, hasta que alcanza una presión de inyección estable, luego se interrumpe la inyección y la presión comienza a declinar (falloff), lo cual se registra y analiza.

Spinner: es un impulsor que se utiliza para medir la velocidad del fluido, el flujo causa que el impulsor gire con la frecuencia que es proporcional a la velocidad relativa entre la herramienta y el fluido.

$$V_f = V_t - C * f$$

Donde V_f es la velocidad del fluido, V_t es la velocidad de la herramienta, y C es el campo del impulsor en metros por ciclo. Se supone que el spinner mide una velocidad del fluido representativo. Si se desvía el pozo, la herramienta debe ser centralizada, ya que de lo contrario se encontrará en la parte inferior y no puede medir un valor representativo. (*Malcolm A. Grant, Geothermal Reservoir Engineerin, 2011*)

9. Análisis del problema.

9.1 SJ19-3/ SJ9-3 Fork Leg.

El pozo SJ9-3 fue perforado del 24 de mayo – 21 de agosto del 2010, con una profundidad total de 1675 metros y con tubería de producción de 13 3/8” y con un liner de producción de 9 5/8”, en julio del 2011 se llevó a cabo una estimulación acida para

mejorar la producción de vapor, obteniendo como resultado un incremento en la presión de cabezal.

En septiembre 2011 durante la ejecución de una prueba de presión Buildup, se perdió en el pozo una herramienta K10, 2 barras de peso y 1676 metros de cable, sin embargo no hubo intento de pescar el cable y la herramienta, conectando el pozo a la línea de producción con un comportamiento cíclico en su operación.

En agosto 2013 se realizó un workover con el objetivo de mejorar la producción de vapor e incrementar la potencia en planta, el programa de remediación consistía en pescar el cable, las barras de peso y la herramienta K10, profundización del agujero original y en la perforación de un agujero adicional dentro del mismo pozo (fork leg) todas estas actividades se realizaron con éxito, después del workover el pozo quedó con una profundidad de 1980 metros y entre los 700 -711 metros se abrió la ventana para el segundo agujero y se perforó hasta los 1817 metros.

En enero 2014 se realizó otra intervención en el pozo para perforar una obstrucción que se detectó a los 1524 metros en el agujero original, esta obstrucción no permitía que el pozo original fluyera.

De la perforación del 2010 no se tienen datos por esta razón solamente analizaremos las pruebas del workover del 2013. La terminación del pozo es mostrado en la Figura 2. (*Informe interno Polaris Energy Nicaragua S, A.*)

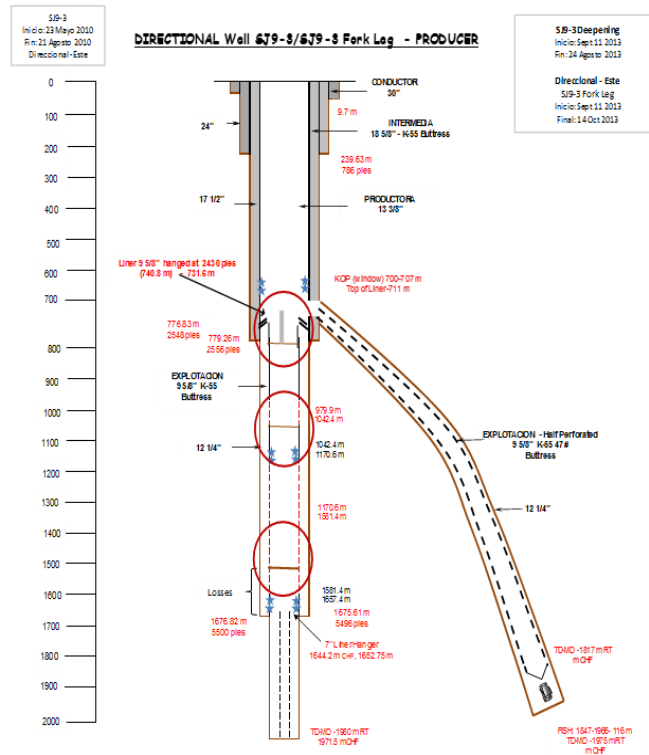


Figura 2. Perfil pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg

En la Tabla 1. Se muestran las pruebas disponibles para el análisis del pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg.

Pruebas SJ9-3					
Fecha	Prueba II	WLS	Reg Estatico	Reg Dinamicos	Observaciones
					Pozo perforado en Mayo 2010
					WO2 Agosto 2013
07-sep-13					
09-sep-13		X			
03-oct-13					
09-oct-13	X				Fork leg
21-oct-13					
					WO3 Enero 2014
11-ene-14	X				Prueba de agujeros combinados
17-feb-14			X		
20-feb-14			X		
25-feb-14					
09-mar-14				X	
17-mar-14				X	

Tabla 1. Pruebas disponibles para el análisis pozo SJ9-3

9.2 SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg.

El pozo SJ12-3 fue perforado del 14 de julio – 24 de agosto del 2011, con una profundidad total de 2390 metros y con tubería de producción de 13 3/8” y con un liner de producción de 9 5/8, el pozo se conectó a línea de producción con un aporte de 5 MW.

De octubre 2013 – Enero 2014 se realizó un workover con el objetivo de mejorar la producción de vapor e incrementar la potencia en planta, el programa de remediación consistía en la profundización del agujero original y en la perforación de un agujero adicional dentro del mismo pozo (fork leg), después del workover el pozo quedo con una profundidad de 2496 metros y a los 914 metros se abrió una ventana para la segunda pierna que se perforo hasta los 2467 metros.

El 08 de diciembre 2013 se realizó una prueba de inyectividad al SJ12-3 fork leg y el 26 de este mismo mes se realizó otra prueba de inyectividad con las piernas combinadas, estas dos pruebas son las que analizaremos para comparar si la capacidad del pozo mejoro después perforar la segunda pierna.

De la perforación del 2011 no se tienen datos por esta razón solamente analizaremos las pruebas del workover 2013. La terminación del pozo es mostrado en la Figura 3. *(Informe interno Polaris Energy Nicaragua S, A.)*

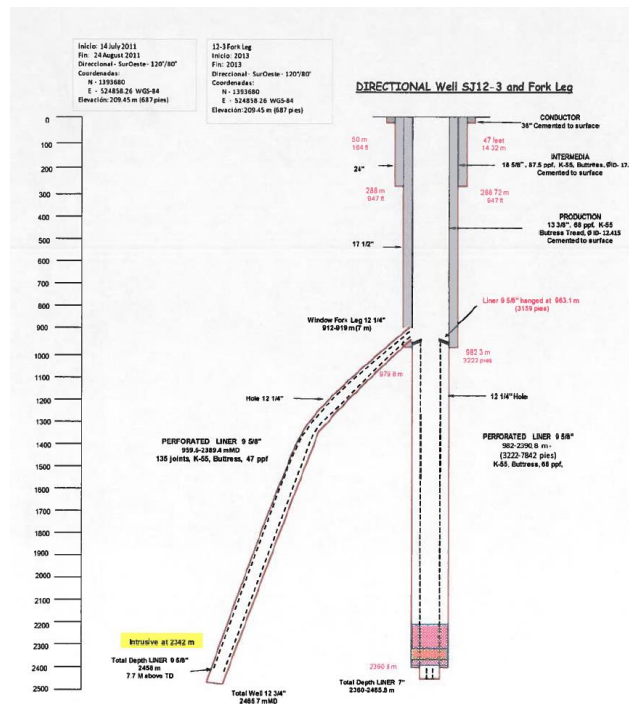


Figura 3. Perfil pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg

En la Tabla 2. Se muestran las pruebas disponibles para el análisis del pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg.

Pruebas SJ12-3						
Fecha	PBU	Prueba II	WLS	Reg Estatico	Reg Dinamicos	Observaciones
						Pozo perforado en Agosto 2011
30-nov-11				X		
						WO Octubre 2013
08-dic-13		X				
26-dic-13		X				
09-ene-14				X		
15-ene-14				X		
20-ene-14				X		
26-ene-14				X		

Tabla 2. Pruebas disponibles para el análisis pozo SJ12-3

10. Metodología.

Para este estudio se seleccionaron dos pozos multilaterales del campo geotérmico San Jacinto Tizate - Nicaragua, SJ9-3/SJ9-3 fork leg y SJ12-3/SJ12-3 fork leg, a través de las pruebas realizadas durante la perforación calentamiento y evaluación, se caracterizan los parámetros termo hidráulico de cada pozo. Para este análisis se utilizaron los softwares que se mencionan a continuación, Excel, Saphir y el simulador

HOLA, estos softwares se utiliza para analizar datos dinámicos, pruebas de presión transitoria y simulaciones en pozos geotérmicos en muchos campos del mundo.

Breve descripción de los softwares.

Excel: Microsoft Excel es una aplicación distribuida por Microsoft Office para hojas de cálculo. Este programa es desarrollado y distribuido por Microsoft, este software permite crear tablas, calcular y analizar datos. Este tipo de software se denomina software de hojas de cálculos.

Kappa Saphir: KAPPA es una compañía de diseños de software de ingeniería este software es utilizado en la industria geotérmica y petrolera para el análisis de los datos de pruebas transitorias y datos dinámicos, con su oficina central de desarrollo en Francia, KAPPA capacita a cientos de ingenieros cada año en diferentes disciplinas. Además da servicios de consultoría en análisis de datos dinámicos, transitorios, datos de producción y modelaciones.

HOLA: es un simulador que reproduce la presión y la temperatura del flujo medido en descarga de pozos y determina la contribución relativa de cada zona de alimentación para una condición de descarga dada, el simulador puede manejar flujos individuales y en dos fases resuelve numéricamente el diferencial con las ecuaciones que describen el flujo de energía, masa y cantidad de movimiento en estado estacionario en un tubo vertical.

El código permite múltiples zonas de alimentación, espaciado de la cuadrícula variable y radio. El código fue desarrollado en el lenguaje de programación Fortran y hace ejecutable en PC para el compilador Fortran Microsoft.

El simulador es consistente con las unidades del sistema SI en todos los cálculos excepto para la presión

HOLA, fue desarrollado en Islandia y es parte de una paquetería utilizada para análisis de pozos, fue desarrollado por: *Grimur Bjornsson, Pordur Arason, and Gudmundur S. Bodvarsson.*

11. Análisis del problema.

Alcances del proyecto.

Durante las pruebas obtenemos los datos necesarios para evaluar cada etapa del pozo, con base a esta información se podrá ajustar la tasa óptima de producción.

El diagrama de espina de pescado mostrado en la Figura 4, es también conocido como el diagrama de causa - efecto es una herramienta útil que facilita el análisis de problemas y sus soluciones donde el efecto se coloca en un rectángulo en la parte derecha, en este caso el efecto es lo que se quiere lograr, en el eje central horizontal se colocan las causas a analizar.

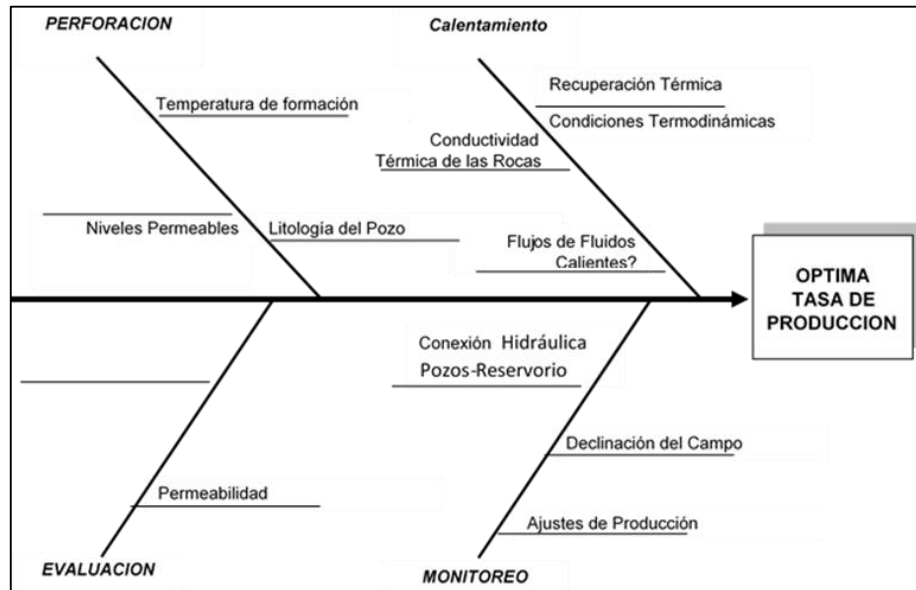


Figura 4. Diagrama de pruebas

12. Análisis de datos.

Los datos de las pruebas han sido procesado e interpretados utilizando los siguientes software Excel, Saphir y HOLA, iniciaremos con el análisis de las pruebas realizadas en el pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg. Para este pozo las pruebas disponibles para su análisis son las siguientes:

- 1 – Registros de pérdidas de circulación.
- 2 – Pruebas de inyectividad.
- 3 – Registros estáticos.
- 4 – Registros dinámicos.
- 5 – Pruebas de producción.

12.1 Registros de pérdidas de circulación.

En la Figura 5. Se muestran perfiles de registros de pérdidas de circulación a diferentes caudales de inyección, el perfil de bajada con inyección de agua muestra la zona permeable a los 1600 – 1700 metros de profundidad y el perfil sin inyección muestra 3 zonas permeables, las primer zona es de los 450 – 700 metros, la segunda se muestra a los 1500 metros y una tercera zona a los 1900 metros de profundidad.

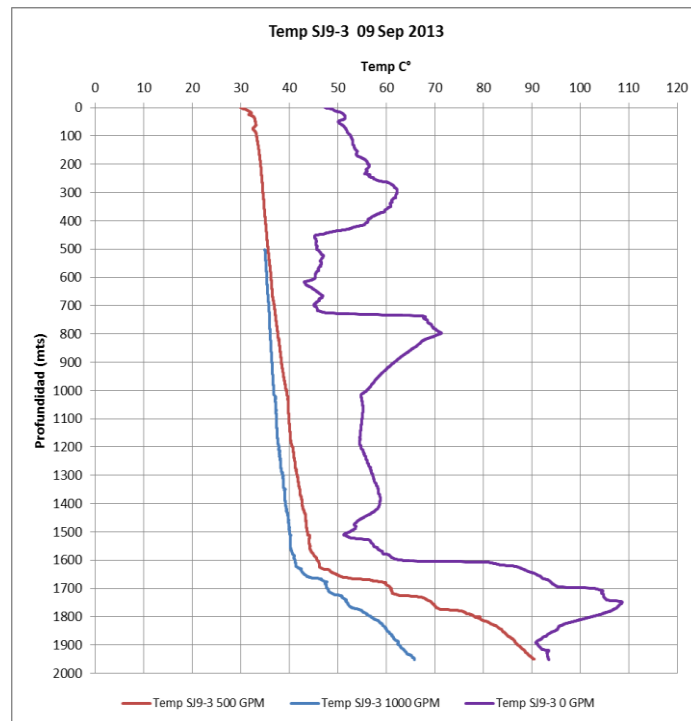


Figura 5. Perfil de temperatura perdida de circulación pozo SJ9-3.

En la Figura 6. Se muestra el registro de presión donde se puede observar que el nivel del agua con inyección se encuentra aproximadamente a los 300 metros y sin inyección el nivel bajo aproximadamente a 450 metros

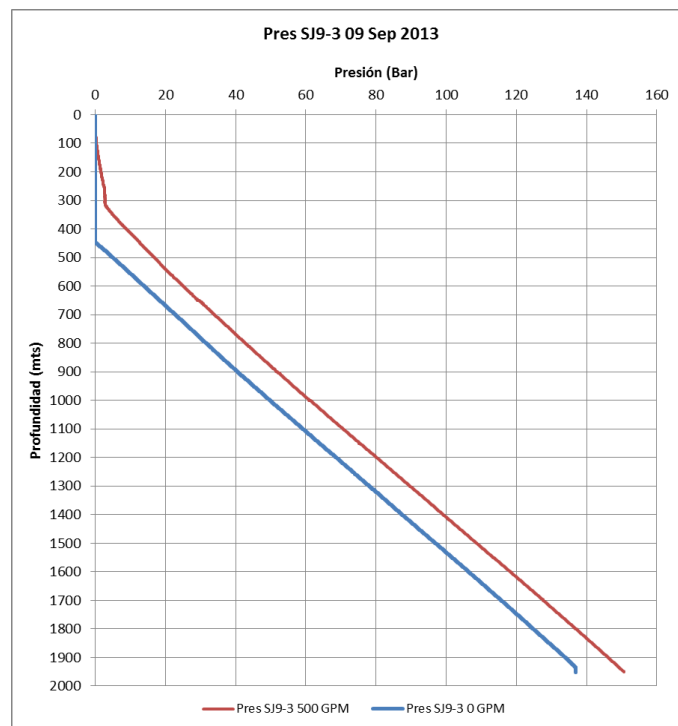


Figura 6. Perfil de presión perdida de circulación pozo SJ9-3

12.2 Pruebas de inyectividad

En la Figura 7, se muestra una prueba de inyectividad realizada en el SJ9-3 fork leg el 09 de octubre 2013, la prueba fue programada a 3 diferentes caudales de inyección, 500, 900, 1215 galones por minuto y el falloff se monitoreo durante 6 horas, el instrumento de medición k10 ubicado a los 1250 metros.

Datos procesados con Excel.

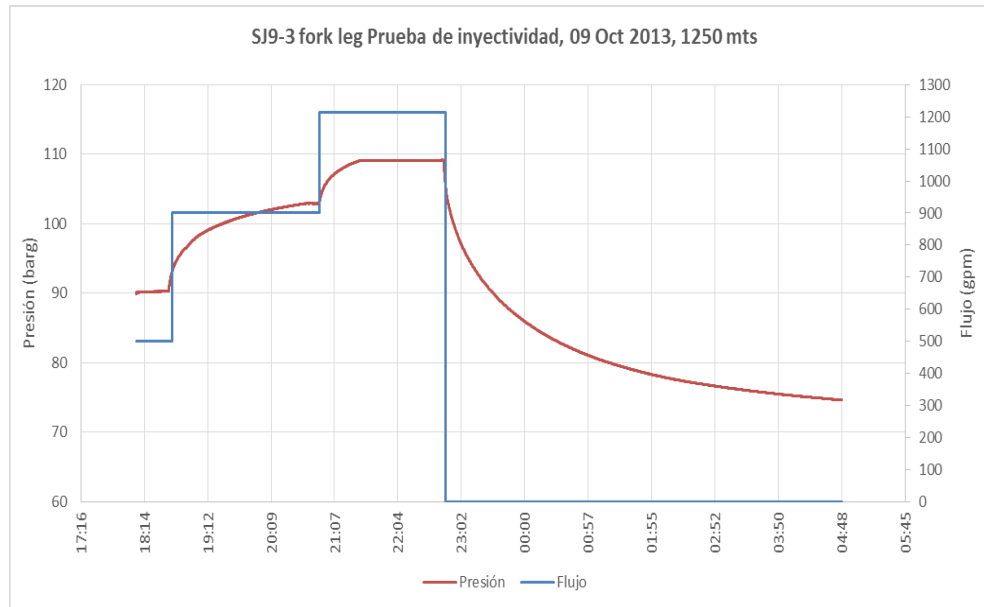


Figura 7. Calculo índice de inyectividad pozo SJ9-3, 09 oct 2013

En este análisis se calculó el índice de inyectividad que es igual a: $II = \Delta Q / \Delta P$, el promedio de la diferencia de caudales entre el promedio de la diferencia de flujo obteniendo los siguientes resultados = 8.58 tph/bar como se muestra en la Tabla 3 y el resultado de la pendiente graficando en Excel los tres puntos flujo vs presión dio el siguiente resultado = 8.38 tph/bar, tal como se muestra en la Figura 8.

SJ9-3 frok leg Prueba de inyectividad, 09 Octubre 2013, 1250 mts							Promedio	
Convertir de gpm - tph	gpm	Bar	tph	ΔQ	ΔP	$\Delta Q / \Delta P$	ΔQ	ΔP
4592.7	275562	500	90.21	113.4	90.72	12.59	81.05	9.44
	275.562	900	102.8	204.12	71.38	6.3		
		1215	109.1	275.5			8.59	

Tabla 3. Calculo índice de inyectividad pozo SJ9-3, 09 oct 2013

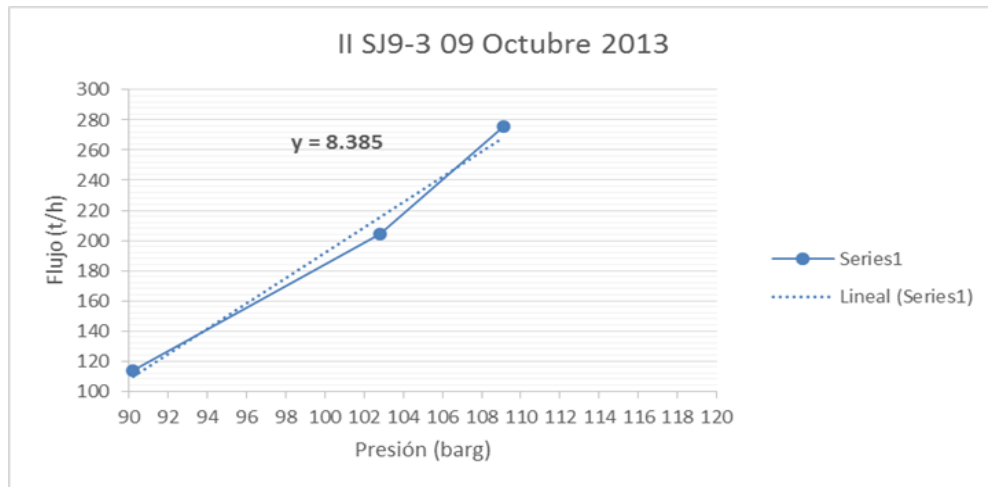


Figura 8. Índice de inyectividad pozo SJ9-3, 09 oct 2013

La siguiente es una prueba de inyectividad del mismo pozo SJ9-3 con las piernas combinadas, analizaremos si la capacidad del pozo mejoro con la perforación de la segunda pierna.

En la Figura 9, se muestra otra prueba de inyectividad realizada en el SJ9-3 piernas combinadas el 11 de enero 2014, la prueba fue programada a 3 diferentes caudales de inyección, 500, 900, 1100 galones por minuto y el fall off se monitoreo durante 6 horas, el instrumento de medición k10 ubicado a los 550 metros.

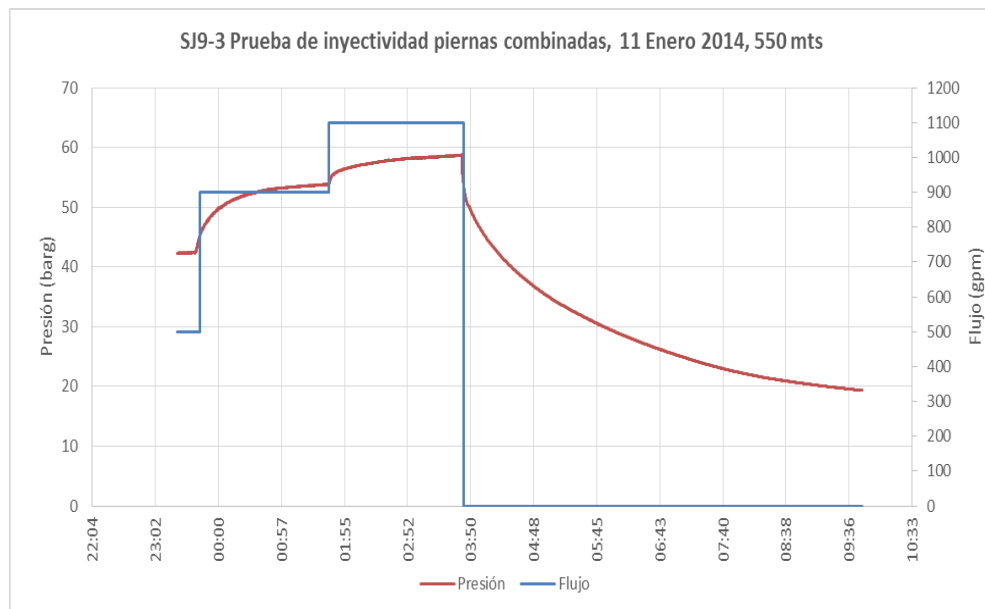


Figura 9. Prueba de inyectividad pozo SJ9-3, 11 ene 2014

En este análisis se calculó el índice de inyectividad que es igual a: $II = \Delta Q / \Delta P$, obteniendo los siguientes resultado: el promedio de la diferencia de caudales entre el promedio de la diferencia de flujo = 8.38 tph/bar como se muestra en la Tabla 4 y el resultado de la pendiente graficando en Excel los tres puntos flujo vs presión dio el siguiente resultado = 8.29 thp/bar, tal como se muestra en la Figura 10.

SJ9-3 Prueba de inyectividad piernas combinadas, 11 Enero 2014, 550 mts							Promedio	
Convertir de gpm - tph	gpm	Bar	tph	ΔQ	ΔP	$\Delta Q / \Delta P$	ΔQ	ΔP
3402	204120	500	113.4	90.72	11.46		68.21	8.14
	204.12	900	204.12	45.71	4.82			
		1100	249.83			8.38		

Tabla 4. Cálculo índice de inyectividad pozo SJ9-3, 11 ene 2014

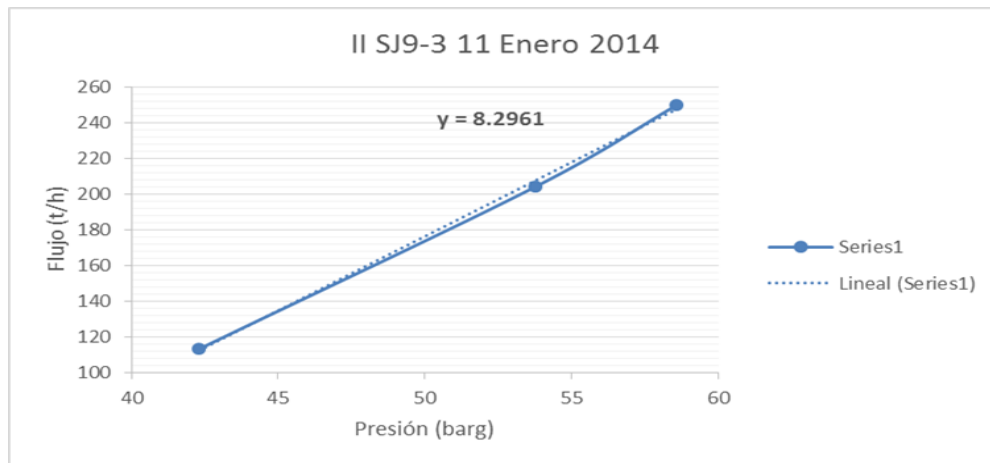


Figura 10. Índice de inyectividad pozo SJ9-3, 11 ene 2014

En la Tabla 5, se presenta la comparación de los índices de inyectividad del pozo SJ9-3 fork leg y piernas combinadas, analizando estos resultados el pozo no mejoró su capacidad de absorción.

SJ9-3 Comparación de II		
	Fecha	II
Fork leg	09-Oct-2013	8.38 tph/bar
Piernas comb	11-ene-14	8.29 tph/bar

Tabla 5. Comparación de índice de inyectividad pozo SJ9-3

Datos procesados con el Saphir.

En la Figura 11, se muestran los datos obtenidos de la modelación de la prueba de inyectividad realizada en el pozo SJ9-3 fork leg, el 09 de octubre 2013. Como se puede observar con este software obtenemos más información de la prueba y en la Figura 12 Se presentan los resultados de la modelación.

Results

Complete

Name	Value	Unit
Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Infinite	
Main Model Parameters		
TMatch	133	1/hr
PMatch	0.0183	1/bara
C	0.0484	m3/bar
Total Skin	-4.42	--
k.h, total	912	md.m
k, average	9.12	md
Pi	64.8774	bara
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.0484	m3/bar
Skin	-4.42	--
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	64.8774	bara
k.h	912	md.m
k	9.12	md
Derived & Secondary Parameters		
Delta Q	276	m3/hr
P @ dt=0	109	bara
Prod. Index	6.23299	[m3/hr]/bara
Rinv	22.6	m
Test. Vol.	16068.1	m3
Delta P (Total)	-241.799	bar
Delta P Ratio (-6.95195	Fraction

Rounded
 Exact

Close

Figura 11. Datos obtenidos de la modelación con el Saphir pozo SJ9-3, 09 oct 2013

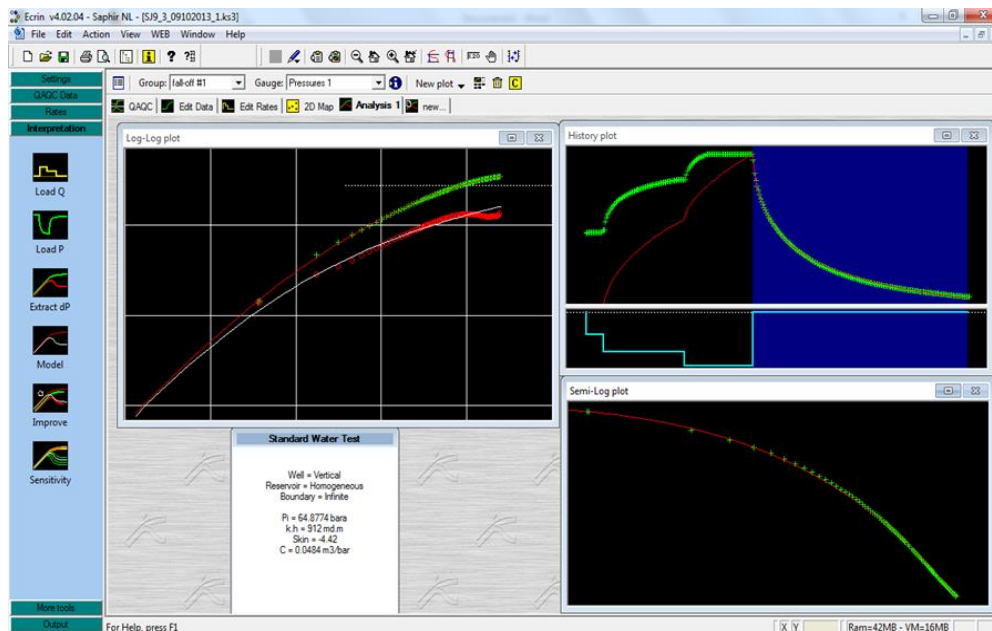


Figura 12. Modelación con el Saphir pozo SJ9-3, 09 oct 2013

En la Figura 13, se muestran los datos obtenidos de la modelación de la prueba de inyectividad realizada en el pozo SJ9-3 piernas combinadas, el 11 de enero 2014. Y en la Figura 14 Se presentan los resultados de la modelación.

results

Complete

Name	Value	Unit
Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Infinite	
Main Model Parameters		
TMatch	60.3	1/hr
Pmatch	0.0175	1/bara
C	0.0923	m3/bar
Total Skin	-4.25	--
k.h, total	787	md.m
k, average	7.87	md
Pi	10.2742	bara
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.0923	m3/bar
Skin	-4.25	--
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	10.2742	bara
k.h	787	md.m
k	7.87	md
Derived & Secondary Parameters		
Delta Q	250	m3/hr
P @ dt=0	58.7	bara
Prod. Index	5.16226	[m3/hr]/bara
Rinv	21	m
Test. Vol.	13870.9	m3
Delta P (Total)	-243.733	bar
Delta P Ratio (-6.46649	Fraction

Rounded
 Exact

Close

Figura 13. Datos obtenidos de la modelación con el Saphir pozo SJ9-3, 11 ene 2014

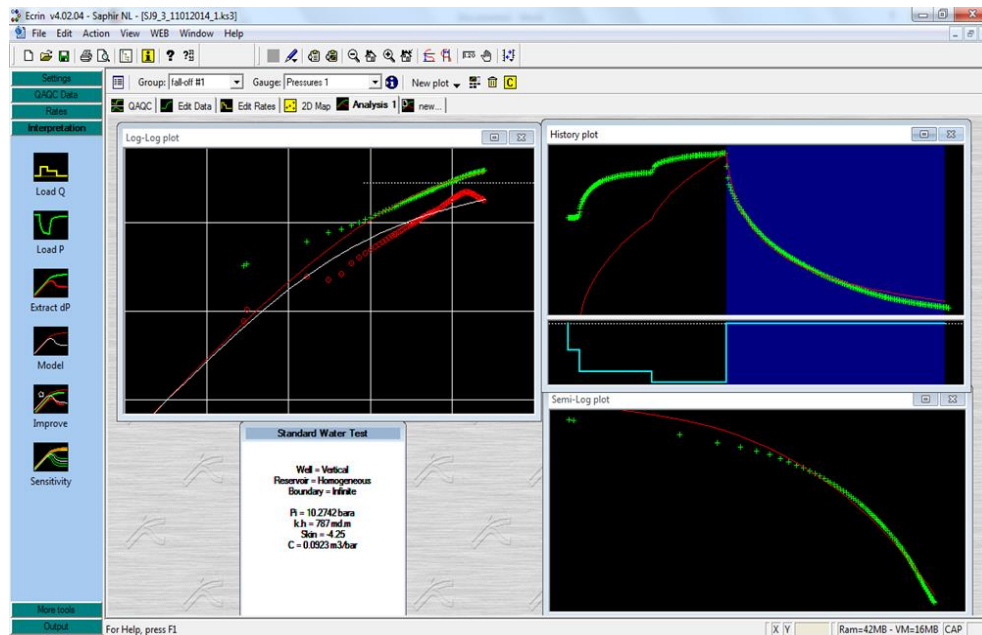


Figura 14. Modelación con el Saphir pozo SJ9-3, 11 ene 2014

En la Tabla 6, se presenta una comparación de las modelaciones pozo SJ9-3 fork leg y piernas combinadas.

SJ9-3/SJ9-3 FORK LEG				
	Fecha	kh	Skin	C
Fork leg	09-oct-13	912 md.m	-4.42	0.0484 m3/bar
Piernas combinadas	11-ene-14	787 md.m	-4.25	0.0923 m3/bar

Tabla 6. Comparación de las modelaciones pozo SJ9-3

12.3 Registros estáticos SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg.

En la Figura 15, se presentan 2 registros estáticos donde observamos la recuperación termodinámica del pozo, el 17 febrero de 2014 se midió una temperatura máxima de 298 C° y 110 bar, encontrando el nivel hidrostático aproximadamente a los 700 metros.

En la Figura 16, de fecha 20 de febrero de 2014 se midió una temperatura máxima de 290 C° y 110 bares, se observa una disminución de temperatura porque se despresurizo el pozo para poder realizar trabajos en superficie.

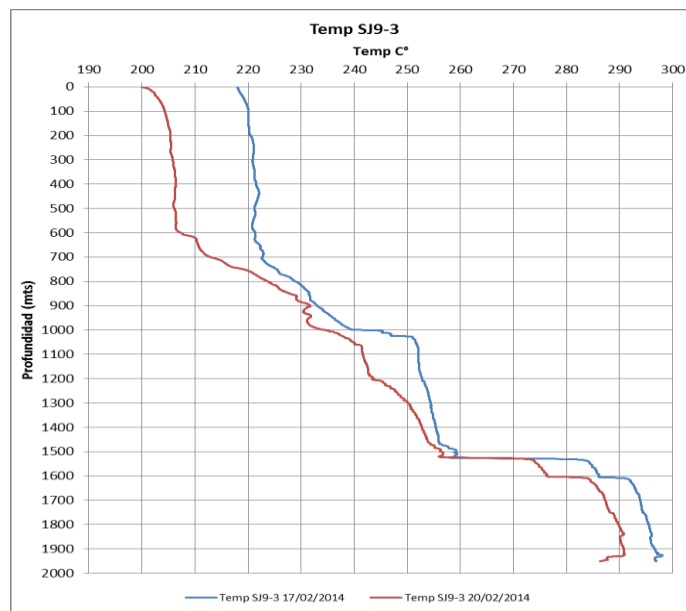


Figura 15. Perfil de temperatura estática pozo SJ9-3

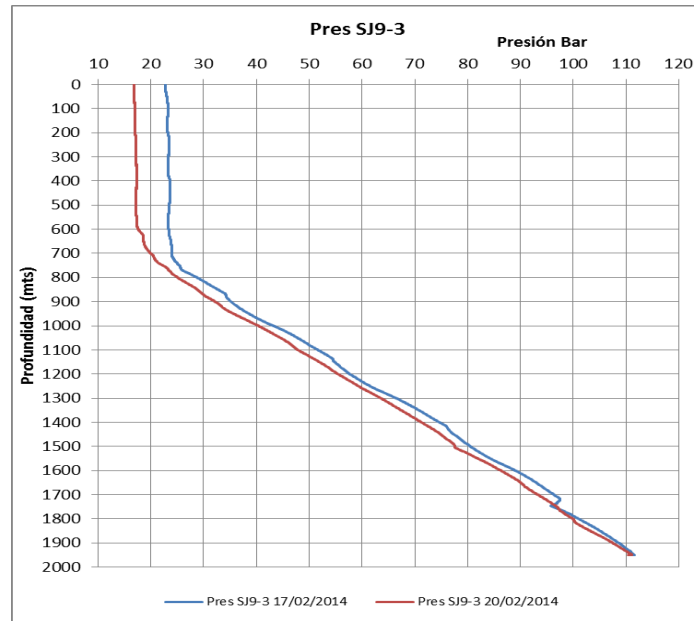


Figura 16. Perfil de presión estática pozo SJ9-3

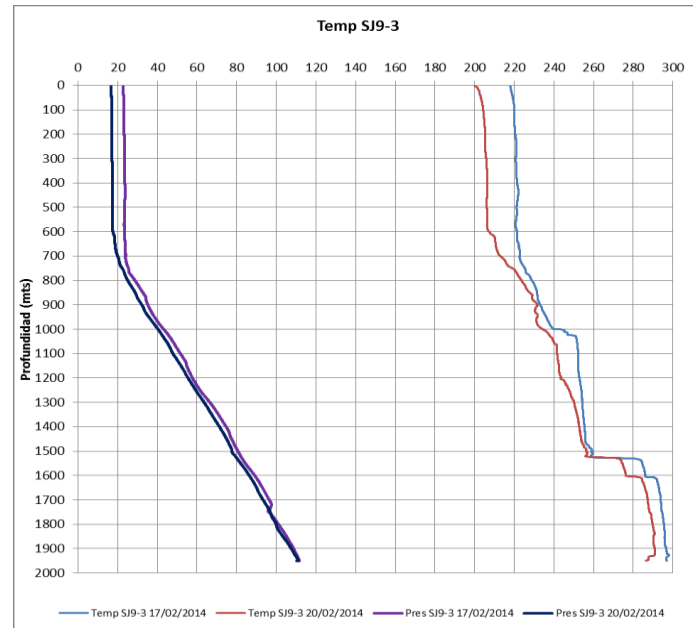


Figura 17. Perfil de presión y temperatura pozo SJ9-3

En la Tabla 7, observamos el resumen de los registros con los parámetros más importantes.

Pozo SJ9-3/ SJ9-3 FORK LEG		
	17/02/2014	20/02/2014
Temp WH	217 C°	200 C°
Pres WH	22.6 Bar	16 Bar
Temp max	298 C°	290 C°
Pres max	110 Bar	110 Bar
Nivel del agua	700 aprox	

Tabla 7. Parámetros importantes de los registros

12.4 Registros dinámicos SJ9-3/SJ9-3 FORK LEG

Para poder entender los registros dinámicos en pozos multilaterales es importante conocer el perfil de construcción del pozo.

Por la configuración del pozo como se muestra en la figura 18, solo podemos medir el agujero original, por lo tanto los registros que se presentan a continuación son de la pierna original.

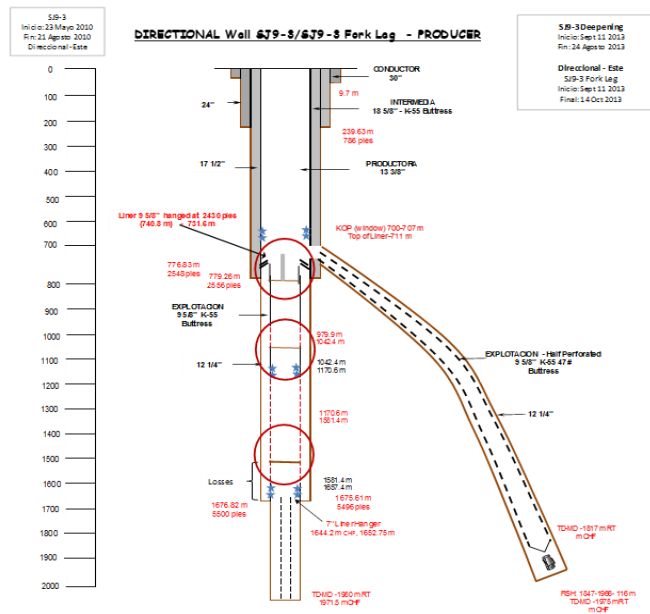


Figura 18. Perfil pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg

En la Figura 19, se observa un perfil dinámico con Spinner del pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg, en este registro el spinner muestra movimiento desde la superficie hasta los 820 metros, después de esta profundidad el spinner no mide movimiento de flujo. Esto nos indica que el pozo original no está aportando flujo, el 100% del movimiento que mide el spinner lo está aportando la segunda pierna (fork leg).

Spinner: es un impulsor que se utiliza para medir la velocidad del fluido, el flujo causa que el impulsor gire con la frecuencia que es proporcional a la velocidad relativa entre la herramienta y el fluido.

$$Vf = Vt - C * f$$

Donde V_f es la velocidad del fluido, V_t es la velocidad de la herramienta, y C es el campo del impulsor en metros por ciclo. Se supone que el spinner mide una velocidad del fluido representativo. Si se desvía el pozo, la herramienta debe ser centralizada, ya que de lo contrario se encontrará en la parte inferior y no puede medir un valor representativo.

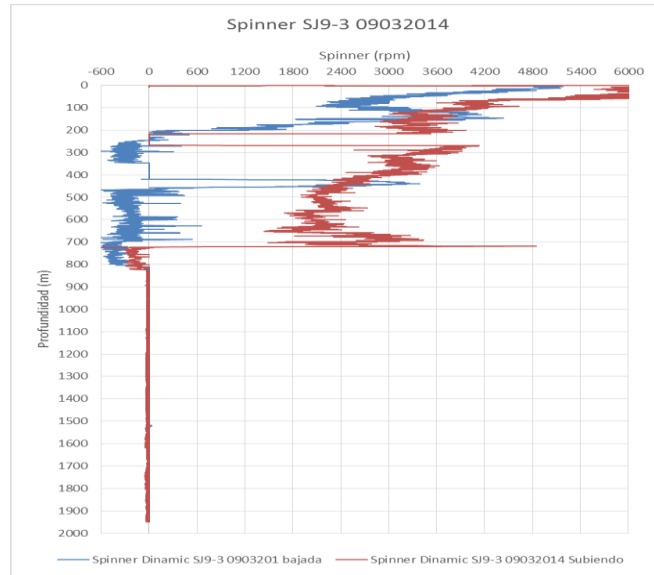


Figura 19. Perfil dinámico con Spinner pozo SJ9-3

En la Figura 20, se observa el perfil de presión durante la bajada y la subida, la cual indica una pendiente de líquido después de los 800 metros, con este perfil de presión se corrobora que en el pozo original no hay movimiento de flujo.



Figura 20. Perfil de presión dinámico pozo SJ9-3

Analizando con más detalle el comportamiento de este pozo durante el registro dinámico, el pozo se estaba descargando al silenciador y los datos de producción medidos se muestran en la Tabla 8.

Datos de producción SJ9-3 09032014, durante el reg				
Hora	Reg de bajada t/h		Reg de subida t/h	Fondo de Pozo t/h
10:30	Masa total	72		
	Masa V	51		
	Masa L	21		
	X	70		
11:20	Masa total	99		
	Masa V	44		
	Masa L	55		
	X	45		
11:40	Masa total			250
	Masa V			53
	Masa L			196
	X			22
12:00	Masa total			161
	Masa V			55
	Masa L			105
	X			35
13:00	Masa total		83	
	Masa V		52	
	Masa L		30	
	X		63	

Tabla 8. Datos de producción pozo SJ9-3, 09 mar 2014

El registro inicio a las 10:26 am con un flujo másico de descarga de 72 tph en el cabezal, a las 11:32 am estando en el fondo el instrumento de medición, en superficie el flujo másico de descarga aumento a 250 tph y por seguridad el instrumento se dejó en el fondo del pozo durante 36 minutos. Midiendo un abatimiento en la presión de fondo de aproximadamente de 10 bar, tal como se muestra en la Figura 21.

Según el análisis del perfil de presión este abatimiento en la presión de fondo de la pierna original la provoco el fork leg, ya que el nivel del agua en el registro de subida se detectó aproximadamente a la misma profundidad que lo detecto el registro de bajada.

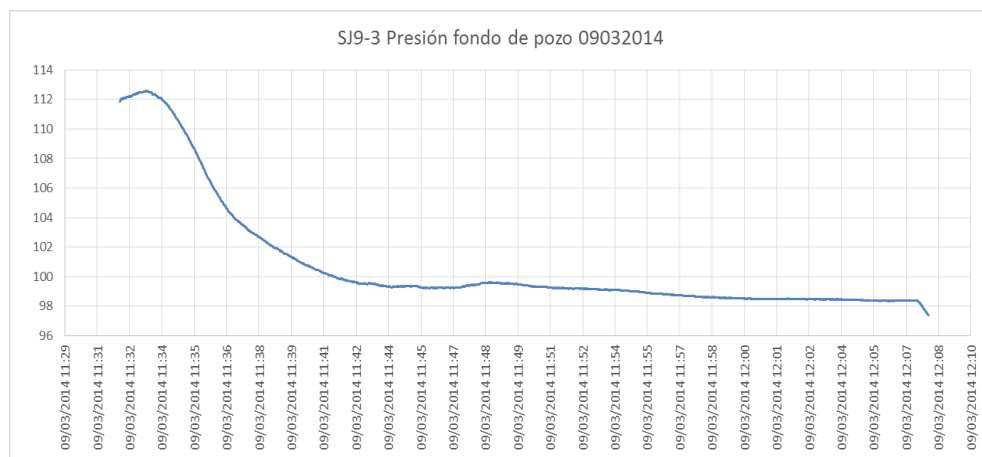


Figura 21. Presión de fondo pozo SJ9-3, 09 mar 2014

La Figura 22, se presenta una ampliación del perfil de presión, en el registro de bajada es donde no se define bien el nivel de agua aparentemente entre los 800 – 820 hay un proceso de ebullición.

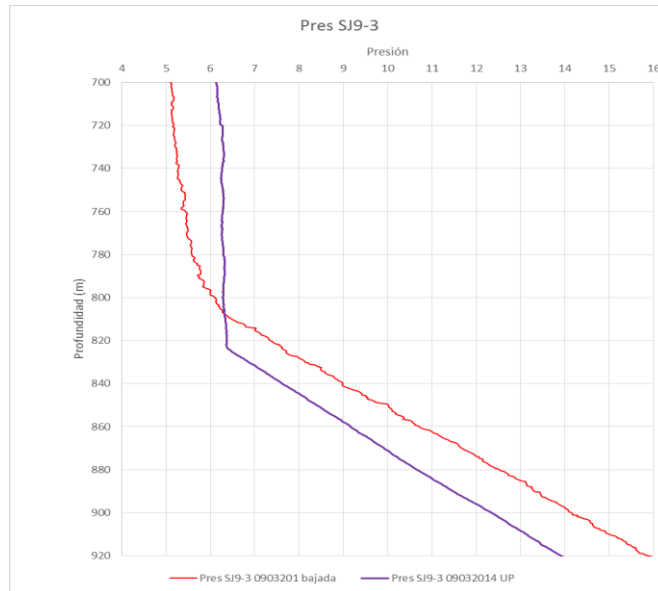


Figura 22. Perfil de presión dinámico ampliado pozo SJ9-3, 09 mar 2014

Continuando con el análisis del nivel en el registro de presión a la profundidad de 800 metros, durante la bajada se detectó un proceso de ebullición, realizando el análisis de las presiones y la temperatura se calculó la densidad y el nivel líquido inicia exactamente a los 814 metros, esto se presenta en la Figura 23.

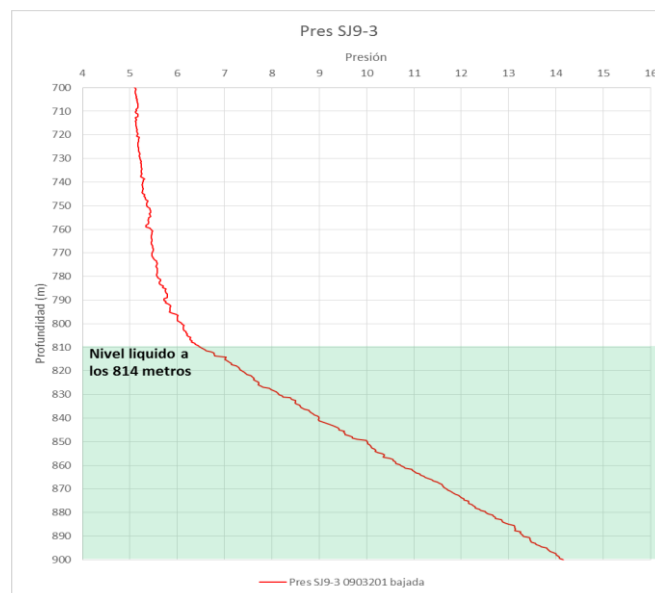


Figura 23. Perfil de presión dinámico pozo SJ9-3, nivel del agua a 814 metros de profundidad

En la Tabla 9, se muestra el cálculo de la densidad para encontrar el nivel líquido de la gráfica anterior, cálculo con tablas de vapor, las tablas de vapor son para agua pura sin embargo son utilizadas en la industria geotérmica.

SJ9-3 Registro dinamico 09-03-2014				
Profundidad (mts)	Presión (Bar)	Temperatura (C°)	Entalpia kj/kg	Densidad (kg/m3)
810	6.5	163.7	2762	3.4
811	6.7	163.7	2762	3.5
812	6.7	163.7	2762	3.5
813	6.7	163.7	2762	3.5
814	7	163.6	690	901
815	7	163.6	690	901
816	7.1	163.6	690	901
817	7.2	163.6	690	901
818	7.3	163.6	690	901
819	7.3	163.6	690	901
820	7.3	163.7	690	901

Tabla 9. Calculo de densidad para encontrar el nivel líquido pozo SJ9-3

Como se mencionó antes que en los pozos multilaterales solo se puede medir una pierna, por lo tanto se realizó una simulación con el HOLA para ver a que profundidad se encuentra el nivel dinámico de la pierna que no se puede medir, usando los parámetros de descarga del pozo los mismos datos de producción obtenidos durante el registro del 09 de marzo del 2014.

El resultado indica que en el pozo SJ9-3 fork leg el nivel de flasheo se encuentra en el fondo aproximadamente a los 1800 metros, tal como lo muestra la Figura 24.

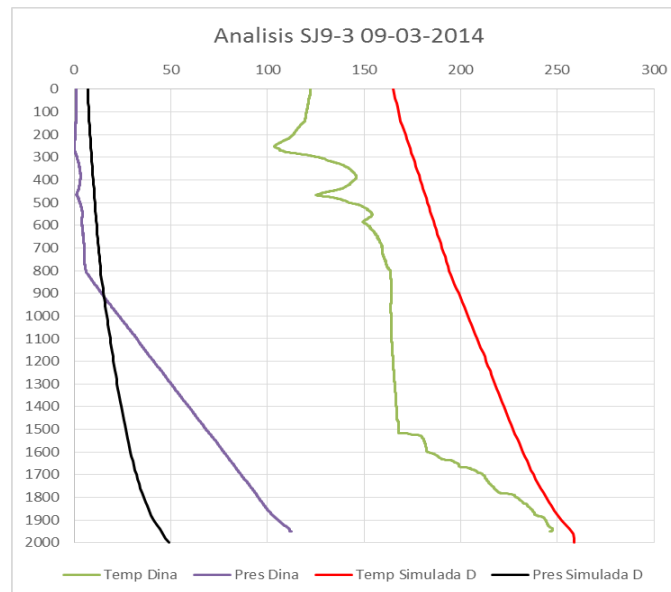


Figura 24. Perfil de presión y temperatura simuladas con HOLA, SJ9-3

En la Figura 25, se presenta otra simulación que demuestra la profundidad del nivel dinámico. Según la simulación el pozo tiene su nivel de flasheo aproximadamente a los 1800 metros de profundidad.

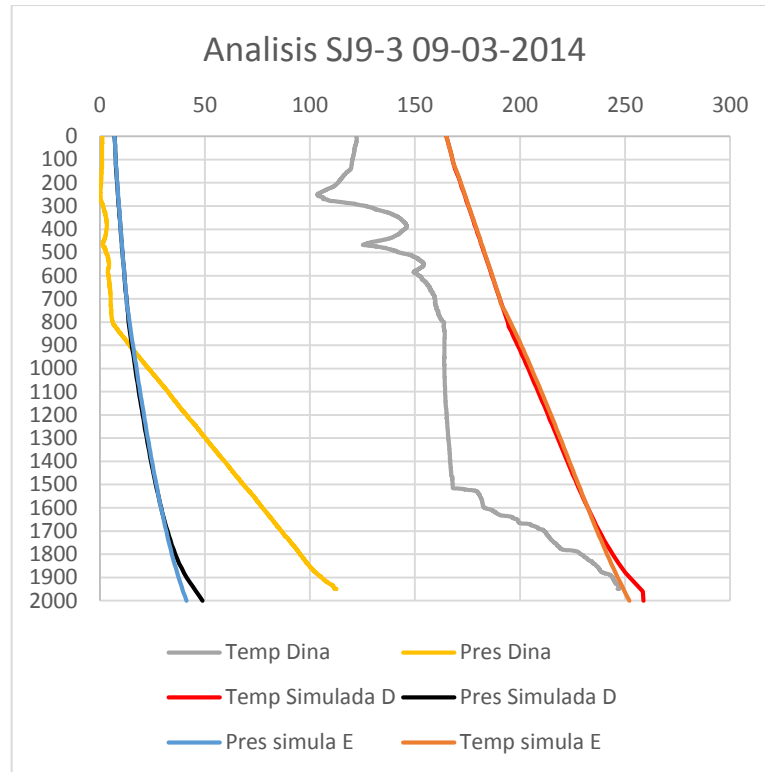


Figura 25. Perfil de presión y temperatura simuladas con HOLA, SJ9-3

En la Figura 26, se muestra otro perfil dinámico del pozo SJ9-3 realizado el 17 de marzo 2014, en este registro se puede observar que durante el registro de bajada, el spinner no detecta movimiento en el fluido después de los 700 metros, sin embargo durante el ascenso el spinner detecta movimiento a partir de los 1600 metros. Esto es una muestra de la complejidad de este tipo de pozos multilaterales.

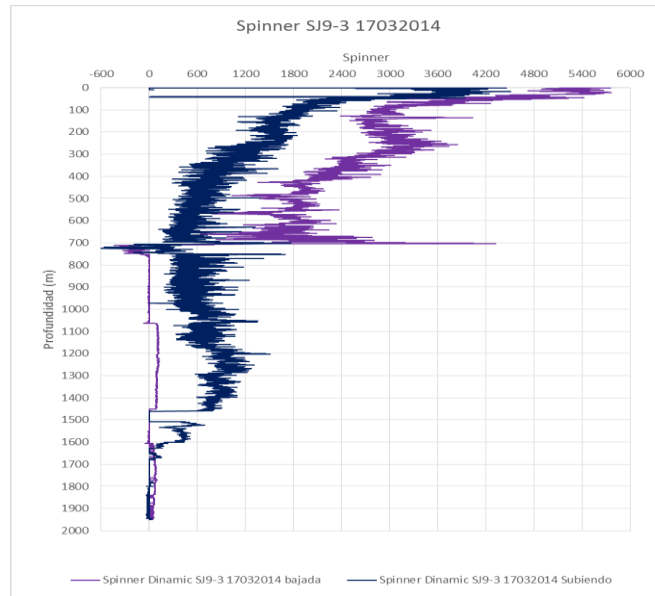


Figura 26. Perfil dinámico con Spinner pozo SJ9-3

Durante este registro el pozo estaba descargándose al silenciador y los datos medidos se presentan en la Tabla 10. El pozo muestra siempre un comportamiento cíclico, al inicio del registro el flujo másico de descarga es de 86 tph y durante el ascenso el flujo cambio bruscamente de 150 tph hasta 286 tph.

Datos de producción SJ9-3 17032014, durante el reg			
Hora	Reg de bajada t/h		Reg de subida t/h
09:30	Masa total	86	
	Masa V	48	
	Masa L	38	
	X	56	
10:35	Masa total		151
	Masa V		37
	Masa L		114
	X		25
10:44	Masa total		286
	Masa V		60
	Masa L		226
	X		21
11:30	Masa total		150
	Masa V		57
	Masa L		93
	X		38

Tabla 10. Datos de producción pozo SJ9-3, 17 mar 2014

En la Figura 27, se presentan los perfiles de presión, durante el registro de bajada se observa bien definido el nivel hidrostático, pero durante el registro de subida la pierna original contribuye con la producción y el nivel del líquido baja.



Figura 27. Perfil de presión dinámica pozo SJ9-3

En la Figura 28, se muestra la temperatura del registro de subida y la temperatura de saturación para encontrar el punto de flasheo, según la gráfica este punto se encuentra aproximadamente a los 1400 metros.

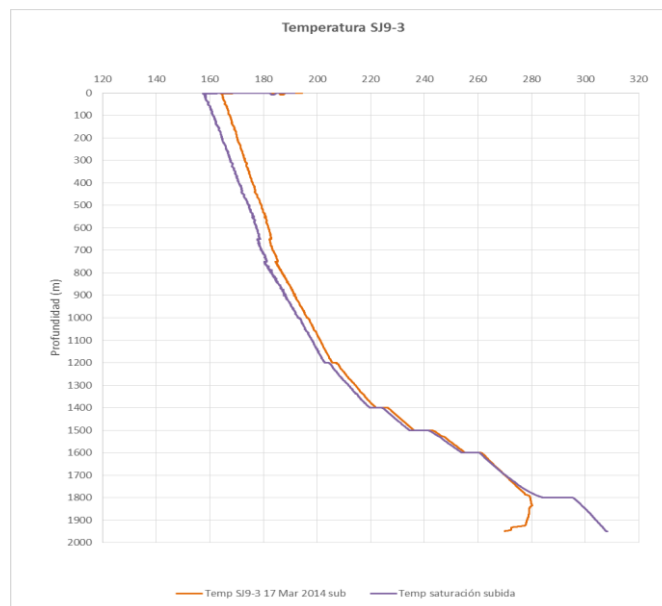


Figura 28. Perfil de temperatura dinámica y perfil de saturación pozo SJ9-3

12.5 Pruebas de producción pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg.

Durante la descarga del pozo SJ9-3/ SJ9-3 fork leg, fue evaluado su potencial utilizando el método de Russel James. El comportamiento de la presión de cabezal es cíclico, de 1 a 12 barg.

En la Figura 29, se puede observar el comportamiento de la presión de cabezal a diferente apertura de válvula, se tomó este periodo del 02 – 21 de marzo 2014 porque en este periodo se realizaron los registros dinámicos analizados.

Del 09 al 15 de marzo el pozo se cerró por problemas en el sistema de bombeo, después de reparar el sistema de bombeo el pozo se abrió y se realizaron pruebas a diferente porcentaje de apertura de válvula para lograr la estabilización de la presión de cabezal en un rango operacional (5barg) con resultados negativos.

Este conflicto en la presión de cabezal se debe a las diferencias de presiones y flujos que tienen ambas piernas.

La línea negra representa el límite del rango de operación establecido por la central geotérmica, si la presión de cabezal baja a menos de 5 barg no puede entrar al sistema de producción.

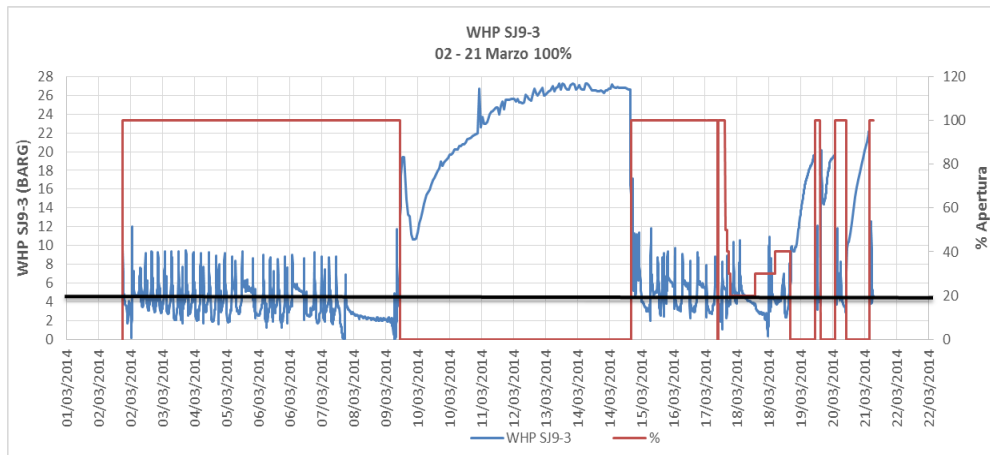


Figura 29. Presión de cabezal vs apertura de válvula pozo SJ9-3

En la Figura 30, se muestra la presión de cabezal vs masa total.

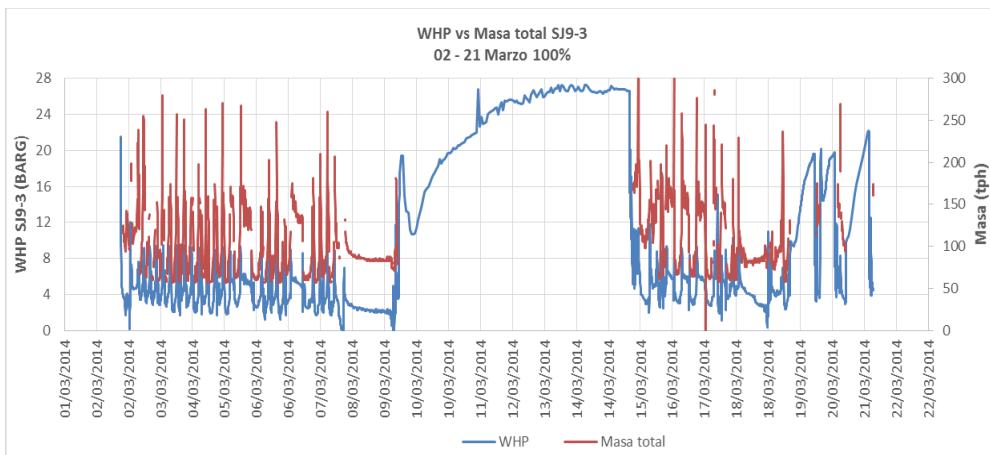


Figura 30. Presión de cabezal vs masa total (tph) pozo SJ9-3

En la Figura 31, se presenta la masa de vapor vs el porcentaje de apertura de la válvula de línea.

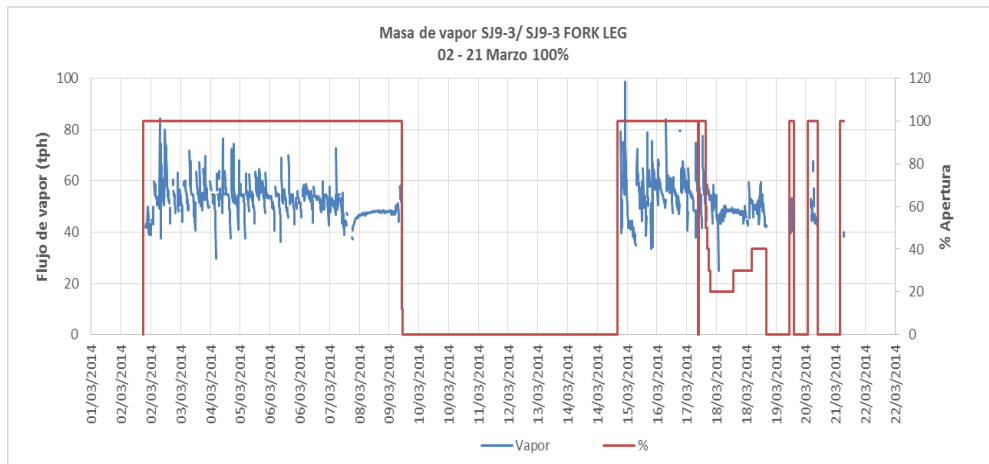


Figura 31. Masa total (tph) vs apertura de válvula pozo SJ9-3

En la Figura 32, se muestra la generación del pozo vs la presión de cabezal. **La generación promedio es de 6.2 MW, con oscilaciones de 1- 14 MW.**

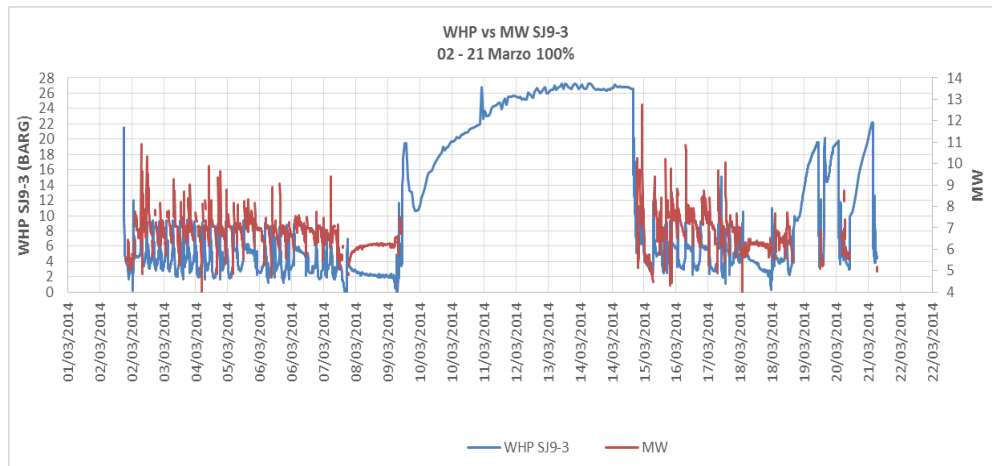


Figura 32. Presión de cabezal vs generación (Mwe) pozo SJ9-3

14. SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg.

A continuación iniciamos con el análisis de las pruebas realizadas en el pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg, para este pozo las pruebas disponibles para su análisis son las siguientes:

- 1 – Pruebas de inyectividad
- 2 – Registros estáticos
- 3 – Pruebas de producción.

14.1 Pruebas de inyectividad pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg.

En la Figura 33, se muestra una prueba de inyectividad realizada en el SJ12-3 fork leg el 08 de diciembre 2013, la prueba fue programada a 2 diferentes caudales de inyección, 500, 1100 galones por minuto y el falloff se monitoreo durante 4 horas, el instrumento de medición k10 ubicado a los 2270 metros.

Datos procesados con Excel.

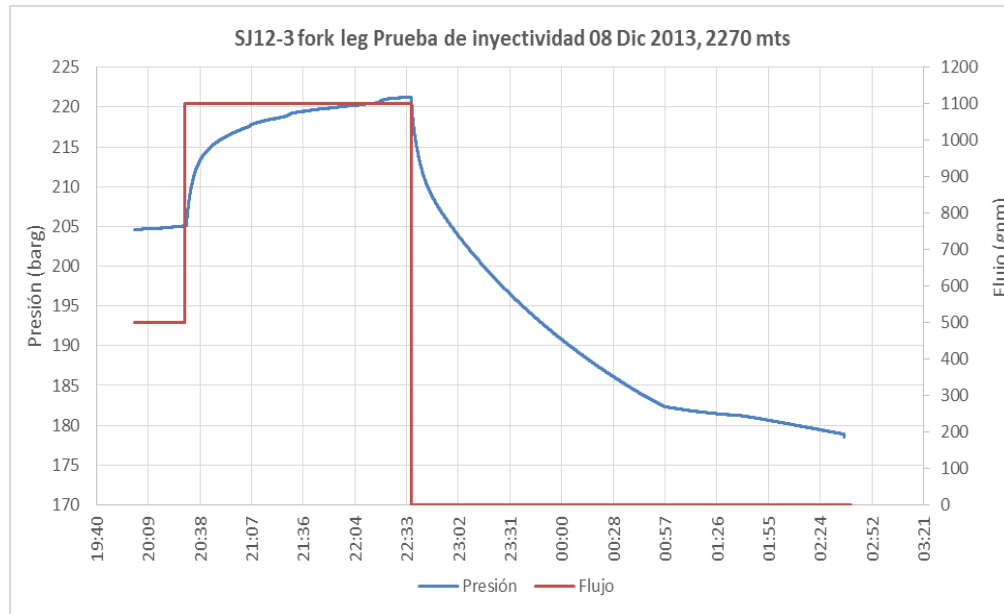


Figura 33. Prueba de inyectividad pozo SJ12-3, 08 dic 2013

En este análisis se calculó el índice de inyectividad que es igual a: $II = \Delta Q / \Delta P$, obteniendo los siguientes resultados = 8.2 tph/bar como se muestra en la Tabla 11, y el resultado de la pendiente graficando en Excel los dos puntos flujo vs presión dio el siguiente resultado = 8.2 tal como se muestra en la Figura 34.

SJ12-3 fork leg Prueba de inyectividad, 08 Diciembre 2013, 2270 mts						
Convertir de gpm - tph	gpm	Bar	tph	ΔQ	ΔP	$\Delta Q / \Delta P$
4158	249480	500	204.6	113.4		
	249.48	1100	221.22	249.8	136.4	16.62
						8.21

Tabla 11. Calculo índice de inyectividad pozo SJ12-3, 08 dic 2013

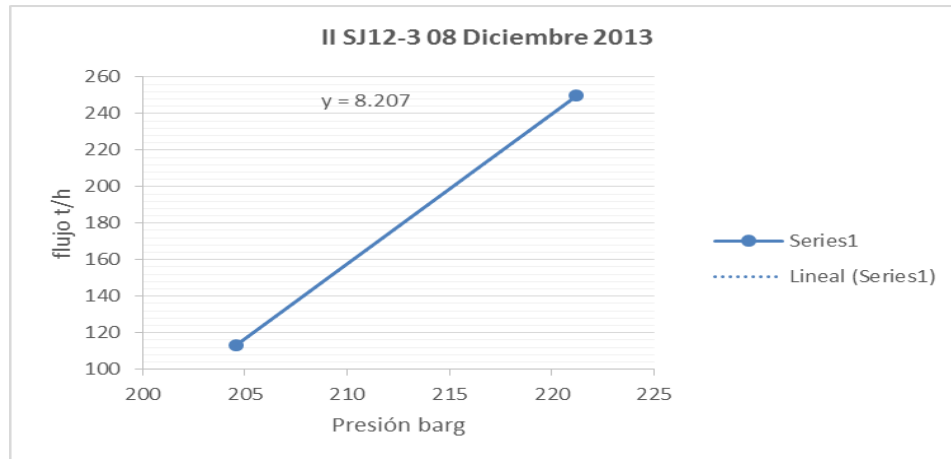


Figura 34. Índice de inyectividad pozo SJ12-3, 08 dic 2013

La siguiente prueba es otra inyectividad del mismo pozo SJ12-3/SJ12-3 fork leg con las piernas combinadas, analizaremos si la capacidad del pozo mejora con las dos piernas.

En la Figura 35, se muestra la prueba de inyectividad realizada en el SJ12-3/SJ12-3 fork leg piernas combinadas realizada el 26 de diciembre 2013, la prueba fue programada a 3 diferentes caudales de inyección, 400, 800, 1100 galones por minuto y no se hizo el fall off, el instrumento de medición k10 ubicado a los 900 metros.

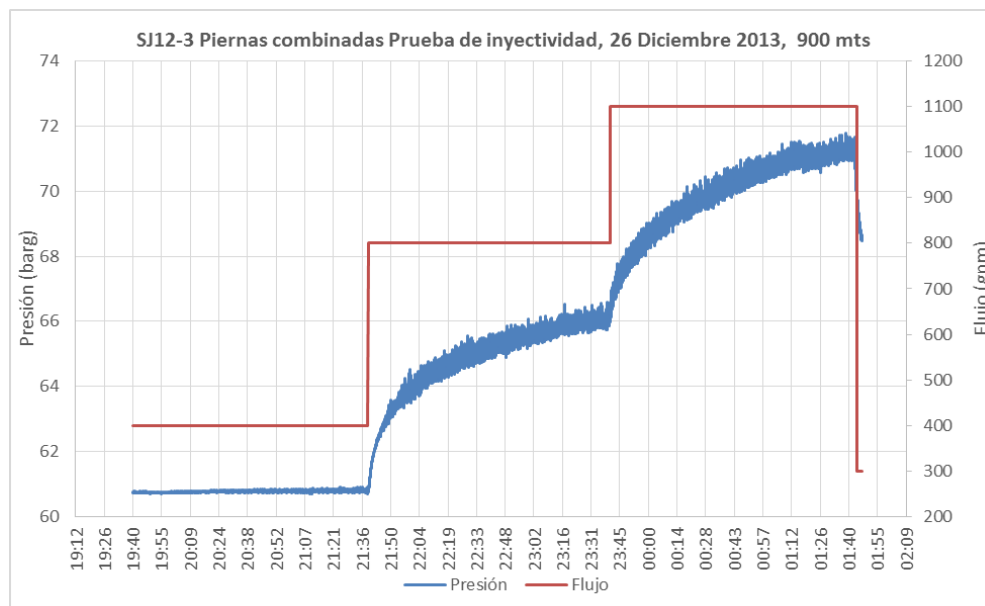


Figura 35. Calculo índice de inyectividad pozo SJ12-3, 26 dic 2013

En este análisis se calculó el índice de inyectividad que es igual a: $II = \Delta Q / \Delta P$, obteniendo los siguientes resultados, = 15.71 tph/bar tal como se muestra en la Tabla 12, y el resultado de la pendiente graficando en Excel los tres puntos, flujo vs presión dio el siguiente resultado = 15.74, tal como se muestra en la Figura 36.

SJ12-3 Piernas combinadas Prueba de inyectividad, 26 Diciembre 2013, 900 mts							Promedio		
Convertir de gpm - tph	gpm	Bar	tph	ΔQ	ΔP	$\Delta Q / \Delta P$	ΔQ	ΔP	
4158	249480	400	60.7	90.72	90.72	5.36	79.38	5.05	
	249.48	800	66.06	181.44	68.04	4.74			
		1100	70.8	249.48			15.72		

Tabla 12. Calculo índice de inyectividad pozo SJ12-3, 26 dic 2013

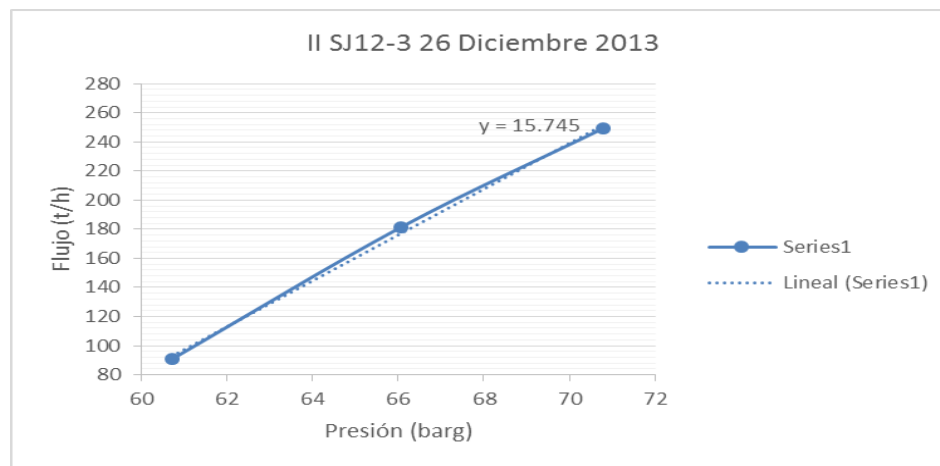


Figura 36. Índice de inyectividad pozo SJ12-3, 26 dic 2013

En la Tabla 13, se muestra la comparación de los índices de inyectividad del pozo SJ12-3 fork leg y piernas combinadas, la mejora del pozo fue de **7.54 tph/bar**.

SJ12-3/SJ12-3 fork leg Comparación de II		
	Fecha	II
Fork leg	08-dic-13	8.2 t/h/bar
Piernas comb	26-dic-13	15.74 t/h/bar

Tabla 13. Comparación de los índices de inyectividad pozo SJ12-3

Datos procesados con Saphir.

En la Figura 37, se muestran los datos obtenidos de la modelación de la prueba de inyectividad realizada en el pozo SJ12-3 fork leg, el 08 de diciembre 2013. Y en la Figura 38 se muestra la modelación con el Saphir

Results

Complete

Name	Value	Unit
Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Infinite	
Main Model Parameters		
TMatch	19	1/hr
PMatch	0.0214	1/barg
C	0.445	m3/bar
Total Skin	-6.8	---
k.h. total	1720	md.m
k. average	17.2	md
Pi	10.0473	barg
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.445	m3/bar
Skin	-6.8	---
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	10.0473	barg
k.h	1720	md.m
k	17.2	md
Derived & Secondary Parameters		
Delta Q	300	m3/hr
P @ dt=0	14.2	barg
Prod. Index	71.5551	[m3/hr]/barg
Rinv	20.2	m
Test Vol.	12803.7	m3
Delta P (Total)	-316.991	bar
Delta P Ratio (-112.705	Fraction

Rounded
 Exact

Close

Figura 37. Datos obtenidos de la modelación con el Saphir pozo SJ12-3, 08 dic 2013

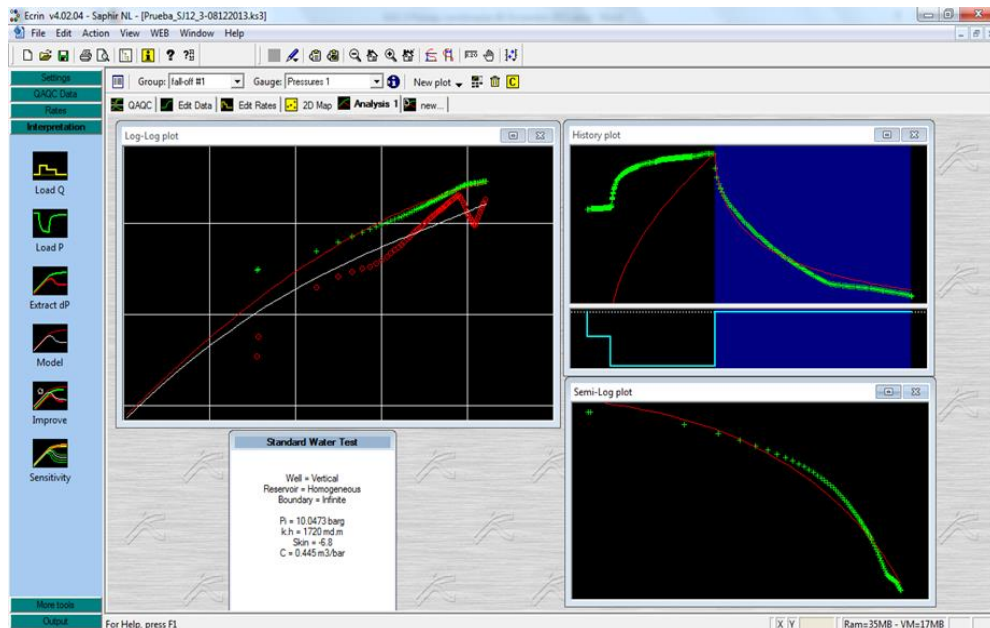


Figura 38. Modelación con el Saphir pozo SJ12-3, 08 dic 2013

En la Tabla 14, se muestran los resultados de la modelación de la prueba del Fork leg, no se puede comparar con la prueba de las piernas combinadas porque en la prueba del 26 de diciembre 2013 no se monitoreo la caída de presión.

SJ12-3 FORK LEG				
	Fecha	kh	Skin	C
Fork leg	08-dic-13	1720 md.m	-6.8	0.445 m3/bar
Piemas combinadas	26-dic-13	No se monitoreo la caída de presión, Falloff		

Tabla 14. Resultados de la modelación pozo SJ12-3

14.2 Registros estáticos SJ12-3/SJ12-3 fork leg.

En la Figura 39, se presentan varios registros estáticos donde observamos las temperaturas de la recuperación termodinámica del pozo, el 30 de junio 2013 se midió una temperatura máxima de 312 C° Y 138 Bar, encontrando el nivel hidrostático aproximadamente a los 130 metros de profundidad este registro se realizó antes del workover. Ya que después no se puede medir hasta el fondo del pozo por un problema mecánico a la profundidad donde se abrió la ventana a los 900 metros.

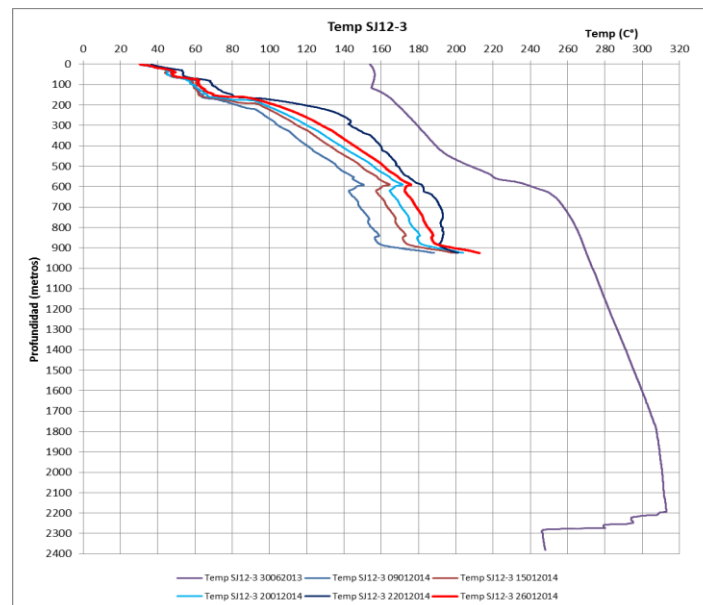


Figura 39. Perfil de temperatura estática pozo SJ12-3

En la Figura 40, se muestran los perfiles de presión donde se puede observar el nivel hidrostático aproximadamente a los 200 metros de profundidad.



Figura 40. Perfil de presión estática pozo SJ12-3

14.3 Registros Dinámicos SJ12-3 y simulado SJ12-3 fork leg.

El 27 de enero de 2013 se realizó un registro PTS dinámico en el pozo original, del cual se obtiene el siguiente perfil de temperatura y se graficó la temperatura de saturación para encontrar el nivel de flasheo que aproximadamente se encuentra a los 2300 metros de profundidad, como se muestra en la Figura 41.

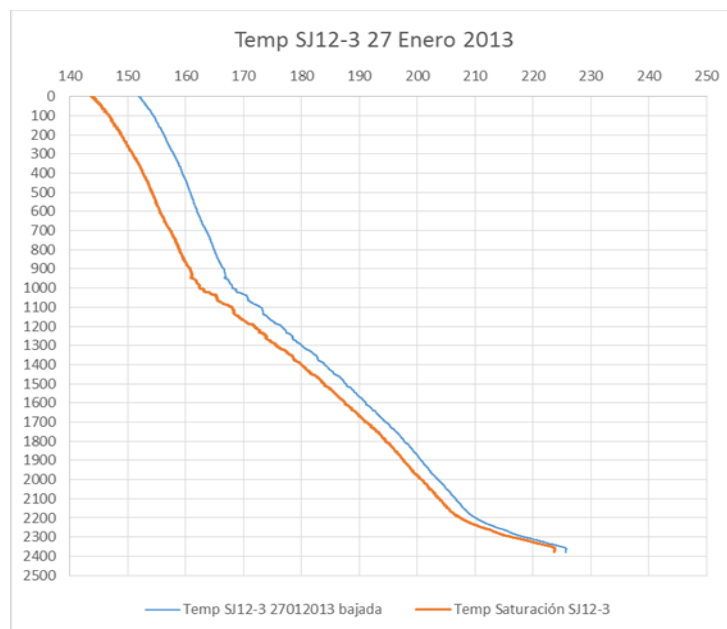


Figura 41. Perfil de temperatura dinámica SJ12-3

Como se mencionó antes después del workover en el pozo SJ12-3 no se puede medir presión y temperatura hasta el fondo, por un problema mecánico en la tubería a los 900 metros de profundidad aproximadamente.

En base a estas consideraciones, simulamos con el software HOLA (modo 1) los siguientes perfiles:

- Simulado Fork Leg con la intención de simular un posible comportamiento dinámico solo del Fork Leg, se simulo considerando el 50% del flujo total, WHP=4Bar y H=1300 Kj/Kg (WHP del pozo original a 100% de apertura y entalpia de la formación).
- Simulación de Piernas Combinadas considerando los datos de la prueba. Simulación hasta los 900 mts. (profundidad de ventana del fork leg).
- Simulación de Fork Leg con Producción Combinada se toma como datos de cabezal, los parámetros de presión y entalpia obtenidos a 900 metros con la simulación anterior, se considera el 50% del flujo total obtenido en prueba de producción combinada, tal como se muestra en la Figura 42.

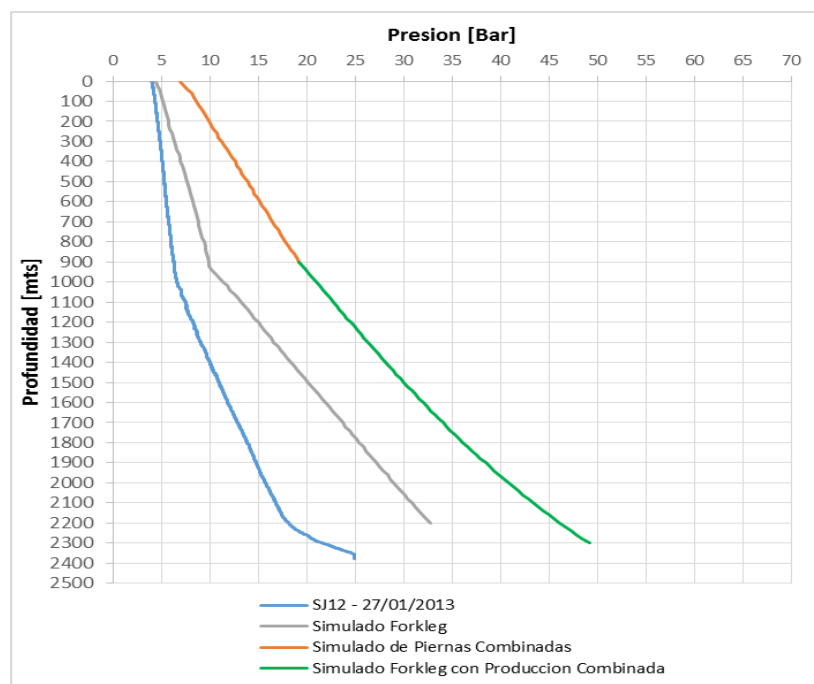


Figura 42. Perfiles de presión dinámica de pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg

Los perfiles de presión simulados muestran que el fork leg tendría un comportamiento diferente al pozo original la cual afectaría la producción del mismo, puesto que la presión del pozo original es menor que la presión simulada del fork leg

14.4 Pruebas de producción SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg.

Durante la descarga del pozo SJ12-3/ SJ12-3 fork leg, para evaluar su potencial utilizando el método de Russel james, el comportamiento de la presión de cabezal es cíclico de 4 a 10 barg.

En la Figura 43, se puede observar el comportamiento de la presión de cabezal a diferente apertura de válvula, después de la recuperación térmica el pozo se descargó del 3 al 22 de febrero 2014. Este conflicto en la presión de cabezal se debe a las diferencias de presiones y flujos que tienen las 2 piernas.

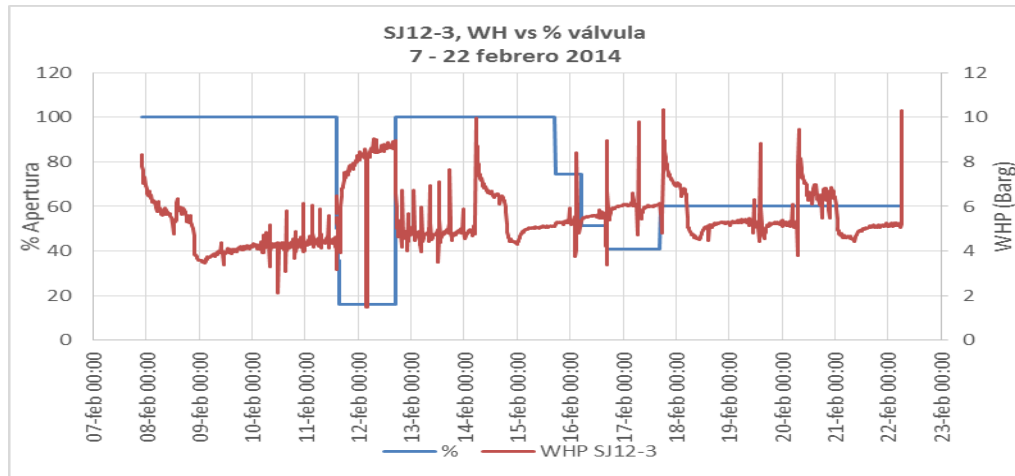


Figura 43. Presión de cabezal vs apertura de válvula pozo SJ12-3

En la Figura 44, se muestra la generación en MWe vs el porcentaje de apertura de válvula, durante la descarga al silenciador.

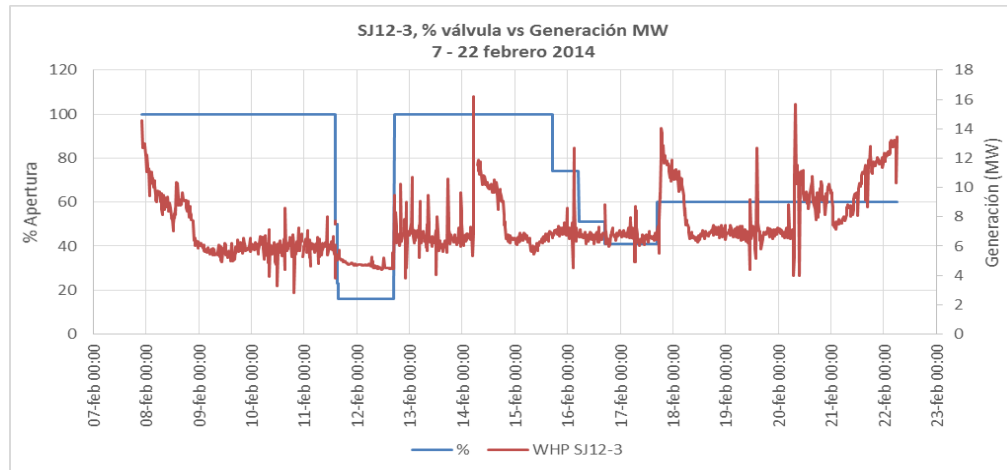


Figura 44. % apertura de válvula vs generación (Mwe) pozo SJ12-3

En la Figura 45, se muestra el comportamiento de la presión de cabezal del pozo SJ12-3, conectado a la central geotérmica antes de perforar el segundo agujero, el comportamiento de la presión de cabezal es estable solo con el agujero original.

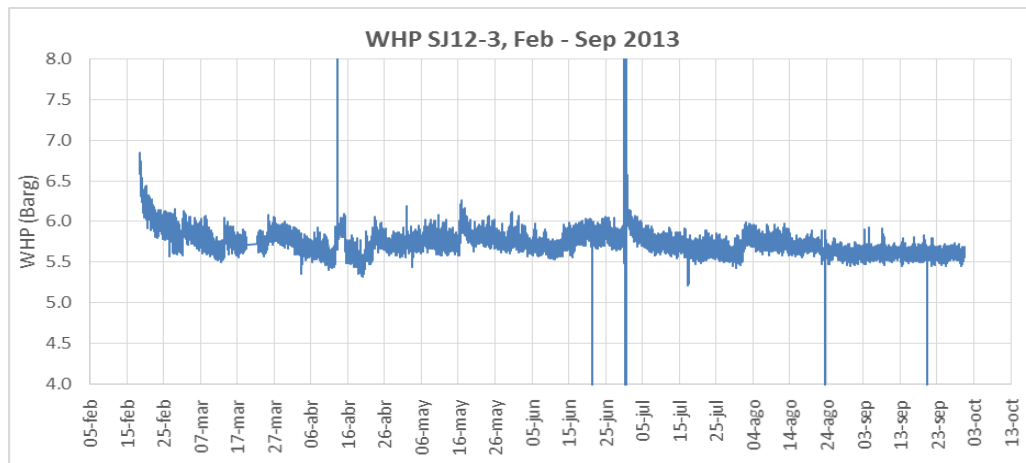


Figura 45. Presión de cabezal pozo SJ12-3, antes de perforar el segundo agujero.

En la Figura 46, se muestra el comportamiento cíclico de la presión de cabezal del pozo SJ12-3, conectado a la central geotérmica. Cada vez que incrementa la presión de cabezal de este pozo acarrea gases en el fluido que provocan problemas en la operación de la central.

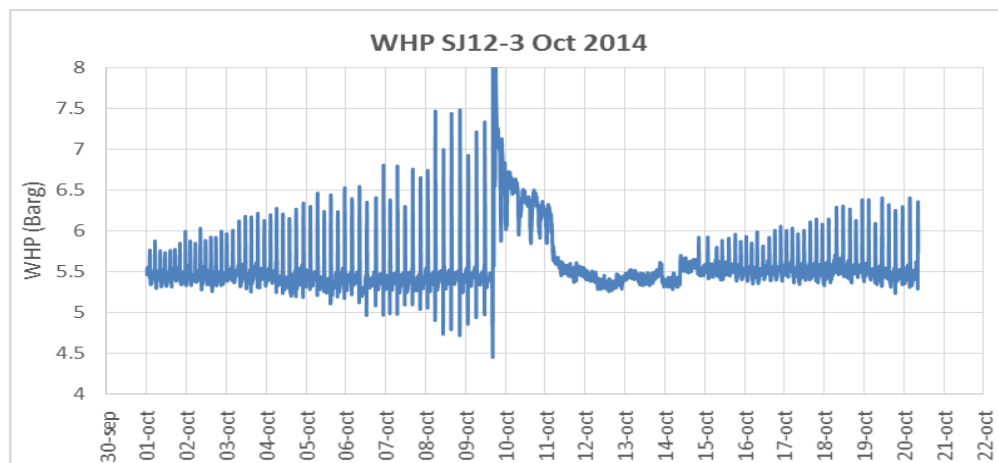


Figura 46. Presión de cabezal pozo SJ12-3, después de perforar el segundo agujero

15. Posibles causas del comportamiento cíclico en pozos geotérmicos.

A continuación se mencionan algunas de las posibles causas del comportamiento cíclico de pozos geotérmicos.

La inestabilidad de descarga en pozo geotérmico no es deseable, pero no es un fenómeno inesperado, ya que las manifestaciones termales asociadas con sistema geotérmico como géiseres y fumarolas presentan un comportamiento inestable en ambas escalas micro y macro.

La naturaleza y grado de las fluctuaciones dependerán de una serie de factores de las cuales las siguientes pueden ser identificadas:

- a) la presencia de dos o más zonas de alimentación.
- b) la permeabilidad restringida en una o ambas zonas de alimentación.
- c) presión de cabezal a la que descargas el pozo.
- d) presión y entalpía diferente entre las zonas de alimentación.
- e) presencia de entradas frías, desde arriba (ejemplo. mala cementación, profundidad insuficiente de revestimiento de producción) o de flujos laterales.
- f) contenido de gases en el fluido que influirá en el punto de ebullición.
- g) régimen de operación de flujo en el pozo.
- h) El tiempo y la historia de operación del pozo influyen en el comportamiento transitorio, y el estado de explotación del campo que puede resultar en la formación de zonas dominadas por vapor encima de los líquidos. *(5 Auckland University, A Study of cycling in geothermal Wells)*

16. Presentación de resultados.

Resultados del análisis de las pruebas del pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg.

Los resultados de las pruebas de inyectividad ejecutadas en SJ9-3 Fork Leg y piernas combinadas no muestran mejora en la capacidad de absorción del pozo.

En la Tabla 15, se muestran los índices de inyectividad de las pruebas realizadas el 9 de octubre 2013 y la prueba del 11 de enero 2014, en la prueba de inyectividad al fork leg se obtuvo un **II de 8.38 tph/bar**, y en la prueba de las piernas combinadas se obtuvo un **II de 8.29 tph/bar**.

SJ9-3 Comparación de II		
	Fecha	II
Fork leg	09-Oct-2013	8.38 tph/bar
Piernas comb	11-ene-14	8.29 tph/bar

Tabla 15. Comparación índices de inyectividad pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg

En las modelaciones de las pruebas utilizando el Saphir el kh del fork leg es mayor que el kh de las piernas combinadas, esto quiere decir que la permeabilidad absoluta de la

roca en el fork leg es mejor que en la del agujero original y el Skin en ambas modelaciones da negativo los que sugiere que no hay daño en la formación, tal como se muestra en la Tabla 16.

Kh: es la permeabilidad absoluta de la roca k (m²) por el intervalo productor h (m).

SJ9-3/SJ9-3 FORK LEG				
	Fecha	kh	Skin	C
Fork leg	09-oct-13	912 md.m	-4.42	0.0484 m ³ /bar
Piernas combinadas	11-ene-14	787 md.m	-4.25	0.0923 m ³ /bar

Tabla 16. Comparación de las modelaciones pozo SJ9-3/SJ9-3 Fork Leg.

Resultados del análisis de las pruebas del pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg.

Los resultados de las pruebas de inyectividad ejecutadas en SJ12-3 Fork Leg y piernas combinadas muestran una considerable mejora en la capacidad de absorción del pozo de **7.54 thp/bar**.

En la Tabla 17, se muestran los índices de inyectividad de las pruebas realizadas el 8 y el 26 de diciembre 2013, en la prueba de inyectividad al fork leg se obtuvo un **II de 8.2 thp/bar**, durante la prueba en el fork leg se selló el agujero original con tecnología de perforación y en la prueba de las piernas combinadas se obtuvo un **II de 15.74 thp/bar**.

SJ12-3/SJ12-3 fork leg Comparación de II		
	Fecha	II
Fork leg	08-dic-13	8.2 t/h/bar
Piernas comb	26-dic-13	15.74 t/h/bar

Tabla 17. Comparación de índices de inyectividad pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg

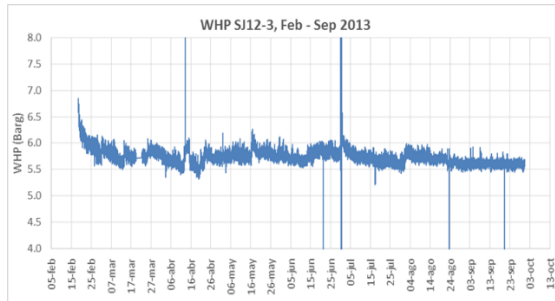
En las pruebas del pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg no podemos comparar si hubo mejora en el kh porque en la prueba de las piernas combinadas no se monitoreo la caída de presión Falloff tal como se muestra en la Tabla 18, pero suponemos que el kh mejoro por el incremento en la capacidad de absorción.

SJ12-3 FORK LEG				
	Fecha	kh	Skin	C
Fork leg	08-dic-13	1720 md.m	-6.8	0.445 m ³ /bar
Piernas combinadas	26-dic-13	No se monitoreo la caída de presión, Falloff		

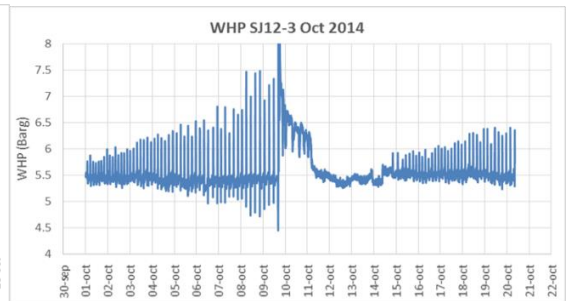
Tabla 18. Comparación de las modelaciones pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg

La capacidad del pozo mejoro pero las dos piernas provocaron inestabilidad en la presión de cabezal, como se puede observar en las siguientes gráficas.

Antes



Despues.



16.1 Ventajas de la perforación multilateral

- Los pozos multilaterales se pueden perforar a un 30% del costo original, un costo menor al de perforar un pozo completo nuevo.
- Reducen costos de las instalaciones superficiales.
- Se puede aprovechar la oportunidad de incrementar la productividad de un pozo.

16.2 Desventajas de la perforación multilateral

- La operación durante la construcción de un pozo multilateral lleva ciertos riesgos que pueden incrementar el costo original del pozo u ocasionar la pérdida de productividad del pozo.
- La zona de bifurcación entre los dos agujeros puede ser menos estable que un agujero normal, incrementando el riesgo de problemas como el colapso de tuberías.
- La operación para re-entrar y limpiar el agujero después de perforar una pierna adicional puede ser particularmente difícil, y lleva el riesgo de atrapamiento de la herramienta de perforación en la zona de la bifurcación o la pérdida de una de las piernas perforadas.
- Si se requiere inyección química de un inhibidor de incrustación por debajo del punto de bifurcación, probablemente resulte impráctico inhibir la incrustación en ambas piernas, lo que aumenta el riesgo de pérdida de producción en la pierna que no se vaya a inhibir.
- Si resulta imposible o excesivamente difícil y costoso volver a entrar en una de las piernas, ya sea en el momento de la construcción o después de que el pozo está en operación, puede haber varias consecuencias negativas, como la pérdida de producción (si es necesario limpiar el pozo), costos adicionales para la rehabilitación del pozo, e imposibilidad de correr registros. (6 Revista Mexicana de geoneregia CFE, Revista Volumen 23.1, 2010)

16.3 Consideraciones.

- Como se indicó antes, la construcción de pozos multilaterales es menos complicada y riesgosa en yacimientos de vapor seco que en los de dos fases o en campos de líquido dominante.
- Esta tecnología se puede aplicar en pozos donde su producción original haya reducido mucho o sea casi nula.

17. Conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones

En conclusión perforar un pozo multilateral puede mejorar la capacidad del pozo pero esta segunda pierna podría provocar un comportamiento cíclico en la presión de cabezal por lo tanto afecta la producción de masa de vapor, masa líquida y la generación en la central geotérmica, causando inestabilidad en la producción.

En pozos multilaterales es difícil encontrar un punto óptimo de producción y operación para lograr la estabilidad en las presiones de cabezal, en este tipo de pozos es probable que manifieste un comportamiento cíclico por las diferencias de presiones en las zonas de alimentación, además de su comportamiento cíclico, las piernas generan otro problema en las mediciones de presión y temperatura ya que solo se puede medir un agujero.

Si un pozo multilateral llegara a requerir inyección química de un inhibidor de incrustación por debajo del punto de bifurcación, probablemente resulte impráctico inhibir la incrustación en ambas piernas, lo que aumenta el riesgo de pérdida de producción en la pierna que no se vaya a inhibir.

La perforación de pozos multilaterales aun no es común en los campos geotérmicos pero se ha realizado en diferentes campos donde cumple con los tres criterios requerido para hacerlo que son: reservorios de vapor dominantes, no sobre explotados y de rocas no deleznales.

El campo geotérmico San Jacinto – Tizate es un campo de líquido dominante donde no se cumplen los tres criterios más importantes para aplicar esta tecnología multilateral, por esta razón en la actualidad hay variaciones en la producción y dificultades para realizar mediciones en fondo de pozo.

Recomendaciones.

Ante la falta de experiencia en la construcción y operación de pozos multilaterales, puede ser difícil hacer una evaluación objetiva de los riesgos y de los costos y beneficios. Pero en general la relación costo-beneficio de un pozo multilateral será mayor en un pozo donde la producción original se haya reducido mucho o sea nula.

Se recomienda evitar en un futuro utilizar esta tecnología multilateral en el campo geotérmico San Jacinto – Tizate, ya que es un campo de líquido dominante.

Durante las pruebas de inyectividad prolongar el monitoreo de la caída de presión Falloff, por lo menos 12 horas para obtener mejor y más información de este tipo de pruebas.

Periódicamente realizar simulaciones de perfiles en el agujero donde no se puede medir con instrumento K10.

18. Bibliografía.

1. Comisión Federal de Electricidad (CFE México), 1998.
2. GeothermEx, Informe para la Comisión Federal de Electricidad (CFE México), 2006.
3. Malcolm A. Grant, Geothermal Reservoir Engineering, 2011.
4. Informe Interno Polaris Energy Nicaragua S, A. 2013.
5. Auckland University, A Study of cycling geothermal Wells, 1981.
6. Revista Mexicana de geo energía (CFE México), revista volumen 23.1, 2010.

19. Agradecimientos.

A Dios por darnos la perseverancia para poder culminar este proyecto de crecimiento técnico y profesional.

A las instituciones BID, NFD, CNE, Universidad Nacional de El Salvador y La Geo, por brindarnos la oportunidad de participar en este Diplomado edición 2014.

A los coordinadores del Diplomado Jaime Arévalo y David Enoc Escobar por su gestión y guía.

A los profesores y profesionales que han transmitido su experiencia técnica y profesional.

A nuestro tutor Ing. Manuel Monterrosa por su apoyo y supervisión.

20. Anexo

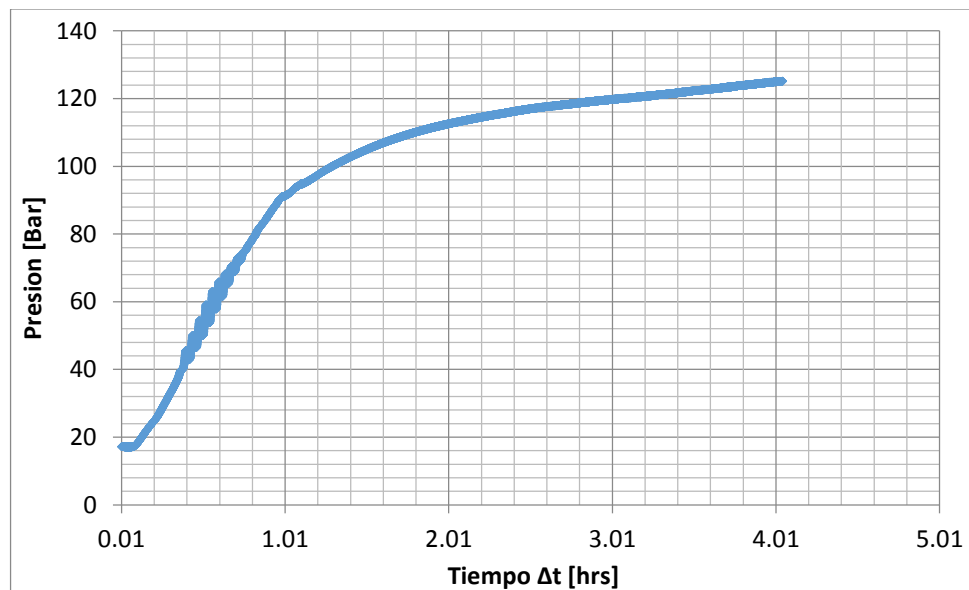
Análisis de presión pozo SJ12-3/SJ12-3 Fork Leg.

Con el pozo en pruebas de producción se realizó una prueba de restitución de presión, para el cual se tomó los siguientes datos:

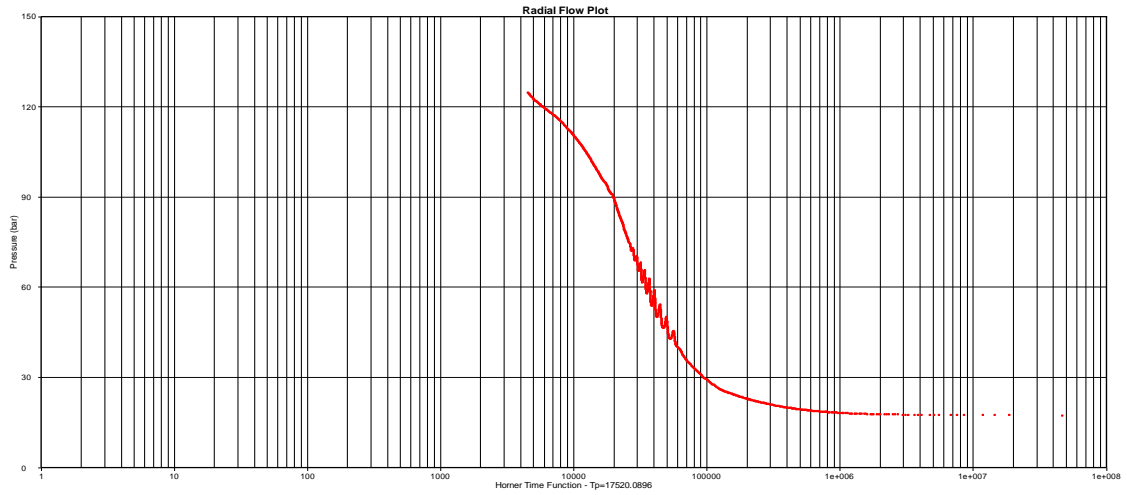
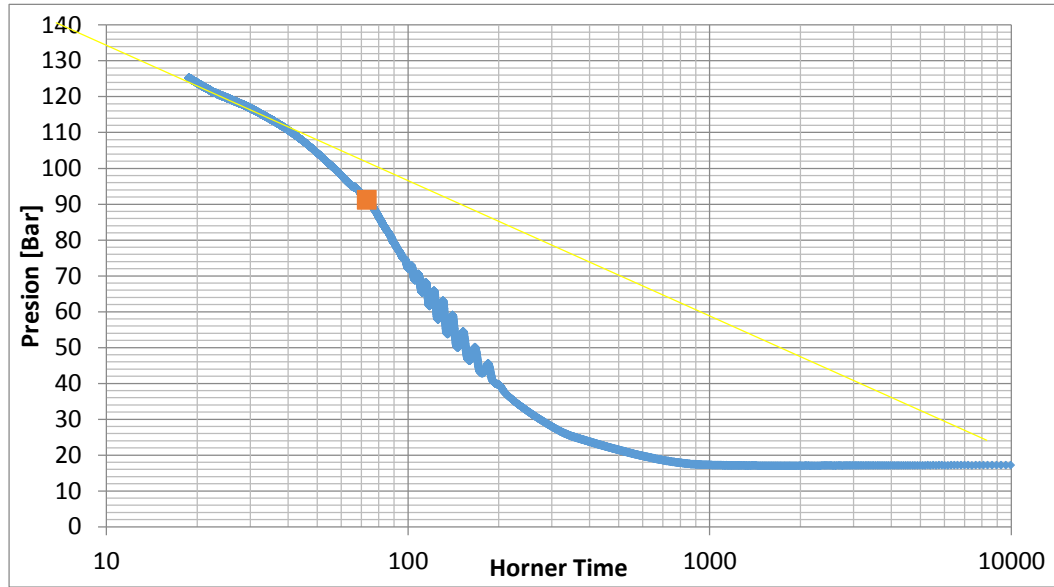
PARÁMETRO	VALOR
Caudal de producción antes del cierre (m ³ /hr)	150
Tiempo de producción (hrs)	645
Tiempo de medición BU (hrs)	4.06
Presión de Capa (Bar)	170
Temperatura de Capa (Bar)	309
Radio de Pozo (mts)	0.11
Factor Volumétrico del fluido (m ³ @sup/m ³ @res)	1.32
Viscosidad (cp)	0.1465

Tabla 1. Datos de la prueba

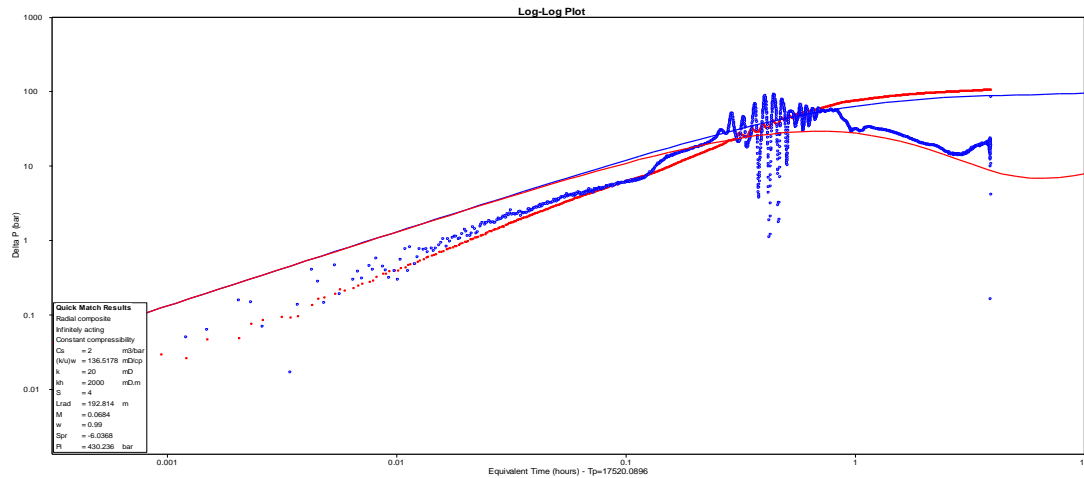
Bajando el instrumento de medición K-10 hasta la profundidad de 2177 metros, se registró la restitución de presión que se grafica contra el tiempo



Graficando la presión con el tiempo de horner $(t_p + \Delta t) / \Delta t$ se observa una pendiente muy pronunciada por la diferencia de presión ($m = -42$ Bar).



Utilizando el software PanSystem se observa en la gráfica Log-Log que la prueba no llegó a un estado de presión y flujo estable, por tanto la permeabilidad determinada con esta prueba no es la real.



Grafica Log-Log – Pozo Original SJ12 Build Up

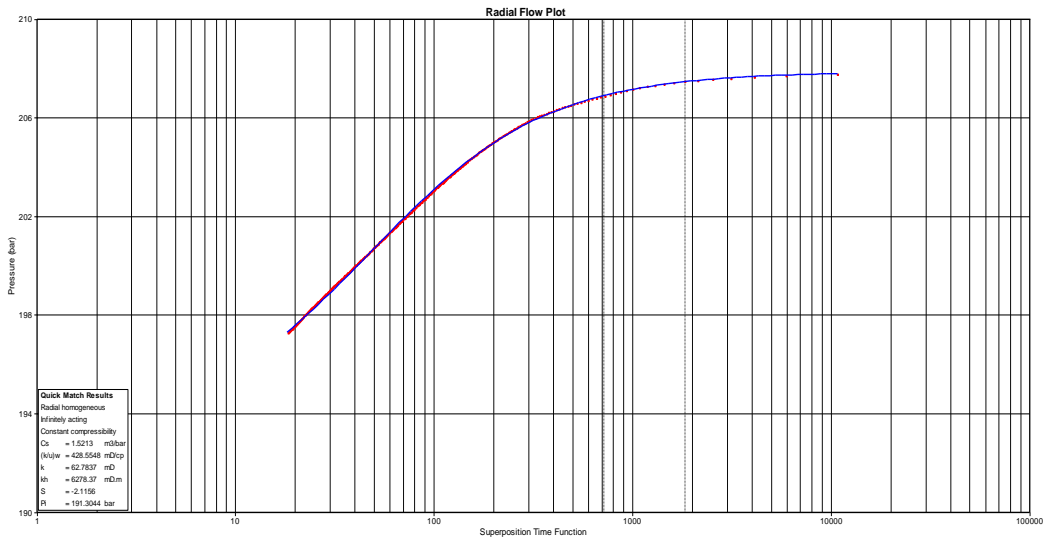
Del análisis de presión, utilizando el Modelo Radial Compuesto (acorde a similar comportamiento de la prueba de inyectividad en fork leg) durante los principales resultados obtenidos son:

Permeabilidad (mD)	20.0000
Skin-factor daño (adimensional)	4.0000
Distancia Radial de discontinuidad (m)	192.8
Relación de Movilidad (adimensional)	0.068388

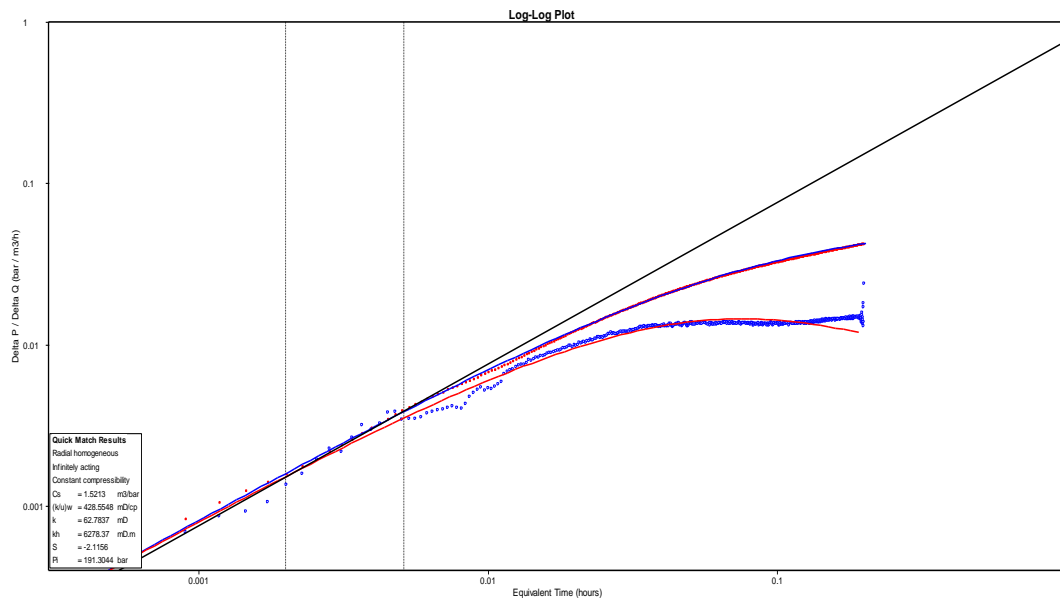
PRUEBAS DE INYECTIVIDAD.

Datos y resultados obtenidos de Prueba de Inyectividad en Pozo Original:

Tiempo	Presión	Flujo
Hours	bar	m3/h
0.060000	196.000000	-204.420000
4.444281	196.087000	-204.420000
5.114955	203.159400	-227.250000
5.507713	207.855100	-249.830000
5.726183	197.246400	0.000000



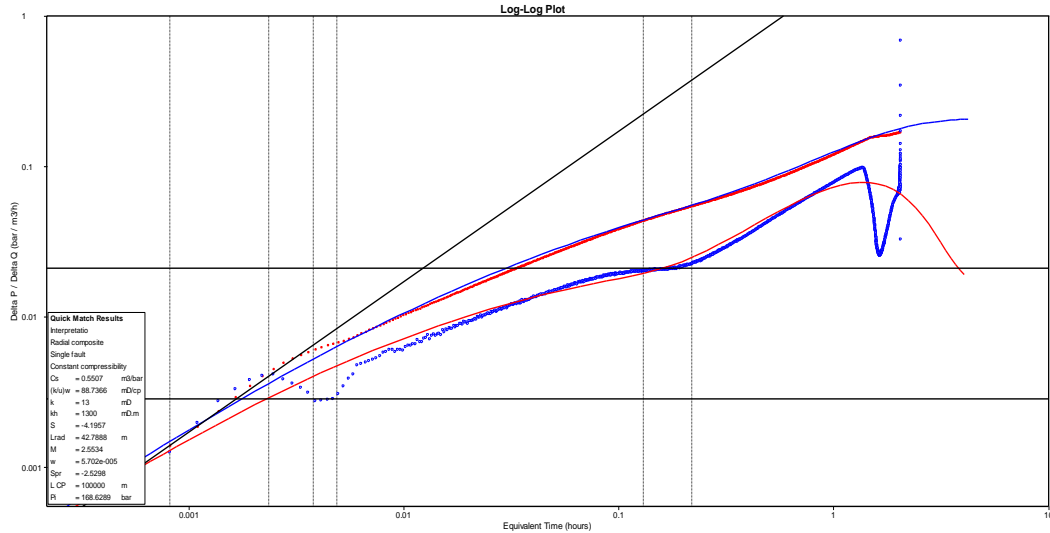
Radial Flow Plot



Log-Log Plot

Permeabilidad (mD)	62.7837
Skin-Factor de daño	-2.11563

Datos y Resultados de la Prueba de Inyectividad del ForkLeg:



Log-Log Plot

El modelo más cercano, es el modelo radial compuesto, con el cual se obtiene el siguiente resultado:

Permeability (mD)	151.63
Skin factor (Well 1)	-2.91
Radial distance to discontinuity (m)	42.78
Mobility ratio	0.136
Storativity ratio	5.7e-5

Tabla comparativa de resultados:

PARAMETRO	POZO ORIGINAL - INYECCION	BUILDUP	SJ12 FORKLEG - INYECCION
Permeabilidad (mD)	62.7837	20.0000	151.63
Skin-factor daño (adimensional)	-2.11563	4.0000	-2.91
Distancia Radial de discontinuidad (m)		192.8	42.78
Relacion de Movilidad (adimensional)		0.068388	5.7e-5

Considerando el modelo seleccionado:

- BuildUp realizado en pozo original: el registro estático muestra que el pozo está en una formación de líquido dominante, al entrar a producción el pozo flashea en formación.
El resultado del análisis de presión, indica que el pozo se encuentra en una región menos permeable al forkleg y el fluido que ingresa al pozo es una mezcla.
- Prueba de Inyección del Forkleg: el modelo log-log obtenido es característico de casos de inyección (que causan cambios en la viscosidad y compresibilidad por efecto de la temperatura), las heterogeneidades del yacimiento (kh), y los casos en que el pozo fue perforado en un yacimiento naturalmente fracturado.

