

Optimización de la terminación y explotación basados en el acoplamiento de registros presión-temperatura-RG y la entrada de fluidos yacimiento-pozo

Julio César Terrazas Velázquez
Pemex Exploración y Producción

Información del artículo recibido en 2022-revisado-evaluado-correcto y aceptado en abril 2023

Resumen

En el presente trabajo se da continuidad al estudio de interpretación cualitativa de registros presión-temperatura-RG (P-T-RG) para ahora determinar cuantitativamente los gastos de producción de cada uno de los cuerpos disparados, donde se mostrará una metodología que incluye el acoplamiento de la información tomada a través de los registros P-T-RG con la información obtenida de las pruebas de presión y evaluaciones petrofísicas, para determinar en conjunto la condición de flujo yacimiento-pozo y asociar producción a los cambios observados en los perfiles P-T.

Se presentan diferentes ejercicios en los cuales se observa la interrelación de las distintas variables como son: temperatura, presión, propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad, relación de solubilidad, etc.), permeabilidad, saturación de agua, daño, etc., los cuales influyen directamente en el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo y dentro del pozo cuando se tiene abiertos a producción dos o más intervalos, y a través de modelos se determina de forma cuantitativa el porcentaje de producción de cada uno de los intervalos disparados, asociarlos a los gradientes de presión y temperatura que se miden a través de los registros tomados. Con base en el acoplamiento de toda la información y la generación del modelo para cada pozo, se proponen acciones específicas que permitan optimizar la terminación de los pozos a través de terminaciones selectivas, la selección adecuada del diámetro del estrangulador y con ello maximizar el factor de recuperación de los yacimientos en explotación, a través de los intervalos propuestos.

Palabras clave: Temperatura, productividad de pozos, análisis cualitativo y cuantitativo, gradientes de temperatura, densidad, registros de presión-temperatura-RG, terminación de pozos.

Optimization of completion and production based on the coupling of pressure-temperature-RG logs and the input of reservoir-well fluids

Abstract

In the present work, the study of qualitative interpretation of pressure-temperature-RG (P-T-RG) records is given continuity to now quantitatively determine the production costs of each of the shot bodies, where a methodology that includes the coupling of the information taken through the P-T-RG records with the information obtained from the pressure tests and petrophysical evaluations, to jointly determine the reservoir-well influx condition and associate the changes observed in the P-T profiles with production.

Different exercises are presented in which the interrelation of the different variables is observed, such as: temperature, pressure, fluid properties (density, viscosity, solubility ratio, etc.), permeability, water saturation, damage, etc., which directly influence the flow of fluids from the reservoir to the well and within the well when two or more intervals are open to production, and through models the percentage of production of each of the shot intervals is quantitatively determined, associate them to the pressure and temperature gradients that are measured through the records taken. Based on the

collection of all the information and the generation of the model for each well, specific actions are proposed to optimize the completion of the wells through selective completions, the adequate selection of the choke diameter and thereby maximize the factor of recovery of the deposits in exploitation, through the proposed intervals.

Keywords: Temperature, well productivity, qualitative and quantitative analysis, temperature gradients, density, pressure-temperature-RG logs, well completion.

Introducción

En pozos que producen de manera conjunta en dos o más unidades de flujo, es conveniente determinar cuantitativamente el influjo de los intervalos disparados con el propósito de evaluar los cuerpos productores, para maximizar la explotación de los pozos. Una variable considerada para evaluar el aporte de fluidos es la temperatura, la cual es un parámetro que ayuda a identificar zonas con flujo, o de aporte bajo. Los registros de presión-temperatura de alta resolución, son una herramienta que ayuda a identificar aquellas variaciones que son imperceptibles de una forma convencional.

Con la información de la temperatura se infiere cualitativamente el aporte de fluidos del yacimiento al pozo, determinado el gradiente a lo largo de la sección del yacimiento o bien de los intervalos disparados, información a la que se le incluye el gradiente de presión para cotejar las mediciones realizadas; sin embargo, unas variables adicionales que se incluyen para evaluar el influjo del yacimiento al pozo se basan en la información petrofísica de cada uno de los yacimientos o cuerpo disparados, siendo la permeabilidad y saturación las principales, adicionando los datos de presión determinados para cada yacimiento y las propiedades de los fluidos producidos, como son la densidad del aceite, viscosidad, relación de solubilidad, etc.

La información de la temperatura se acopla con la de presión y su gradiente respectivo, y en conjunto con la medición se determinan los cambios en producción reflejados tanto en ΔT como ΔP . En esas variaciones se comparan las diferentes respuestas con modelos integrales que consideran el fluido, las propiedades petrofísicas de la formación y la terminación

detallada del pozo generando un perfil de presión (sintético) el cual debe reproducir el perfil de presión registrado (real) con lo que se calibra el modelo y entonces permita estimar de manera discreta el porcentaje de entrada (contribución) del fluido de cada uno de los cuerpos, ajustado a los gastos medidos en superficie.

A través del análisis integral se generaron modelos y se determinaron diversas condiciones de flujo, como lo son: zona de mayor gasto de líquidos, intervalos que presentan baja producción y su incremento ante condiciones más favorables. Con base en estos resultados se proponen acciones para mejorar la productividad del pozo y optimizar su terminación actual, o planificar la producción de pozos futuros análogos. La respuesta del perfil de presión (cuantitativamente) debe corresponder a la respuesta del perfil de temperatura (cualitativamente).

Desarrollo

Caso 1

El pozo C-3146 que de acuerdo con la evaluación petrofísica presentó oportunidad en cinco cuerpos, los cuales se dispararon y fracturaron; posterior a las fracturas se abrieron todos a producción conjuntamente. Como parte de la evaluación, se realizó la toma de información para determinar cualitativa y cuantitativamente la condición de flujo de cada uno de los intervalos. En la **Figura 1** se presenta el registro P-T de este pozo, en el cual se muestran las pistas de temperatura, derivada de temperatura, presión y densidad.

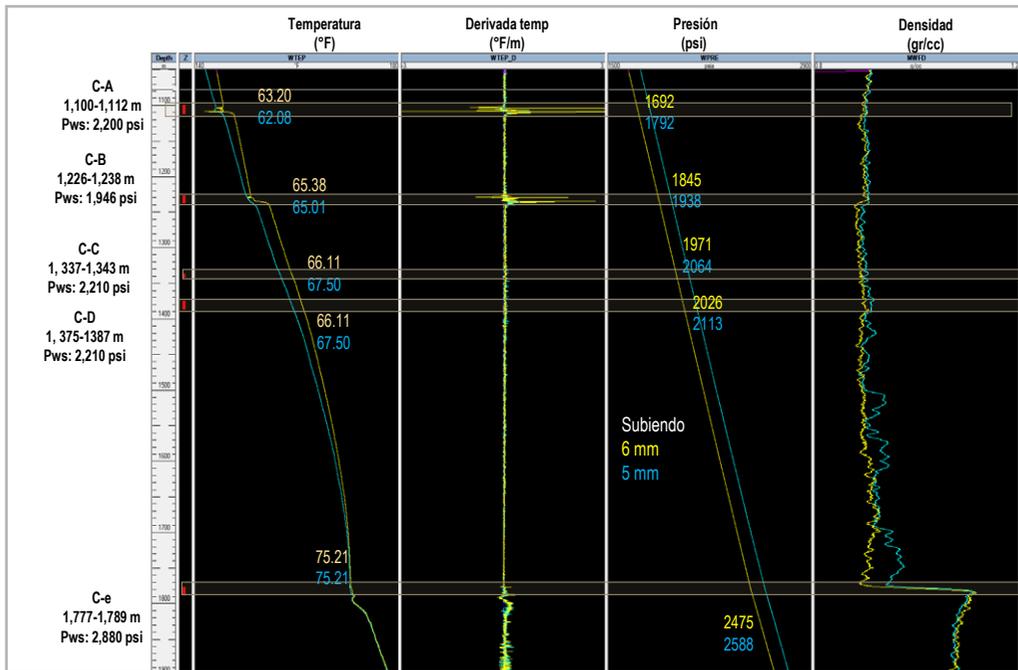


Figura 1. Registro P-T-RG pozo C-3146.

En la **Figura 2** se presenta un acercamiento al cambio del perfil de presión por ambos estranguladores a aprox., 1780 md, lo que se refleja en el cambio de densidad indicando la presencia de fluidos diferentes al pazo por el intervalo.

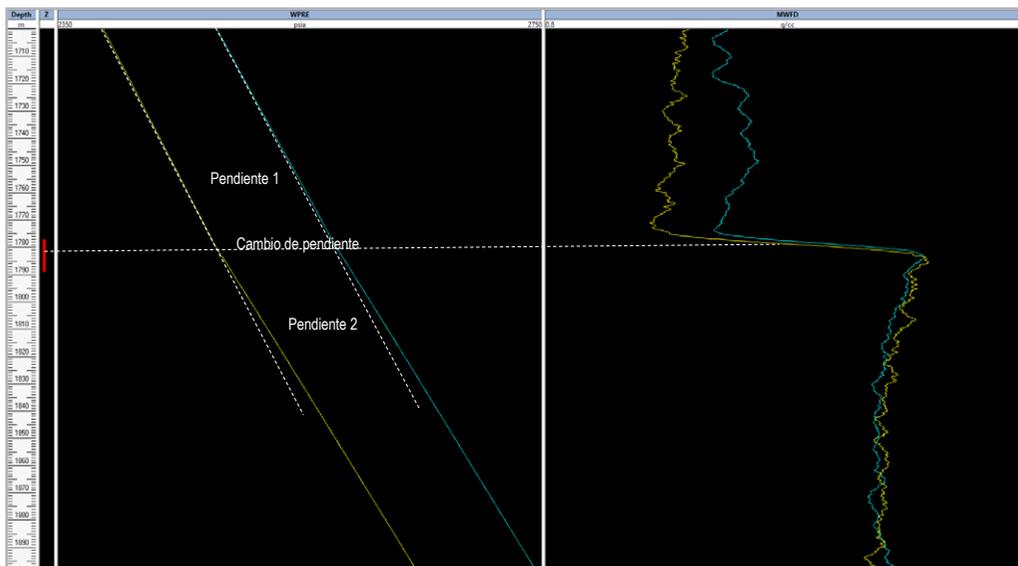


Figura 2. Acercamiento al perfil de presión y cambio de densidad intervalo inferior.

El registro P-T se realizó por estranguladores de 5 y 6 mm, observándose movimiento principalmente en C-A, C-B y C-E. Para el estrangulador de 6 mm, se observa un gradiente de presión menor con respecto al estrangulador de 5 mm debido a la liberación de gas e igualmente se aprecia un

incremento de temperatura con un estrangulador de 6 mm en la parte superior, lo que indicaría un mayor flujo.

Durante la toma de información, simultáneamente el pozo fue medido por dos diámetros de estrangulador 5 y 6 mm, teniendo:

Estrangulador (mm)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Q liquido (bpd)
5	180	100	280
6	310	220	55

Tabla 1. Datos de medición del pozo C-3146.

Como se puede observar en la **Tabla 1**, el pozo respondió favorablemente al cambio de estrangulador duplicando el gasto total y observando en el registro de presión-temperatura cambios a lo largo de la sección registrada y frente a los intervalos disparados, teniendo principalmente mayor temperatura por el estrangulador de 6 mm.

Una vez determinada la condición de producción del pozo, se hizo el análisis para discretizar la entrada de aceite y agua en los cinco intervalos disparados, para lo cual se utilizó la información del registro presión-temperatura y los valores de presión de yacimiento determinados en las pruebas mini frac y/o fall off que se muestran en la **Tabla 2**.

Cuerpo	Pws (psi)
C-A	2092
C-B	1958
C-C	2210
C-D	2210
C-E	2880

Tabla 2. Pws determinadas.

Se generó el modelo considerando los parámetros mencionados y el perfil de permeabilidad y saturación de la evaluación petrofísica, considerando las propiedades

de los fluidos producidos. En la **Tabla 3** se presentan las propiedades petrofísicas de los cuerpos probados.

Cuerpo	Porosidad (%)	Sw (%)	Espesor
C-A	13	42	12
C-B	12	36	12
C-C	9	39	18
C-D	8	44	18
C-E	10	40	12

Tabla 3. Propiedades petrofísicas de los cuerpos probados.

En la **Figura 3** se presenta el perfil de permeabilidad proporcionado, con el cual se determina el promedio que es un insumo para la generación del modelo.

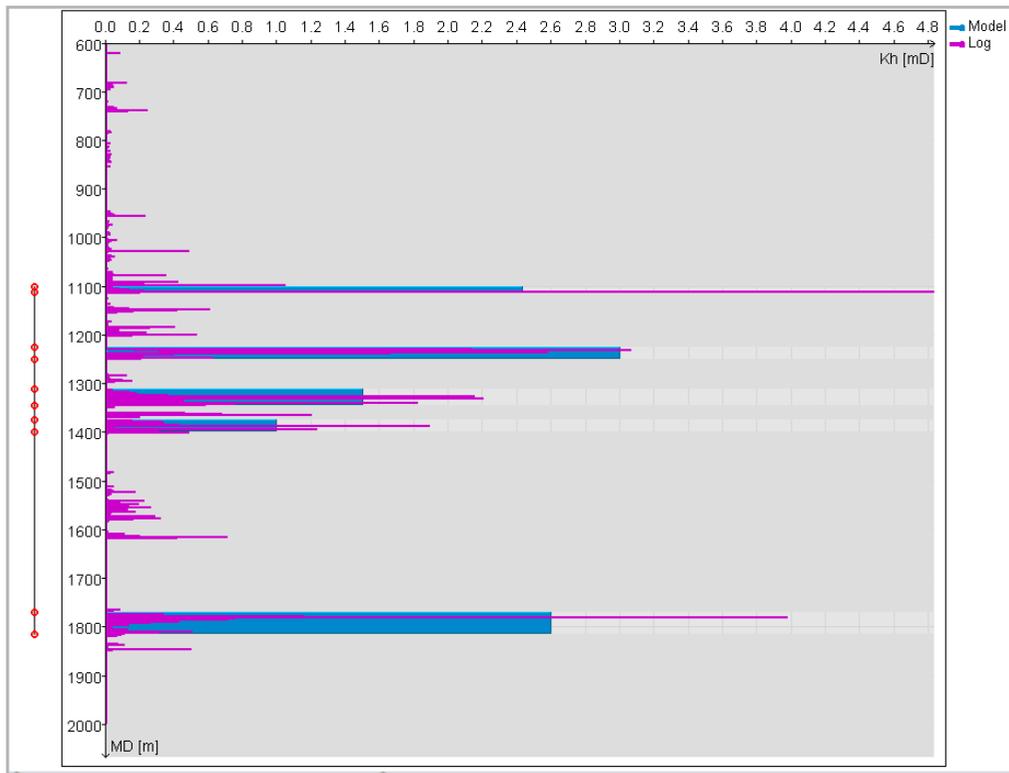


Figura 3. Perfil de permeabilidad.

En la **Figura 4** se presenta el perfil de presión que se generó con el modelo, el cual se compara con el perfil de presión que se obtuvo con el registro, y es lo que se considera como punto de ajuste para definir que el modelo utilizado es el adecuado, ya que reproduce el perfil de presión medido. En este caso se generaron los perfiles de presión para el flujo de 5 y 6 mm respectivamente (líneas en color rojo),

y como se podrá observar, ambos representan los perfiles medidos. Las líneas azules son las presiones determinadas en las pruebas y son parte del insumo en el modelo para la generación del perfil y como se podrá observar, se tienen diferentes presiones en cada cuerpo que van en el rango 1900-2900 psi.

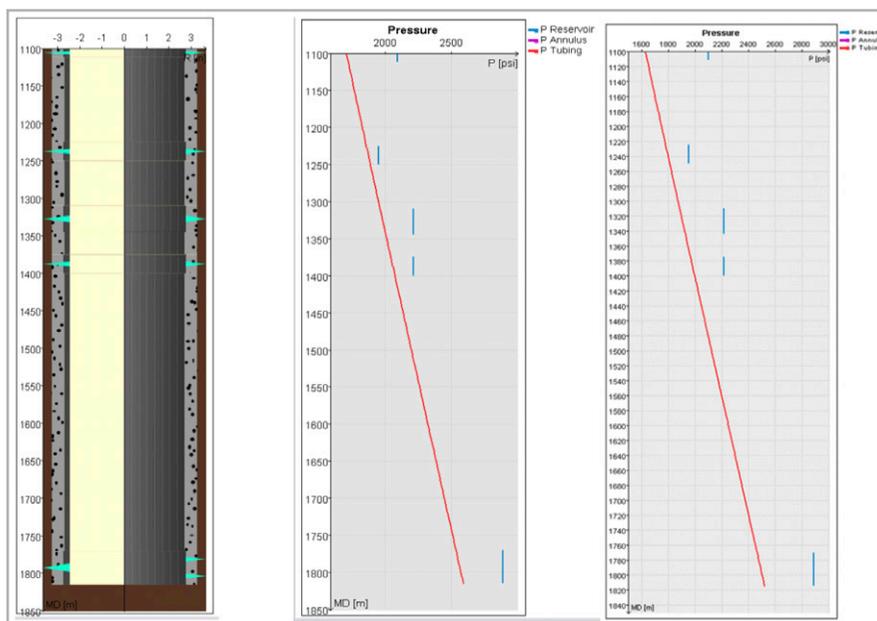


Figura 4. Perfil de presión generado del modelo para estrangulador de 5 y 6 mm.

Una vez cotejados los perfiles de presión medido vs modelo se generan demás gráficas donde se indican los perfiles de entrada de flujo para cada uno de los intervalos disparados. Para este caso, el modelo utilizado consideró el flujo fraccional del agua que se estaba registrando en la superficie para cada uno de los estranguladores utilizados. En la **Figura 5** se presenta el gasto de entrada por 5 y 6 mm

de flujo instantáneo a través de los intervalos disparados, notando de primera instancia la mejor respuesta en C-E, posteriormente en C-C y en C-A, en este caso el espesor del cuerpo C-E impacta directamente en la repuesta del modelo. Se hace notar que cuando aumenta el gasto (estrangulador 6 mm), las respuestas cambian incrementando el influjo de cada intervalo.



Figura 5. Gasto de entrada por cuerpo para estrangulador de 5 y 6 mm.

Con el conjunto de toda la información y una vez cotejado el modelo con la presión medida, se generaron los perfiles de flujo de todos los intervalos disparados con el propósito de determinar la condición de flujo de cada uno de ellos y cotejarlos con la respuesta de la temperatura y el gradiente de ésta. La **Figura 6** muestra el perfil de entrada de flujo del yacimiento al pozo en los cinco intervalos disparados, en los cuales se determina el gasto de aceite y agua para cada uno y por ende el porcentaje de aporte con respecto al

total de la corriente de flujo. Se presentan los perfiles para los gastos de producción de líquidos que se obtuvieron por los diámetros de estrangulador de 5 y 6 mm y así mismo se observa el perfil discretizado de producción a lo largo de la sección. Al incrementar el gasto, se observa una mejora en el aporte de producción de aquellos intervalos que presentan una condición menos favorable con respecto a las mejores como el C-B y C-D.

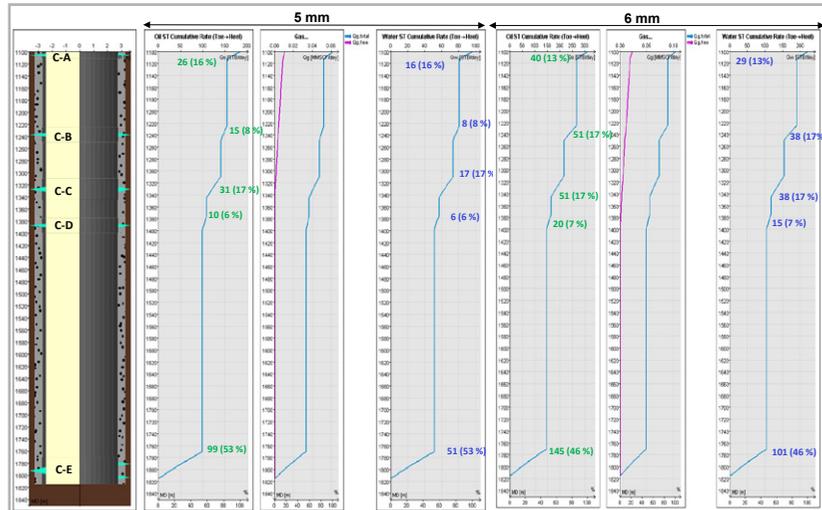


Figura 6. Gasto de entrada discretizado por cuerpo para estrangulador de 5 y 6 mm.

En las **Tablas 4-7** se muestra un comparativo de los resultados de producción obtenidos para cada intervalo (cuerpo productor) cuando el pozo fluye por 5 y 6 mm

observando la discretización y en total obteniendo el gasto medido en superficie resultado del acoplamiento de toda la información disponible y medida.

Cuerpo	Aporte agua (bpd)	
	5 mm	6 mm
C-A	16	29
C-B	8	38
C-C	17	38
C-D	6	15
C-E	51	101

Cuerpo	Aporte (%)	
	5 mm	6 mm
C-A	16	13
C-B	8	17
C-C	17	17
C-D	6	7
C-E	53	46
Total	100	100

Cuerpo	Aporte aceite (bpd)	
	5 mm	6 mm
C-A	26	40
C-B	15	51
C-C	31	51
C-D	10	20
C-E	99	145

Cuerpo	Aporte total (bpd)	
	5 mm	6 mm
C-A	42	69
C-B	23	89
C-C	48	89
C-D	16	35
C-E	150	246
Total	279	528

Tablas 4-7. Comparativa de resultados para ambos gastos medidos pozo C-3146.

Finalmente, para este caso, en la **Figura 7** se representa de manera gráfica para estranguladores de 5 y 6 mm, el perfil de producción en la sección donde se encuentran todos los intervalos disparados observando el flujo multifásico. El agua es producto del fluido de fractura. Cabe hacer mención que también fue considerada la relación de solubilidad inicial del fluido. Se tiene la presencia de gas a partir del cuerpo C-C hasta C-A. Este perfil de producción permite definir la

terminación del pozo indicando que puede ser selectiva considerando el influjo de cada uno de los pozos y teniendo flexibilidad cuando se tenga la presencia más fuerte de un fluido indeseado. Así mismo, se observa que para mejorar la condición de flujo y beneficiar a aquellos intervalos que presentan una condición menos favorable es conveniente ampliar el estrangulador como es el caso del C-B en el cual se aprecia con un mayor gasto.

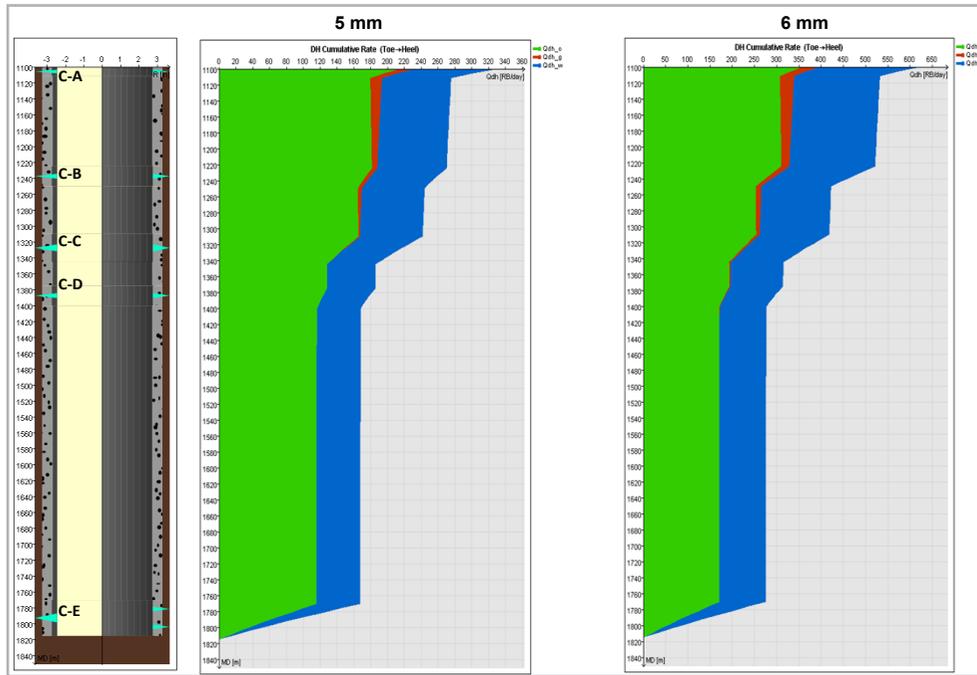


Figura 7. Representación gráfica del perfil de producción del flujo multifásico por estrangulador de 5 y 6 mm.

Caso 2

Para el caso 2, se hizo el procedimiento similar al caso 1. Un pozo nombrado A-41 presentó oportunidad en 7 unidades de flujo de acuerdo con la evaluación petrofísica de lo que el igual número de intervalos fueron disparados distribuido en 6 cuerpos. Durante la evaluación de cada uno de los intervalos, se les realizó un análisis minifrac para determinar el nivel de presión de yacimiento, entre otros parámetros.

En la **Tabla 8** se muestran los resultados de las evaluaciones minifrac. Como se podrá observar, se realizaron cuatro fracturas, la número 1 se realizó de manera conjunta en dos formaciones y tres intervalos, la número 4 se realizó en dos formaciones y dos intervalos, las otras dos se hicieron de manera independiente con un solo intervalo cada una,

por lo que las presiones determinadas en las fracturas 1 y 4 se asociaron a los dos yacimientos en las que tuvieron influencia. Los análisis determinaron datos de presión contrastantes con rango de Pws de 1754 a 3125 psi.

Fractura	Arena	md		Pws (psi)
		Cima	Base	
4	C-60	1900	1912	1754
	C-65	1918	1930	
3	C-70	1958	1964	2419
2	C-80	1986	1992	3125
1	C-90	2027	2033	2476
		2037	2043	
		2062	2068	

Tabla 8. Presiones determinadas de minifrac pozo A-41.

Para evaluar la condición de flujo de todos los cuerpos se tomó un registro P-T-RG, el cual se muestra en la **Figura 8**, considerando pozo cerrado y con un estrangulador pequeño (4 mm) para identificar la condición dinámica fluyendo debido a que la producción del pozo era mínima. La línea verde muestra la respuesta con el pozo cerrado y en azul con el pozo abierto. Como se podrá observar, las respuestas fueron muy parecidas tanto en presión como temperatura y sus respectivos gradientes. Con el pozo cerrado no se

observa un perfil de temperatura estable, lo que indica que existe movimiento a lo largo de la sección que se asocia a un flujo cruzado, al abrir el pozo, se presenta un incremento en la temperatura, pero básicamente paralelo al perfil cerrado lo que indica movimiento de fluido (bajo gasto) y el mismo flujo cruzado. Este fenómeno también se aprecia claramente en el gradiente de temperatura.

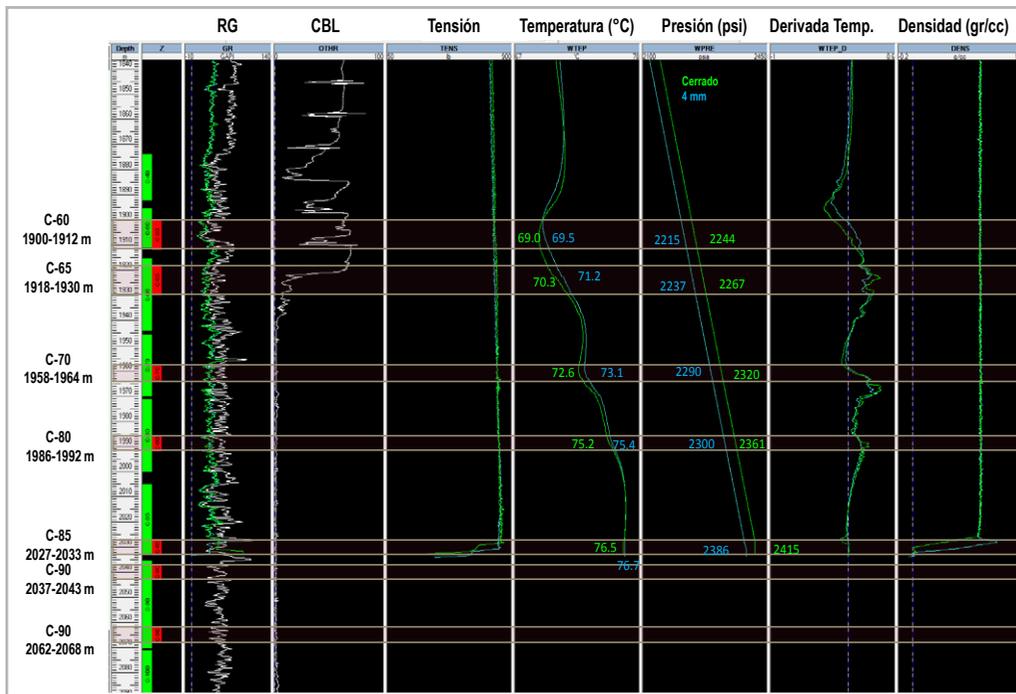


Figura 8. Representación gráfica del perfil de producción del flujo multifásico por estrangulador de 5 y 6 mm.

El objetivo de la toma de información fue evaluar esos contrastes y asociarlos a las presiones determinadas de las pruebas minifrac e identificar porque la baja productividad del pozo y definir la influencia de todos los intervalos abiertos a producción considerando las propiedades petrofísicas de cada una de las unidades de flujo y las propiedades de los fluidos. Con base en lo

mencionado, se realizó el acoplamiento de la información del registro presión-temperatura con un modelo para determinar la mejor condición de flujo para producir el pozo. En la **Figura 9** se presenta el perfil de presión que se tendría cuando no hay flujo.

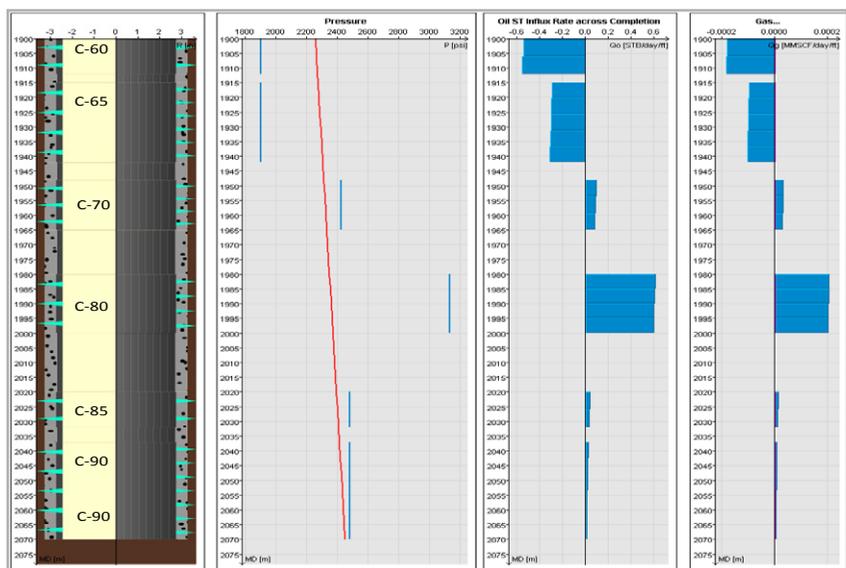


Figura 9. Perfil de presión gasto 0 bpd y comportamiento por cuerpo disparado.

Como se podrá observar el perfil cerrado que se generó con el modelo, se ajusta al perfil registrado. Se presentan las diferencias de presión para cada uno de los intervalos disparados. Con base en el modelo y en lo observado en el perfil de presión con pozo cerrado, se tiene que la mayor diferencia de presión se da en el cuerpo C-80, para los cuerpos C-90, C-85 y C-70 la diferencia es mínima pero positiva; sin embargo, para C-65 y C-60 crece una diferencia negativa. El comportamiento de entrada por unidad de flujo también refleja esos cambios. Todas estas variaciones se reflejan en el perfil de temperatura que se tomó. Bajo

este escenario se percibe que se presenta el flujo cruzado teniendo que los cuerpos C-65 y C-60 son los que están admitiendo, razón por la que no se logró la estabilización.

Ahora bien, con el fin de evaluar la condición del pozo fluyendo, también se tomó el registro, en este caso se tuvo un gasto de producción muy bajo (+/- 25 bpd); sin embargo, el objetivo se cumplió para comparar ambos perfiles. En la **Figura 10** se presenta el perfil de presión para el gasto mencionado.

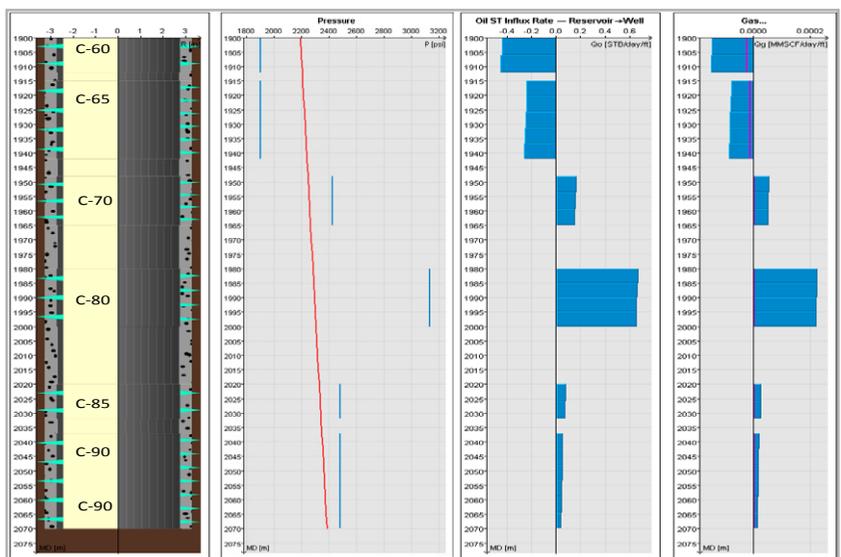


Figura 10. Perfil de presión gasto 25 bpd y comportamiento por cuerpo disparado.

Como se ha podido observar, el perfil de presión del modelo reproduce el perfil registrado con el P-T, la Pwf frente a los cuerpos C-60 y C-65 sigue siendo mayor que la respectiva Pws, por lo que en estos dos cuerpos se sigue presentando el flujo cruzado. Para el resto de los intervalos disparados la Pws > Pwf, sobresaliendo la condición de flujo del C-80. Comparando el registro tomado vs los resultados obtenidos de modelo se entiende la respuesta del perfil

de temperatura, por lo que se buscó la alternativa para alcanzar una condición favorable que permitiera mejor la condición de flujo dentro del pozo.

En la **Figura 11** se muestra la respuesta del modelo considerando la propuesta de intervención para asegurar el flujo del fondo hasta la superficie y evitar el flujo cruzado.

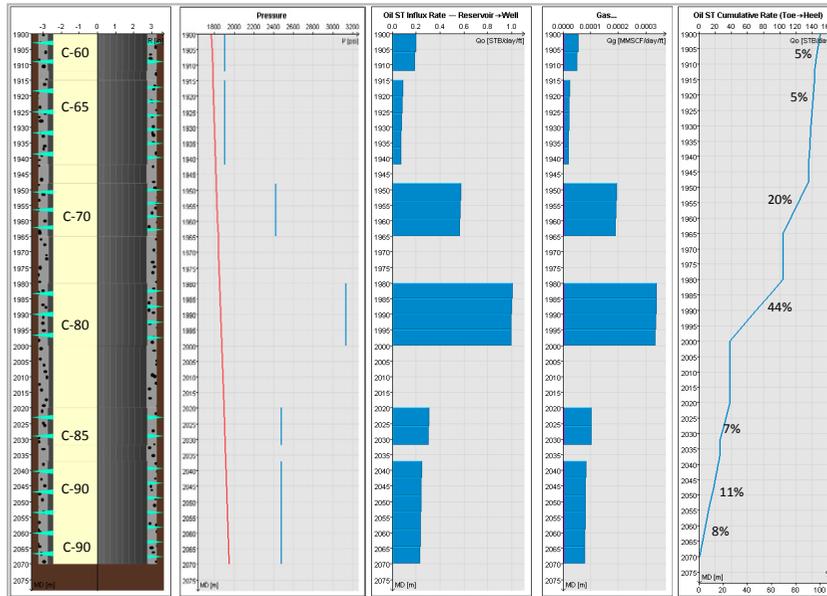


Figura 11. Perfil de presión gasto 150 bpd y comportamiento por cuerpo disparado.

Con base en los análisis realizados, se observa que la condición de flujo de todos los cuerpos mejora alcanzando una producción total de al menos 150 bpd. El perfil de presión indica que las pws > pwf, no se presenta flujo cruzado

y sobre todo, se tiene una discretización de producción de los cuerpos al pozo. En la **Tabla 9** se muestra la condición que se tendría con la propuesta.

Arena	Cima	Base	Pws (psi)	Pwf (psi)	% de producción
C-60	1900	1912	1754	1780	5
C-65	1918	1930		1800	5
C-70	1958	1964	2419	1830	20
C-80	1986	1992	3125	1870	44
C-85	2027	2033	2476	1915	7
C-90	2037	2043		1930	11
	2062	2068		1945	8

Tabla 9. Condiciones esperadas Qo 150 bpd.

El gasto se alcanzaría, con la implementación de un SAP y una terminación selectiva.

Conclusiones

- La metodología presentada en este trabajo permite discretizar la producción de cada uno de los intervalos abiertos, cuando se tienen al menos dos estratos disparados en el pozo, siempre y cuando se cuente con la información de presión de cada uno y con la evaluación petrofísica, además, de las propiedades de los fluidos, en conjunto con el acoplamiento de la información de los registros de presión-temperatura.
- Al conocer los gastos de cada intervalo abierto a producción y tomar información de forma periódica, se puede dar seguimiento al comportamiento de producción de cada uno, y estimar con mayor certeza la producción acumulada para cada estrato/yacimiento, lo que permitirá realizar los análisis correspondientes y evaluar los factores de recuperación y/o reservas.
- Con los resultados obtenidos se tiene la posibilidad de: optimizar la terminación del pozo, permitiendo aislar zonas que pueden fungir como ladronas y mejorar la productividad de los pozos.

- Se pueden generar diversos escenarios de manera inmediata, que permiten la toma oportuna de decisiones.

Referencias

- Babu, D. K. y Odeh, A. S. 1989. Productivity of a Horizontal Well. *SPE Res Eng* **4** (04): 417-421. SPE-18298-PA. <https://doi.org/10.2118/18298-PA>.
- Beggs, H. D. 2003. *Production Optimization Using NODAL™ Analysis*, second edition. Tulsa, Oklahoma, EUA: OGCI and Petroskills Publications.
- Kappa. 2012. Emerald: Production Log Interpretation Software Version 2.60.12
- NETool™ Well Simulator, Version 5000.0.3.1. 2014. Houston, Texas, EUA: Halliburton Landmark Software & Service.
- Terrazas Velázquez, J. C. 2022. La Temperatura como Variable en la Productividad de Pozos. *Ingeniería Petrolera* **62** (3): 116-127.

Semblanza del autor

Julio César Terrazas Velázquez

Ingeniero Petrolero por el Instituto Politécnico Nacional.

Maestro en Ingeniería, especialidad Ingeniería de Producción de Hidrocarburos, Facultad de Ingeniería UNAM.

En diciembre de 2004 ingresó a Pemex, laborando en la Coordinación de Diseño del Activo Integral Veracruz.

De febrero de 2009 a enero 2020 trabajó en PEP en el Grupo Diseño de Explotación del Activo de Producción Veracruz.

De enero de 2020 a la fecha trabaja en el Centro de Estudios Región Norte.

Ha participado como expositor en diferentes foros como el CMP, CIPM, AIPM.