



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“REGISTROS DE PRODUCCIÓN COMO HERRAMIENTA EN LA
CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ALBERTO ROMERO MACÍAS

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



CIUDAD UNIVERSITARIA

2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Alberto y Vianney por el cariño y apoyo que me han brindado en todo momento, por inculcarme los valores y las herramientas que me han permitido enfrentarme a los diferentes retos que se han presentado. Todo lo que soy se lo debo a ustedes, los amo.

A mis hermanos Edgar y José Carlos por el apoyo incondicional y los momentos que hemos pasado juntos. Por todo lo que me han enseñado y por ser mí ejemplo.

Mi más grande agradecimiento a Fer, por tu amor, por ser parte fundamental en la culminación de este proyecto y por todos los bellos momentos que hemos pasado juntos.

Gracias a mis familiares y amigos que me han apoyado durante mi formación, gracias por sus consejos y siempre alentarme para ser mejor.

A mi director de tesis y amigo Ing. Israel Castro Herrera, por el tiempo dedicado a este trabajo, por sus consejos, pero principalmente por su valiosa amistad.

A la licenciada Irene Lazcano, por haber ayudado durante gran parte de mi carrera, por los consejos que me ha dado, por todos los momentos y su gran amistad.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi segunda casa, por brindarme todas las herramientas durante la carrera, principalmente a la facultad de Ingeniería por permitir mi formación profesional.

OBJETIVO

Proporcionar las bases teóricas del funcionamiento de los registros de producción y su contribución en la caracterización dinámica de yacimientos.

INTRODUCCIÓN

Los registros de producción son una herramienta fundamental en la optimización de la explotación de hidrocarburos, ya que permiten evaluar las condiciones del pozo y ayudan a comprender el comportamiento del yacimiento; esta información ayuda al ingeniero a identificar problemas potenciales y tomar medidas preventivas o soluciones. La diferente información que proporcionan los registros de producción ayuda a la elaboración del modelo dinámico del yacimiento; este modelo representa fielmente las características del yacimiento, honrando el modelo estático con el fin de predecir el comportamiento del yacimiento.

Para realizar una adecuada caracterización del yacimiento debemos realizar diversas actividades y utilizar todas las herramientas disponibles, para que los datos finales sean confiables. La confiabilidad de la simulación numérica de un yacimiento depende de su eficacia para representar los fenómenos que ocurren durante su explotación y de la información que se suministre al modelo de simulación, por lo cual, la caracterización dinámica debe de ser considerada como un estudio previo a la simulación numérica por lo que la información que se determine mediante los registros de producción son parte fundamental para el desarrollo de explotación del campo.

Los registros de producción no solamente se utilizan en la industria petrolera. Los registros de temperatura, flujo y presión son los más importantes dentro de la industria geotérmica. Estos registros son utilizados ampliamente durante toda la vida productiva de los pozos.

El objetivo de esta actividad es determinar la presión, la cantidad de fluido y la temperatura de la formación, con el fin de ubicar los diferentes acuíferos y determinar sus características para poder ser explotados.

Este trabajo presenta diferentes casos de éxito, en los cuales se han utilizado los registros de producción en la caracterización dinámica de yacimientos petroleros.

INDICE

1. Descripción de los registros de producción	3
1.1 Introducción.....	3
1.1.1 Antecedentes.....	3
1.1.2 Objetivo de los registros de producción	4
1.1.3 Aplicaciones generales de los registros de producción	4
1.1.4 Condiciones Operacionales	5
1.1.5 Equipo necesario para la toma de registros de producción.....	6
1.1.6 Información previa necesaria	8
1.2 Principales registros de producción	10
1.2.1 Registro de temperatura	10
1.2.2 Registro de flujo (Molinete)	15
1.2.3 Registro de ruido	28
1.2.4 Registro de densidad (Gradiomanómetro)	31
2. Problemas en la producción de pozos	34
2.1 Introducción.....	34
2.2 Flujo Cruzado	35
2.2.1 Identificación de flujo cruzado.....	37
2.3 Indicador indirecto de fracturas.....	38
2.4 Problemas de alta producción de agua.....	40
2.4.1 Detección de zonas productoras de agua.....	41
2.5 Mala cementación	41
2.5.1 Detección de una mala cementación	42
3. Usos de los registros de producción	43
3.1 Geotermia	43
3.1.1 Introducción	43
3.1.2 Presencia de flujo cruzado en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC	44

3.2	Petróleo.....	54
3.2.1	Alta producción de agua en el pozo Agua Fría 811.....	54
3.3	Hidrología.....	66
4.	Casos de éxito de los registros de producción en la caracterización dinámica de yacimientos.....	67
4.1	Detección de la comunicación entre dos yacimientos a través del análisis de la presión.....	67
4.1.1	Introducción.....	67
4.1.2	Geología del campo.....	68
4.1.3	Caracterización dinámica del yacimiento.....	70
4.1.4	Conclusiones.....	77
4.2	Método y aplicación de pruebas cíclicas de presión con los registros de producción para determinar la permeabilidad y el daño del yacimiento.....	78
4.2.1	Introducción.....	78
4.2.2	Antecedentes.....	78
4.2.3	Justificación.....	81
4.2.4	Descripción de la herramienta.....	83
4.2.5	Proceso de aplicación.....	84
4.2.6	Ejemplo de aplicación.....	86
4.2.7	Conclusiones.....	91
4.3	Nueva metodología propuesta para el uso de registros de producción, modificada de Moustafa E, Sameer J. (2010).....	92
4.3.1	Introducción.....	92
4.3.2	Flujo de trabajo convencional para el uso de los registros de producción.....	92
4.3.3	Nuevo flujo de trabajo integral para el uso de los registros de producción.....	94
	Conclusiones.....	97
	Recomendaciones.....	98
	Índice de figuras.....	99
	Bibliografía.....	102

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El registro de producción es una medida de los parámetros del fluido y de la contribución de fluidos de una zona. Proporciona información acerca del tipo y movimiento de los fluidos dentro del pozo o cerca del pozo. Esta técnica provee información vital del comportamiento del pozo y puede ayudar al ingeniero a identificar problemas potenciales y tomar medidas preventivas, antes de que la producción sea interrumpida. Los registros de producción ayudan entre otros aspectos al Ingeniero de Yacimientos y de Producción a determinar las zonas por las cuales entran los fluidos al pozo, proporcionando información útil para optimizar la producción.

También, son importante fuente de información para el diseño de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, ya que son de gran utilidad para estimar el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento.

1.1.1 Antecedentes

El 5 de septiembre de 1927, los hermanos Schlumberger toman el primer registro geofísico de la historia. Este consistió de un registro de resistividad por estaciones, tomado en un pozo de 1600 pies de profundidad, en el campo petrolero Pechelbronn, en Alsacia (Noroeste de Francia). El registro se logró introduciendo una herramienta al pozo (denominada “sonda”), con un conjunto de 3 electrodos, cada uno colocado en un cable conductor aislado. La sonda era estacionada a intervalos regulares de profundidad. Más tarde en 1929, los registros eléctricos de resistividad se introdujeron de manera comercial en Venezuela, Estados Unidos y Rusia. La utilidad de la medición de resistividad para propósitos de correlación y para la determinación de yacimientos fue rápidamente reconocida por la industria petrolera.

Las herramientas de registros de producción fueron introducidas a partir de 1957, con el objetivo de evaluar el comportamiento y la naturaleza de los fluidos dentro del pozo. En la actualidad, este tipo de sensores se combinan con herramientas de rayos gamma, detectores de coples y algunas otras, para correrse simultáneamente en el pozo.

El desarrollo de los registros en pozos ha continuado hasta nuestros días, con la introducción de herramientas radioactivas, sónicas y más recientemente técnicas de medición durante la perforación, las cuales proporcionan información en tiempo real de las rocas que se van perforando. Entre estas técnicas se encuentran las conocidas como MWD y LWD (“Midiendo mientras se perfora” y “Registrando mientras se perfora”, respectivamente).

1.1.2 Objetivo de los registros de producción

Los registros de producción tienen 2 objetivos generales:

- Diagnóstico de problemas del pozo
- Monitoreo del yacimiento

El objetivo de los registros de producción es rastrear el movimiento del fluido dentro o detrás de la tubería de revestimiento y supervisar el movimiento de contactos de fluido del yacimiento. Los registros han sido, tradicionalmente, los instrumentos de trabajo en la ingeniería del subsuelo y del Ingeniero de Yacimientos. Sin embargo, con los peligros crecientes de la perforación, los registros de producción pasan a ser de vital importancia para el Ingeniero de Perforación. En muchas áreas del mundo, los registros de producción son obtenidos en la perforación en ciertos pozos para su producción. Esto es importante para pozos perforados y cercanos a los campos en producción.

1.1.3 Aplicaciones generales de los registros de producción

1. PERFORACION

- Detectar zonas de pérdida de fluidos
- Detectar roturas de tubería y estado de la sarta
- Detectar entradas de fluidos no deseados

2. TERMINACION

- Determinar la calidad de los disparos
- Determinar la cima del cemento entre el casing y la formación
- Determinar zonas estimuladas y la calidad de la estimulación

3. PRODUCCION Y EXPLOTACION DE CAMPOS

- Determinar el estado del aparejo (roturas, fugas)
- Determinar el estado del empacador (fugas, comunicación)
- Determinar el estado de las válvulas de inyección y de control
- Detectar flujo atrás de la TR (hacia abajo, hacia arriba)
- Detectar entrada de fluidos no deseados (gas, agua de formación, agua de inyección)

1.1.4 Condiciones operacionales

Los registros de pozos, en general, pueden definirse como la introducción de un sensor o conjunto de sensores para registrar el cambio de una o más propiedades contra la variación de la profundidad. Adicionalmente, ciertos tipos de registros incluyen la variación de algún parámetro respecto al tiempo y la profundidad.

Para lograr este propósito, las herramientas de registro o sensores, son bajados desde la superficie mediante un medio de suspensión, el cual puede usarse sólo con el objetivo de bajar la herramienta y posteriormente recuperarla.

Desde el punto de vista de los elementos empleados, los registros de producción se distinguen en los siguientes tipos:

- Con línea de acero
- Con cable eléctrico
- Con tubería flexible

Adicionalmente otro criterio de clasificación es la toma de información, ya sea:

- En tiempo real
- Con memoria
- Combinados

Cuando se toma un registro con línea de acero, se usan sensores de memoria. De manera que la información registrada solo puede ser analizada una vez que la herramienta es recuperada a superficie.

En general, este tipo de registros son más baratos, pudiéndose usar incluso registradores de tipo mecánico en vez de electrónicos. Presentan la inconveniencia de que durante el desarrollo del registro, no se tiene conocimiento de las lecturas en el fondo del pozo. Esto tiene especial impacto en caso de presentarse alguna falla en la sonda de registro ya que ésta se identifica sólo hasta la recuperación de la herramienta en superficie.

El uso de cable eléctrico permite correr los registros usando herramientas de memoria así como en tiempo real, es decir, durante el desarrollo del registro, la información está siendo recibida en una computadora en superficie. Esto permite un análisis inmediato de la misma, elemento importante en la toma de decisiones oportunas, las cuales pueden traducirse en importantes ahorros de recursos logísticos, humanos, técnicos y económicos en general. La toma de registros en tiempo real además de tener mayor costo, en ocasiones implica una fuente de posibles fallas adicionales, como desperfectos en las unidades de telemetrías que envían las señales a superficie, esto principalmente en pozos con alta temperatura.

Los registros tomados con tubería flexible (TF) son menos comunes. Se utilizan en pozos cuyas características mecánicas puede dificultar el paso de la línea de acero o el cable eléctrico. Pueden tomarse tanto en la modalidad de memoria como en tiempo real y son ampliamente usados en pozos altamente desviados y horizontales.

1.1.5 Equipo necesario para la toma de registros de producción

El equipo necesario para realizar los registros de producción en un pozo fluuyente se muestra en la **Fig. 1.1** y se describe a continuación cada elemento del mismo.

1. La camioneta de registros. El cable, el malacate, las computadoras superficiales y el personal de registros se encuentran en esta camioneta.
2. La camioneta del mástil. Esta camioneta tiene un mástil el cual se despliega hasta la posición en donde se muestra y se coloca de espaldas para salir con facilidad.
3. La cabeza del pozo con las válvulas y las líneas de flujo conectadas a él.
4. Lubricador o línea ascendente. Esta tubería se utiliza para almacenar la herramienta antes que se introduzca en el pozo. El lubricador se monta sobre la cabeza del pozo y la presión en el lubricador se iguala a la presión en la cabeza del pozo antes de los registros. Se deben conectar más secciones de tubería si se desea introducir una sarta de registros más larga.

-
-
5. Cable. Este cable es comúnmente un conductor simple (monocable). El cable está enrollado en el malacate de la camioneta de registros para su almacenamiento.
 6. Manguera de purga de presión para aliviar la presión en el lubricador después de los registros.
 7. Línea de grasa para mantener el sello de grasa.
 8. Almacén y bomba de grasa para el sello de grasa.
 9. Sello de grasa. Este sello asegura un sello hidráulico alrededor del cable aún cuando se corra el cable hacia fuera o hacia adentro del pozo.
 10. Camioneta de instrumentos. Esta unidad puede o no ser necesitada dependiendo de los servicios que se corran. Las camionetas más modernas están equipadas completamente y esta unidad no se requiere usualmente.
 11. Liberación de presión del lubricador a través de la manguera de purga.
 12. Polea superior. Notar que la polea inferior (13) está encadenada también a la cabeza del pozo.

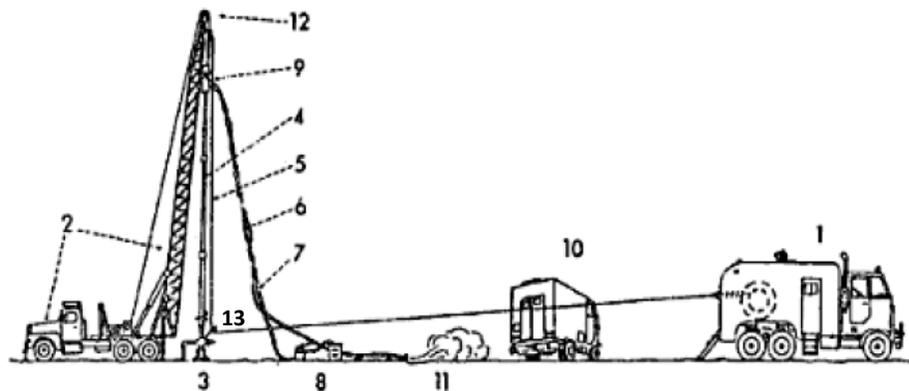


Fig. 1.1 Instalación del equipo de registros de producción.

Tomada de la tesis "Guía práctica para la interpretación de registros de producción". Pág. 41

La herramienta de registros de producción, está diseñada específicamente para la medición y determinación de los fluidos en pozos productores e inyectores. Los sensores que se incluyen son:

- Termómetro
- Gradiomanómetro
- Medidor de colgamiento
- Medidores de flujo
- Manómetro
- Calibrador
- Ruido
- Trazadores radioactivos

El conjunto de herramientas también incluye un localizador de coples y una herramienta de rayos gama para correlacionar y tener control de la profundidad. La **Fig. 1.2** muestra un esquema de los sensores que están en una herramienta típica de registros de producción.

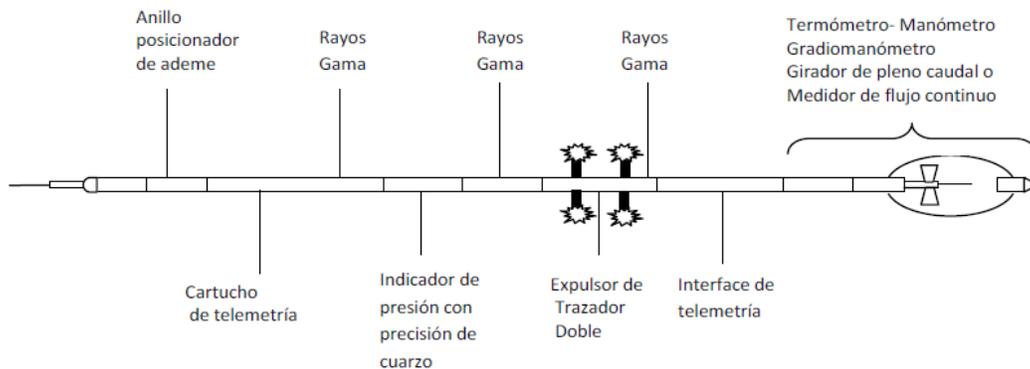


Fig. 1.2 Diagrama de la herramienta de los registros de producción

1.1. 6 Información previa necesaria

Dado que el ambiente dentro del pozo, en el cual se toman los registros, es radicalmente diferente a las condiciones superficiales, es necesaria una etapa de diseño previa a la toma de un registro de producción. Esta actividad disminuye sensiblemente la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados que pueden ocasionar desde fallas operativas menores que retrasen el desarrollo de los trabajos o que afecten la calidad y cantidad de la información recabada, hasta eventos graves que conduzcan a la pérdida del pozo.

La siguiente lista presenta la información necesaria para el diseño y la realización de un registro de producción:

1. **Objetivo del registro.** Como se ha mencionado anteriormente, pocas son las oportunidades para tomar un registro de producción. En consecuencia cuando se ha decidido realizar esta tarea, es necesario establecer de manera clara los objetivos de la misma.

-
-
2. **Desviación del pozo.** La toma de registros presenta particularidades dependiendo si se trata de un pozo vertical, desviado, de alto desplazamiento o incluso horizontal. De acuerdo a la trayectoria del pozo se pueden tomar decisiones que aseguren el éxito de la operación.
 3. **Estado mecánico.** El conocimiento detallado de las condiciones mecánicas del pozo es muy importante. Este debe incluir una descripción completa de todos los accesorios que componen la tubería de producción o inyección y del arreglo de tuberías de revestimiento. Se debe conocer fundamentalmente las longitudes y diámetros de cada componente, así como la profundidad de accesorios como zapatas y bocas de tuberías cortas de revestimiento (liners), entre otros.
 4. **Tipo de fluidos.** La presencia de agua, gas, sólidos, fluidos corrosivos, parafinas, hidratos, son factores muy importantes para el diseño de un registro de producción. El conocimiento de ellos influye en la selección de los sensores, secuencia de la prueba, duración de la misma, etc. Por otra parte, la presencia de fluidos corrosivos influye definitivamente en el tiempo de exposición de las herramientas dentro del pozo ya que una exposición prolongada puede traer como consecuencia el debilitamiento y rotura del cable o de la sonda en algún punto débil.
 5. **Presiones y temperaturas máximas y mínimas.** Estos valores son necesarios para elegir el rango adecuado de las herramientas. En general los sensores de presión cubren un alto rango de este parámetro; sin embargo, los dispositivos electrónicos de las sondas de registro están limitados por temperatura, incluyendo de manera especial la parte de telemetría.
 6. **Gastos esperados.** El rango de gastos esperados también es un parámetro importante. En pozos con alto gasto, las herramientas son sometidas a cierto grado de empuje en la dirección del flujo. En pozos productores, aparte de la presión de los fluidos sobre el área de la herramienta transversal al flujo, existe una componente importante debida a la fricción del fluido sobre la longitud completa del cable. Ambos efectos, tienden a impulsar la sonda hacia arriba. En caso de un incremento súbito de estas fuerzas, la herramienta puede ser disparada hacia la cabeza del pozo, formando un nudo en el cable.
 7. **Registros de correlación.** Son usados para tener el control adecuado de la profundidad de colocación de las herramientas. Entre ellos se usan registros de agujero abierto, tomados durante la perforación del pozo, como el rayos gamma o algunos registros eléctricos. Estos se comparan con los resultados del localizador de cople y con el registro de rayos gamma en agujero entubado.

-
-
8. **Historial de intervenciones.** Es importante conocer la historia de intervenciones, tratamientos previos y problemáticas del pozo. Se pueden encontrar elementos útiles para el diseño de los programas de registros.

1.2 PRINCIPALES REGISTROS DE PRODUCCION

Los registros de producción los podemos clasificar de acuerdo a su principio de funcionamiento como:

- Registros de resistividad.
- Registros acústicos.
- Registros radioactivos.
- Registros mecánicos.

A continuación se describen las características más importantes de los sensores de registros de producción más utilizados.

1.2.1 Registro de temperatura

Introducción

El conocimiento de la temperatura del pozo es de gran importancia ya que se requiere para la correcta evaluación y detección del movimiento de los fluidos. La herramienta utiliza un termómetro especial; el cual nos da lecturas continuas de temperatura. El mecanismo consiste de un termistor cuyo funcionamiento se basa en los cambios de resistividad que presenta un semiconductor con la temperatura. Este registro puede emplearse para diseñar una estimulación que elimine el daño.

Gradiente geotérmico

La temperatura en un pozo se incrementa con la profundidad. El índice de incremento dependerá del tipo de formación y su conductividad térmica. Para los propósitos de los registros de producción, se considera que este perfil es lineal y se llama “gradiente geotérmico”. Si T_0 es la temperatura inicial, la temperatura a una profundidad en el agujero está dada por:

$$T = G \times Z + T_0 \quad (1.1)$$

donde:

G = Gradiente geotérmico, [$^{\circ}\text{F}/1000$ pies o $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$]

Z = Profundidad, [pies o m]

T = Temperatura del agujero a una profundidad Z , [$^{\circ}\text{F}$ o $^{\circ}\text{C}$]

La temperatura que se puede medir en los primeros kilómetros de la corteza, aumenta con la profundidad siguiendo una progresión promedio de 3°C cada 100 metros de profundidad o bien [$15^{\circ}\text{F}/1000$ pies].¹

Además del calor natural de fondo debido a los distintos procesos físicos y químicos que se dan en el interior del planeta, existen otros factores que intervienen en la ecuación térmica.

- **Factores regionales:** el contexto geológico y estructural a escala regional condiciona la distribución de las temperaturas; así pues, en zonas con vulcanismo activo o en áreas de reducción de la litosfera, el gradiente geotérmico será más elevado que en otras zonas sin actividad volcánica o con un grosor litosférico superior a la media.
- **Factores locales:** las diferencias entre las propiedades térmicas de las rocas, como la conductividad térmica, producen sensibles variaciones laterales y verticales del gradiente geotérmico. El factor que más condiciona el valor del gradiente geotérmico es la circulación subterránea de agua, ya que ésta tiene la capacidad de redistribuir el calor. Así, en zonas de recarga de acuíferos el gradiente geotérmico disminuye debido a la circulación descendente del agua más fría, mientras que en las zonas de descarga sucede lo contrario (ascenso de agua profunda más caliente). Las estructuras geológicas también pueden condicionar el gradiente geotérmico en áreas muy reducidas, ya que localmente el agua subterránea puede ascender desde zonas profundas a través de planos de fractura, produciendo así anomalías térmicas muy intensas.

Por consiguiente, el valor del gradiente geotérmico, además de depender de la profundidad también varía en función del contexto geológico y estructural, las diferencias de propiedades térmicas de las rocas y la circulación de aguas subterráneas.

¹ *Oilfield Glossary, Schlumberger, "Gradiente Geotérmico", http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/geothermal_gradient.aspx

El registro de temperatura muestra anomalías frías (enfriamientos) causadas por el efecto Joule-Thomson en puntos donde el gas se expande. El efecto Joule-Thomson es el proceso en el cual, la temperatura de un gas disminuye o aumenta permitiendo la expansión libre del fluido manteniendo una entalpía constante (el gas no recibe ni transfiere calor y no realiza ningún trabajo).

Herramientas utilizadas

El mecanismo consiste en un conjunto de herramientas integradas en un módulo de corta longitud, diseñadas para ser utilizadas en condiciones en las que encontramos temperaturas elevadas. La herramienta se usa para dar una alta precisión a la lectura de la temperatura del pozo. Debido a que el sensor es pequeño, esta herramienta tiene también un tiempo de respuesta rápida.

El elemento sensible a los cambios de temperatura de esta herramienta, es un filamento metálico el cual se expone al fluido del pozo cuya resistencia va siendo diferente con los cambios de temperatura que se van dando a diferentes profundidades. El filamento es parte de un circuito conector sensible que controla la frecuencia de un oscilador eléctrico. Los dispositivos eléctricos aprovechan los fenómenos de variación de la resistividad eléctrica con la temperatura, para hacer mediciones de la misma, a ciertas profundidades. La **Fig. 1.3** muestra un esquema de la herramienta.

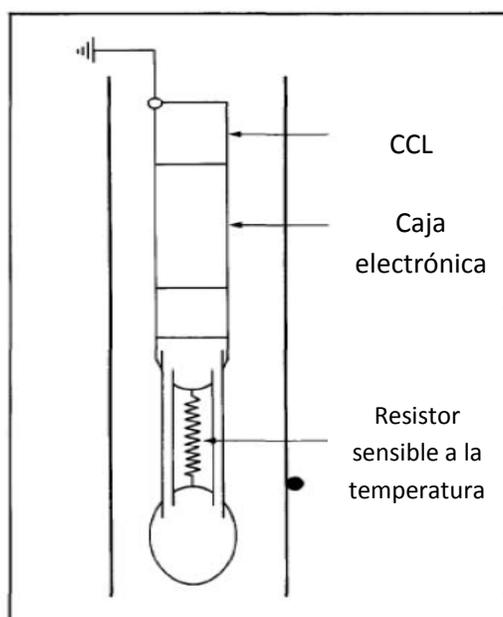


Fig. 1.3 Esquema de la herramienta de temperatura

Principio básico de operación

Su principio de operación se fundamenta en el cambio de resistencia de una longitud de alambre de platino con el cambio de la temperatura del pozo. Esta relación se usa para manejar un oscilador controlador de voltaje.

La frecuencia de salida de este oscilador es digitalizada y codificada. La punta de cobre de alta conductividad térmica está aislada con un cuerpo de baja conductividad térmica, lo cual permite una medición de alta resolución aún con altos diferenciales de temperatura entre el fluido del pozo y el cuerpo de la herramienta.

Aplicaciones

El registro de temperatura representa una herramienta fundamental en el análisis y diagnóstico de los pozos así también de los problemas comunes que se presentan en los mismos, por lo que dicho registro puede ser utilizado para desarrollar ciertas actividades como por ejemplo:

1. Determinar la causa por la cual se presenta una producción excesiva de gas o agua.
2. Determinar la altura de fractura.
3. Diagnóstico en pozos inyectoros.

La aplicación del registro de temperatura nos permite identificar y conocer la calidad de las tuberías de producción y revestimiento así como la localización de la cima del cemento y determinar qué partes del yacimiento están contribuyendo a la producción (localización de entradas de fluidos al pozo).

Interpretación

Es importante que para cualquier tipo de pozo se tome un registro cuando se encuentra estabilizado, ya sea produciendo o inyectando y posteriormente cuando se encuentre cerrado. También se hacen mediciones a intervalos regulares de tiempo después de que el pozo ha sido cerrado para registrar los cambios de temperatura de la formación hasta que se encuentra en equilibrio.

Los registros a pozo cerrado tienen como objetivo indicar la variación de la temperatura de las diferentes formaciones con el tiempo. Cabe mencionar que la primera corrida debe ser en dirección hacia arriba.

La interpretación de los registros de temperatura es esencialmente cualitativa y no puede resumirse en un patrón determinado, para interpretar los registros en cada caso particular deben tenerse en cuenta los principios básicos de flujo de calor, mecánica de fluidos e ingeniería de yacimientos; sin embargo, se presentan algunas anomalías comunes en el flujo de fluidos que se pueden utilizar como base para llevar a cabo la interpretación.

Los registros de temperatura tomados durante la inyección o producción proporcionan información semi-cuantitativa respecto al flujo, cuando las condiciones son tales que la curva de temperatura tiende a una asíntota paralela al gradiente geotérmico.

La **Fig.1.4** representa el comportamiento de un registro de temperatura utilizado para determinar la altura de las diferentes fracturas presentes en un campo. Las partes no fracturadas coinciden con el gradiente geotérmico a comparación con las partes fracturadas.

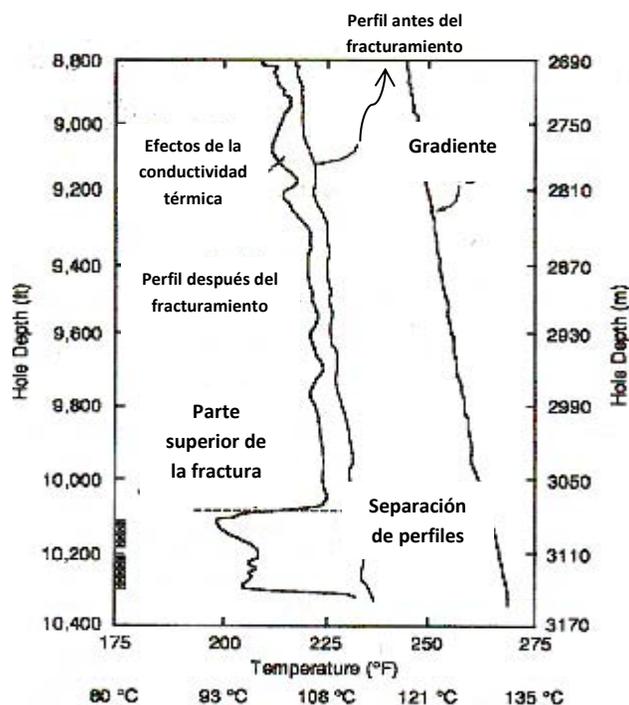


Fig. 1.4 Comportamiento del registro de temperatura para la localización de fracturas

La **Fig. 1.5** representa el comportamiento de los fluidos al desplazarse hacia la cabeza del pozo, la proporción de gas va siendo cada vez mayor. Como se explicó anteriormente, la mayor capacidad de conducción del calor del gas, provoca que, donde hay mayor presencia de él, la temperatura disminuya más rápidamente.

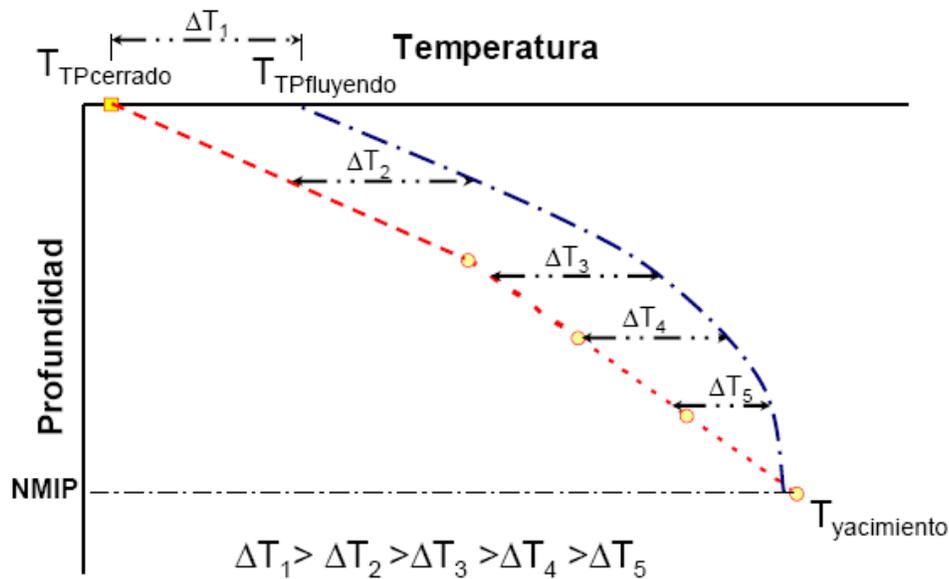


Fig. 1.5 Comportamiento de un registro de temperatura por estaciones (NMIP: nivel medio del intervalo productor)

1.2.2 Registro de flujo (molinete)

Introducción

La explotación y la evaluación de la producción, es uno de los factores que influyen en el desarrollo de la producción de hidrocarburos, la medición de los fluidos producidos, es el factor principal que rige la planeación y el desarrollo del pozo, por lo cual se requiere el uso de dispositivos registradores de medición dentro del pozo.

Molinete: Es un velocímetro tipo hélice que se utiliza para medir la velocidad de los fluidos en el fondo del pozo, el principio básico de operación del registro de Flujo (Molinete) consiste en dos partes principales: una rueda provista de un dispositivo mediante el cual el fluido en movimiento la hace girar, y un mecanismo que permite contar o medir el número de vueltas que da esta rueda.

La velocidad de la propela está en función de la velocidad del fluido producido o inyectado, previamente a la operación de esta herramienta se deben realizar varias corridas de calibración, con la finalidad de que la herramienta opere en condiciones óptimas.

TIPOS DE MOLINETE²

Dentro de las herramientas que intervienen en la familia de los Registros de Producción, los medidores de flujo que se incluyen son:

- **Los de medición continúa.**

Estos tienen buen resultado en flujo en una fase y altos gastos, **Fig. 1.6 (a)**.

- **Los que emplean obturador anular (empacador inflable).**

Utilizados para flujo multifásico, a altos y bajos gastos de producción, el cual sólo es afectado por la viscosidad, **Fig. 1.6 (b)**.

- **Medidor de flujo de caudal total.**

Buen resultado en flujo multifásico, altos y bajos gastos de producción y gran rango de viscosidades, **Fig. 1.6 (c)**.

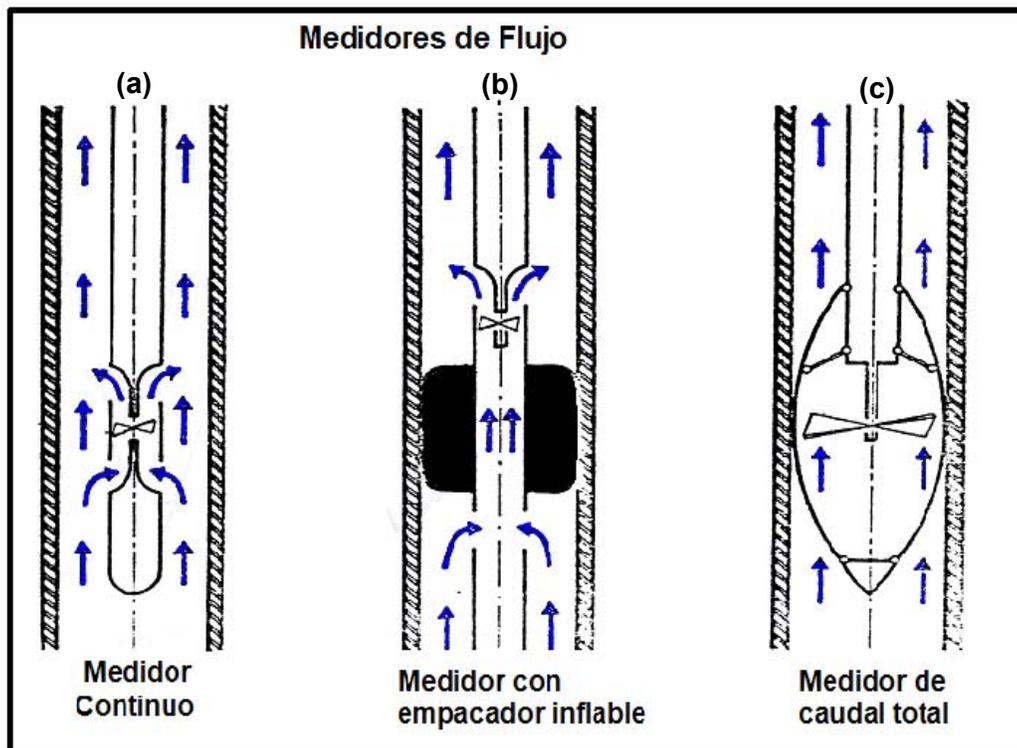


Fig. 1.6 Tipos de medidores de flujo

² "Registros de producción TEMA VI", UNAM, presentación para la materia de Productividad de Pozos. 2013

Medidor de flujo con empacador

Esta herramienta consta principalmente de una bolsa empacadora que sella contra la pared de la tubería conduciendo el gasto total hacia la sección de medición. En esta sección se tiene una hélice o propela cuyo eje gira sobre pivotes de baja fricción. En el extremo de este eje se encuentra acoplado un imán, el cual genera una corriente eléctrica dentro de una bobina. La frecuencia de la señal generada en la bobina es medida y graficada continuamente.

Medidor de flujo continuo

A diferencia del medidor de flujo con empacador en que todo el fluido pasa por la sección de medición, en esta herramienta sólo una parte lo hace. Este medidor de flujo también utiliza una propela o hélice tipo velocímetro para medir el flujo de fluidos a través de la tubería de producción o de revestimiento. La herramienta es mantenida en el centro de la columna del fluido por medio de centradores moviéndose a una velocidad constante en sentido contrario al flujo. La **Fig. 1.7** muestra un molinete de flujo continuo.



Fig. 1.7 Molinete de flujo continuo

Herramienta desviadora inflable

El molinete desviador inflable utiliza una malla desviadora con un anillo inflable para uso en pozos con gastos medios y bajos. La malla se monta encajando en una cámara que se cierra logrando protegerla mientras se baja la herramienta en el pozo. La cámara se abre y se cierra de acuerdo a un comando activado en superficie y cuando se abre, ayuda a centrar la herramienta y desplegar la malla desviadora. Al mismo tiempo, el fluido llevado por la herramienta es bombeado y entra al anillo inflable, obteniendo así un sello para el revestimiento. La **Fig. 1.8** muestra un esquema de la herramienta.

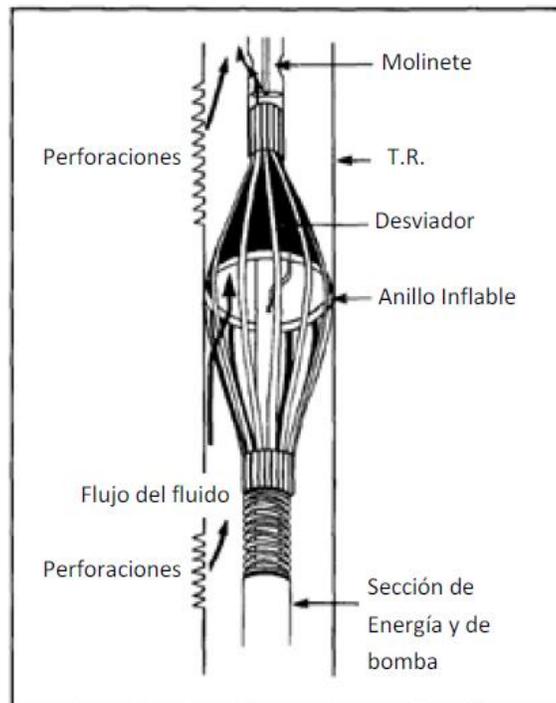


Fig. 1.8 Desviador inflable

Las mediciones de la velocidad de la propela del molinete dan como resultado gráficas que se llaman Perfiles de Producción o Inyección. La correcta interpretación de estos registros, permite:

- Determinar el rango del flujo.
- Las condiciones de cómo éste fluye o es inyectado a través de las perforaciones.

Estos registros, dan una idea clara de la eficiencia de los intervalos expuestos a producción o a la inyección, además señalan qué partes o porcentajes de cada intervalo fluyen o admiten fluido (entradas de flujo al pozo o puntos de inyección).

Con ayuda de los demás registros de producción contamos con una amplia información acerca de:

- Comportamiento de los fluidos en las formaciones circunvecinas al pozo.
- Volúmenes producidos o inyectados.
- La composición y la posición de entrada del agua, del aceite y/o gas.

Medidor de flujo para pozos horizontales y desviados

Los molinetes convencionales proporcionan una velocidad promedio en el centro del pozo, independientemente del perfil de flujo. Sin embargo, cada uno de los cinco medidores en miniatura de esta nueva herramienta mide la velocidad en cinco puntos diferentes a lo largo del eje vertical del pozo, por lo que permite el cálculo de un perfil de velocidad de fases múltiples, **Fig. 1.9**. La localización espacial de los diferentes sensores se identifica con precisión mediante un sensor de orientación integrado y una medición del caliper. La medición directa de la velocidad y el colgamiento del fluido mejora la capacidad del analista para determinar la separación de fases en el pozo y reduce las incertidumbres asociadas con la interpretación de flujo multifásico.³

Esta herramienta cuenta con sondas eléctricas y ópticas, las cuales permiten determinar la fracción de líquido como de gas existente en el pozo. Las sondas eléctricas miden la impedancia del fluido, lo que permite calcular el colgamiento del agua y las sondas ópticas utilizan reflectancia para determinar el colgamiento del gas. El brazo de la herramienta despliega los sensores y los medidores de flujo a lo largo del eje vertical de un pozo horizontal o altamente desviado para obtener la velocidad y medir el colgamiento de los fluidos. Adicionalmente cuenta con un quinto medidor de flujo en miniatura y un sexto par de sondas eléctricas y ópticas en el cuerpo de la herramienta que ayuda a determinar las propiedades de los fluidos en el fondo del pozo.



Fig. 1.9 Herramienta utilizada para medir el flujo en pozos horizontales y desviados.

³ Grant Ballantyne, Parijat Mukerji. "Advanced logging diagnosis allows successful water shut-off". World Oil. Noviembre 2005. Págs. 33-35.

Detección de agua

La capacidad para detectar agua con la que cuenta este sistema, se basa en la medición de seis sondas de baja frecuencia que miden la impedancia del fluido que rodea la punta de cada sonda. Cada sonda genera una señal binaria cuando las burbujas de petróleo o gas tocan la punta de la sonda.

Se establece un umbral con el fin de distinguir el agua de los hidrocarburos. Por lo tanto, las señales altas y bajas permiten que la herramienta discrimine entre el aceite y el gas en fase de agua. El petróleo y el gas no conducen la corriente eléctrica, pero el agua lo hace. El colgamiento del agua se determina por la fracción de tiempo que la punta de la sonda se encuentra en contacto con las burbujas, es decir, la relación entre el tiempo total de la señal alta (es decir, agua) y el tiempo de monitoreo.

La principal ventaja de esta técnica es que la medición del colgamiento de agua es independiente de las propiedades del fluido, se puede obtener sin necesidad de calibración, en comparación con las herramientas tradicionales que requieren una calibración precisa y el conocimiento de las densidades tanto de aceite como de agua. Además, la medición de las burbujas, representan el número de eventos no conductores detectados durante un intervalo de monitoreo, lo cual se puede utilizar para localizar con precisión las entradas de fluido, las herramientas tradicionales carecen de esta precisión. Al tener una medición de la fracción de agua podemos determinar el régimen de flujo en el pozo.

Detección de gas

La detección de gas en el sistema de registro de producción se consigue con seis sensores ópticos que miden el índice óptico del fluido. Típicamente, el gas tiene un índice cercano a 1, mientras que el agua y el petróleo crudo tienen índices, respectivamente, de 1.35 y casi 1.5. Dado que el aceite y el agua tienen índices de fluidos similares, las sondas ópticas se utilizan para distinguir gas de líquido. Las sondas ópticas presentan una respuesta binaria parecida a la respuesta de las sondas eléctricas, las cuales generan una diferencia entre el gas y el líquido.

Otra importante información adquirida a partir de los datos generados por esta herramienta es que nos ayuda a localizar la entrada de gas. Al igual que la técnica de sonda eléctrica, la ventaja de utilizar sondas ópticas es que podemos obtener la fracción de gas sin necesidad de calibrar la herramienta gracias a la medición binaria que genera la herramienta. Además, las pruebas de campo han demostrado que, en condiciones favorables, las mediciones ópticas también pueden diferenciar el aceite y el agua.

Principio básico de operación

Mediante la velocidad del fluido y la sección transversal al flujo se determina el gasto de fondo:

$$\text{Gasto} = 0.83(\text{velocidad})(\text{área}) \quad (1.2)$$

Las operaciones que se efectúan al tomar un registro de Molinete Hidráulico son fáciles y consisten en lo siguiente:

1. En la mayoría de los casos, se corre primero un registro de calibración y se revisa la profundidad del pozo.
2. Terminando el registro anterior se procede a introducir la sonda del molinete, procurando que la propela quede lo más vertical posible y en el centro del pozo.
3. Estando la sonda en el fondo del pozo o un poco más abajo de la profundidad por registrar se comienza a subir la sonda.
4. La velocidad de registro es muy variable y fluctúa entre 2800 a 2400 ft/hr, además depende de la velocidad de flujo y de la escala, pero independientemente de estos factores, debe ser continua y uniforme.

Factores de corrección

En general, la velocidad se toma en la parte central de la tubería y no cerca de las paredes. Sin embargo la velocidad que registra el sensor corresponde a una velocidad promedio del fluido. Por lo tanto, se acostumbra aplicar un factor de corrección de velocidad de flujo de 0.83, que corresponde a los resultados obtenidos en una gran cantidad de registros de pozo y de mediciones en el laboratorio. El factor de corrección es válido únicamente en el caso común de una hélice centralizada. La **Fig. 1.10** muestra el comportamiento del fluido dentro de la tubería.

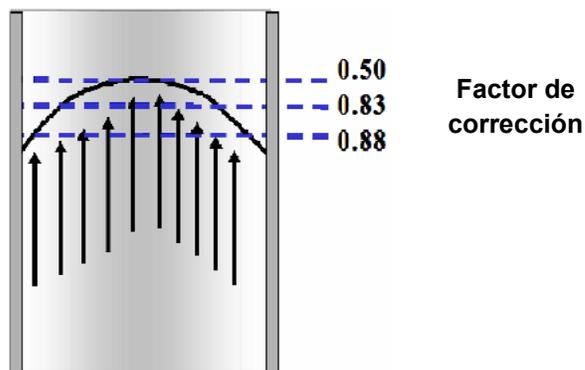


Fig. 1.10 Comportamiento del fluido dentro de la tubería

Calibración

Un medidor de flujo se calibra en dirección opuesta al flujo de los fluidos, definiendo una línea de respuesta del molinete contra la velocidad de la herramienta. La velocidad del fluido se obtiene de la línea de respuesta. Se muestra en la **Fig. 1.11** la comparación del comportamiento ideal de la respuesta del molinete con los efectos de la fricción, así como el comportamiento real de la fricción mecánica y la viscosidad del fluido en flujo estacionario. Los efectos de la densidad, la viscosidad y la fricción modifican el comportamiento ideal de la línea de respuesta del molinete en dos curvas desfasadas una de otra. La respuesta de frecuencia del molinete está dada por la **ecuación 1.3**, asumiendo que la fricción en los soportes del molinete no tiene componentes viscosos, y que la fricción viscosa sólo hace lento el movimiento a lo largo de la cara de la hoja.

$$f = av - \frac{b}{\rho v} - c \sqrt{\frac{\mu}{\rho v}} \quad (1.3)$$

donde:

f = la frecuencia del molinete [RPS]

v = velocidad del flujo sobre la aleta del molinete a lo largo del eje de rotación.

a = constante dependiendo de la inclinación de la aleta

b = constante dependiendo del radio de acción de la fricción al momento de inercia de la aleta

c = constante dependiendo de la fricción superficial debido al movimiento de los fluidos a lo largo de la superficie de la aleta

ρ = densidad del fluido [kg/m^3]

μ = viscosidad del fluido [cp]

Como se muestra en la **Fig. 1.11** la extrapolación de las líneas rectas de una velocidad rotacional del molinete, determinan las intersecciones positiva y negativa. La intersección de la línea de respuesta ideal debe estar entre estas dos y corresponde a la velocidad medida, **vm**, determinada a partir de las intersecciones reales. La pendiente corresponde a la constante **a** y depende de la inclinación de la hélice.

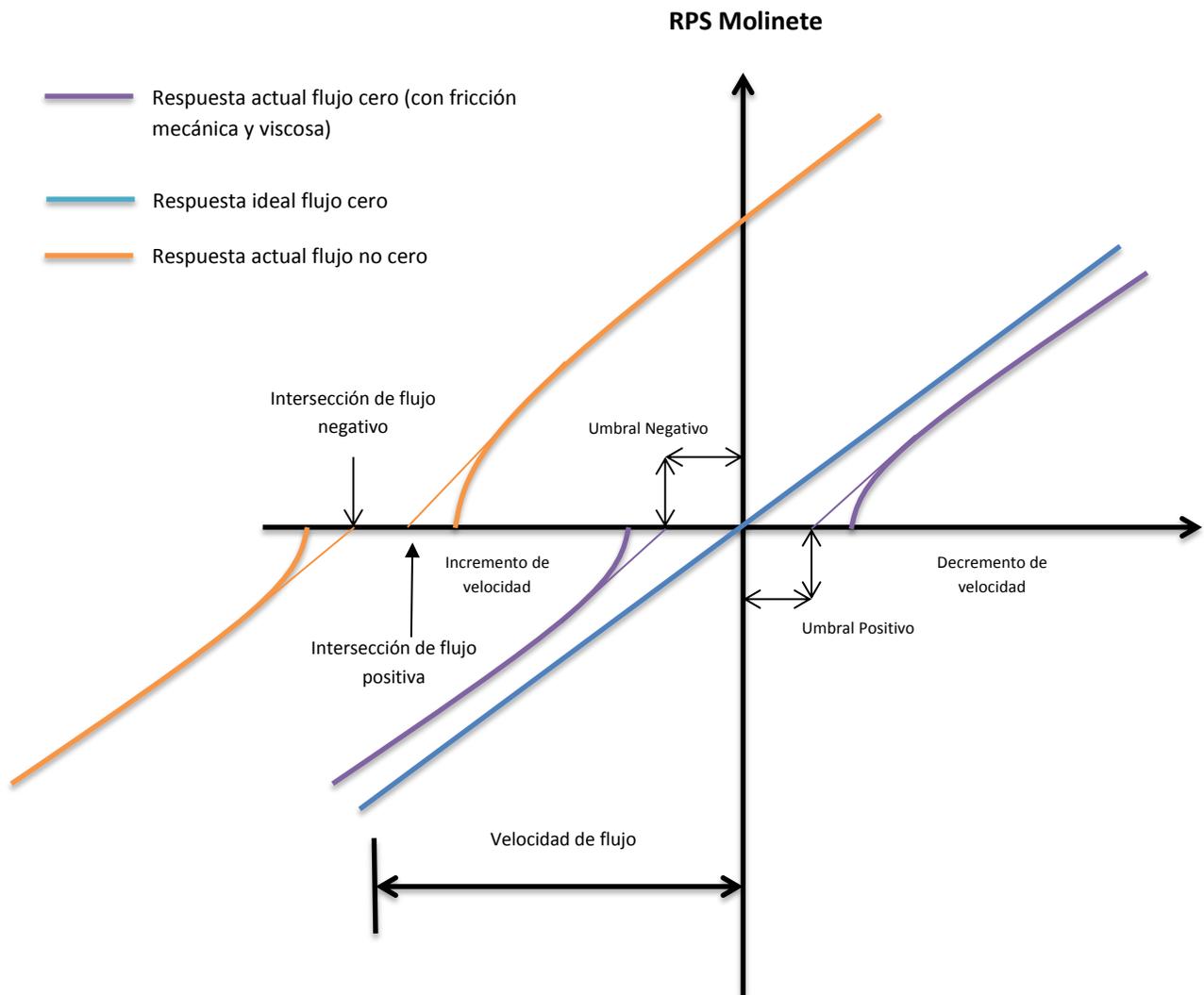


Fig. 1.11 Respuesta teórica del molinete en flujo monofásico

Debido a la viscosidad del fluido, la velocidad medida por el molinete debe ser corregida para dar un promedio de la velocidad. La **Fig. 1.12** muestra un registro de molinete con 5 corridas hacia arriba y 4 hacia abajo en un pozo de inyección de agua. Existen seis zonas de respuesta constante del molinete, etiquetadas de la 0 a la 5, las cuales fueron seleccionadas para la interpretación.

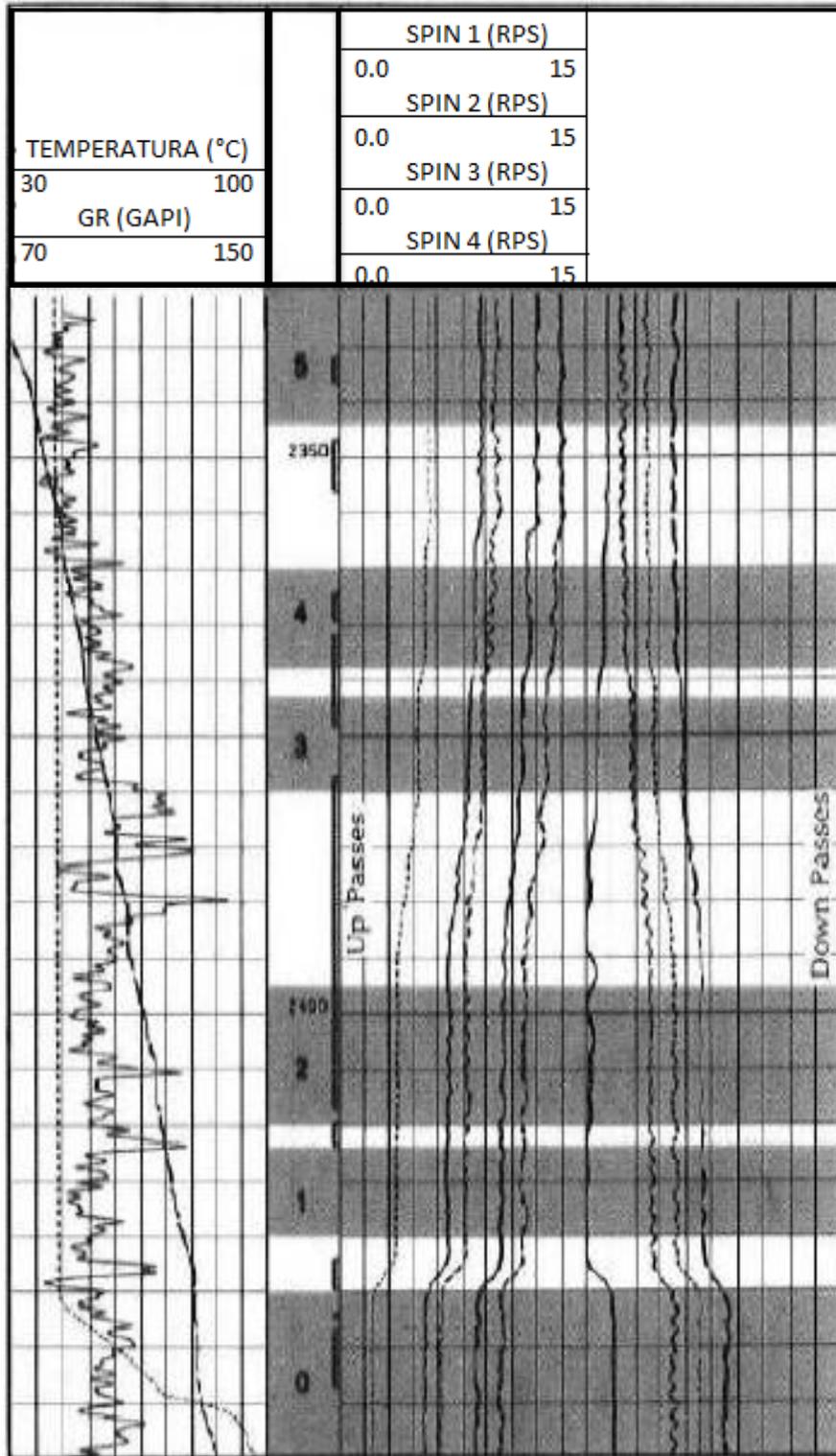


Fig. 1.12 Conjunto de corridas de registros de flujo en pozo de inyección

Después de los cálculos, se pueden construir los perfiles de flujo total y de entrada. En la **Fig. 1.13** se muestra el flujo acumulado en un intervalo con cuatro horizontes productores. Las contribuciones individuales de cada intervalo es la diferencia entre los flujos en cada intervalo: a, b, c y d, estas contribuciones se muestran a la izquierda de la figura.

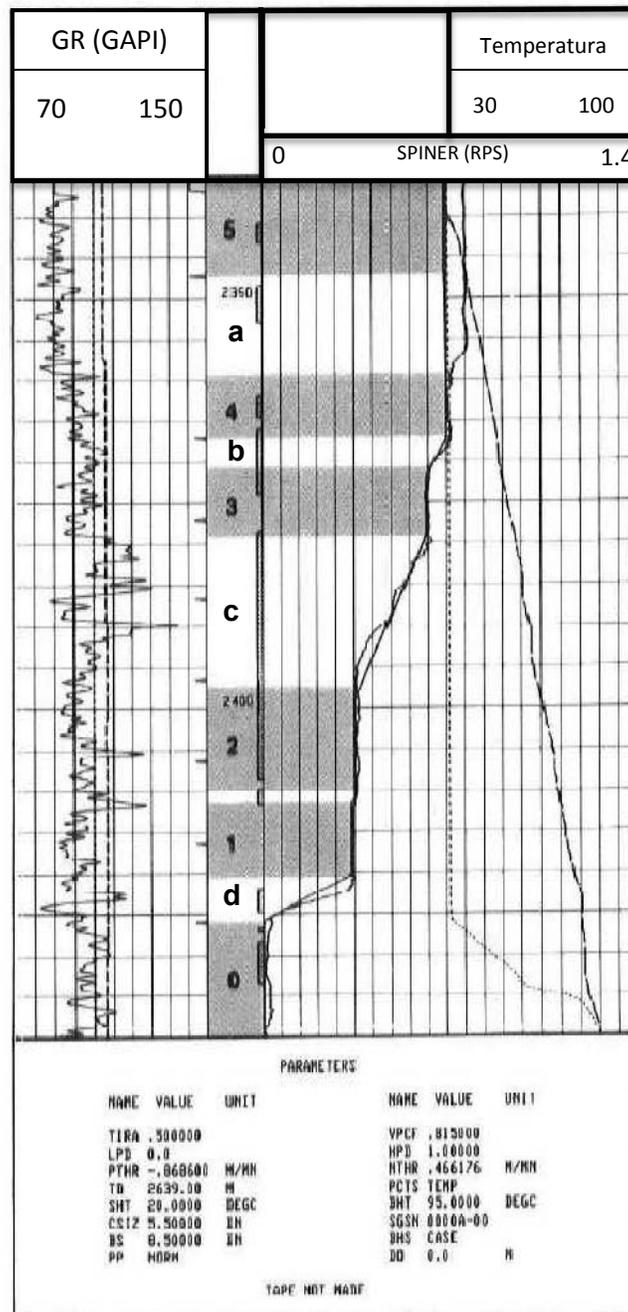


Fig. 1.13 Perfil de flujo acumulado

Técnica de 2 Corridas para determinar la viscosidad del fluido

Esta técnica puede ser usada para calcular el porcentaje de contribución de cada zona en condiciones de variación de la viscosidad. Consiste en correr varias veces un medidor de flujo continuo en contra de la dirección de flujo y con la dirección del flujo. La velocidad del cable debe ser mayor a la velocidad del flujo. Después se seleccionan dos corridas una con dirección del flujo y otra en contra del flujo, éstas se normalizan para que coincidan en una región de no flujo (bajo los disparos). La cantidad de la separación medida en la división de los registros entre las dos corridas es linealmente proporcional a la velocidad del fluido. El 100% de flujo está en el punto máximo de deflexión, el cual está usualmente encima de los disparos. Las zonas ladronas pueden complicar un poco la interpretación, pero el principio es el mismo.

Una ventaja que distingue a esta técnica es que cancela los cambios de viscosidad. Estos cambios son esencialmente desplazamientos en las lecturas de **rps** en la misma proporción y dirección de ambas corridas. Si la curva central se toma como una línea intermedia entre las dos curvas, y se desplaza a la derecha es un decremento de viscosidad; si la línea central se desplaza a la izquierda es un aumento. La **Fig. 1.14** muestra la respuesta de la técnica de dos corridas en un ambiente de dos fases líquidas.

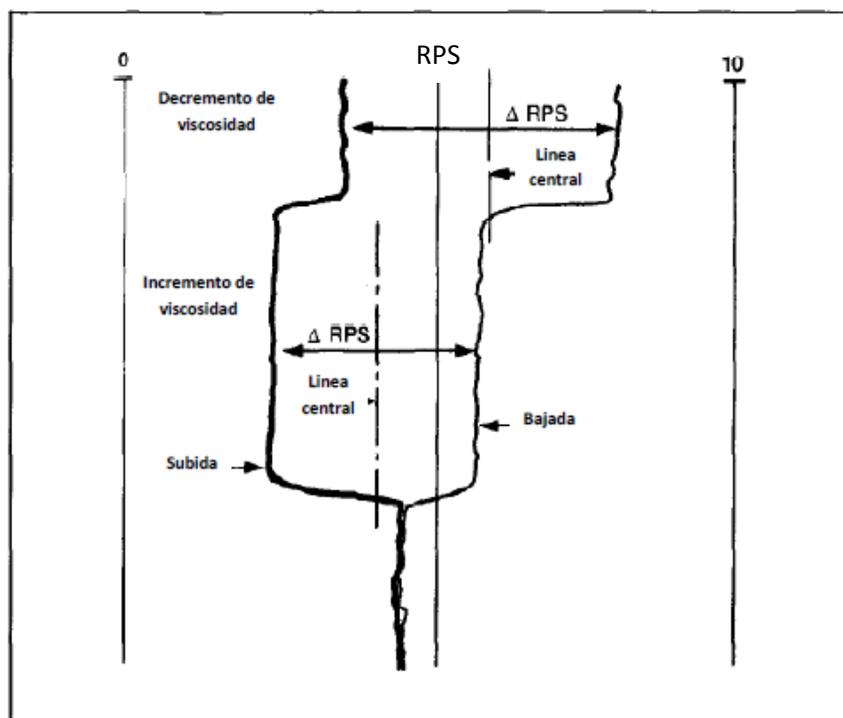


Fig. 1.14 Técnica de dos corridas

Interpretación

El registro obtenido es un perfil continuo de flujo en función de la profundidad y cuya curva está expresada en porcentaje de flujo total; que interpretada correctamente, determina la fracción o porcentaje que cada zona admite o contribuye a la producción total del pozo. El ritmo de las revoluciones del molinete varía de acuerdo al gasto, un ejemplo mostrando los porcentajes de las contribuciones se muestra en la **Fig. 1.15**.

El ritmo del molinete es una función de la viscosidad, densidad y velocidad del fluido. Los gastos absolutos se obtienen a partir del medidor de flujo y los porcentajes de contribución, de la variación de la densidad y la viscosidad. Dicha información nos ayuda a determinar la cantidad y tipo de fluido que produce el pozo en cada uno de los intervalos.

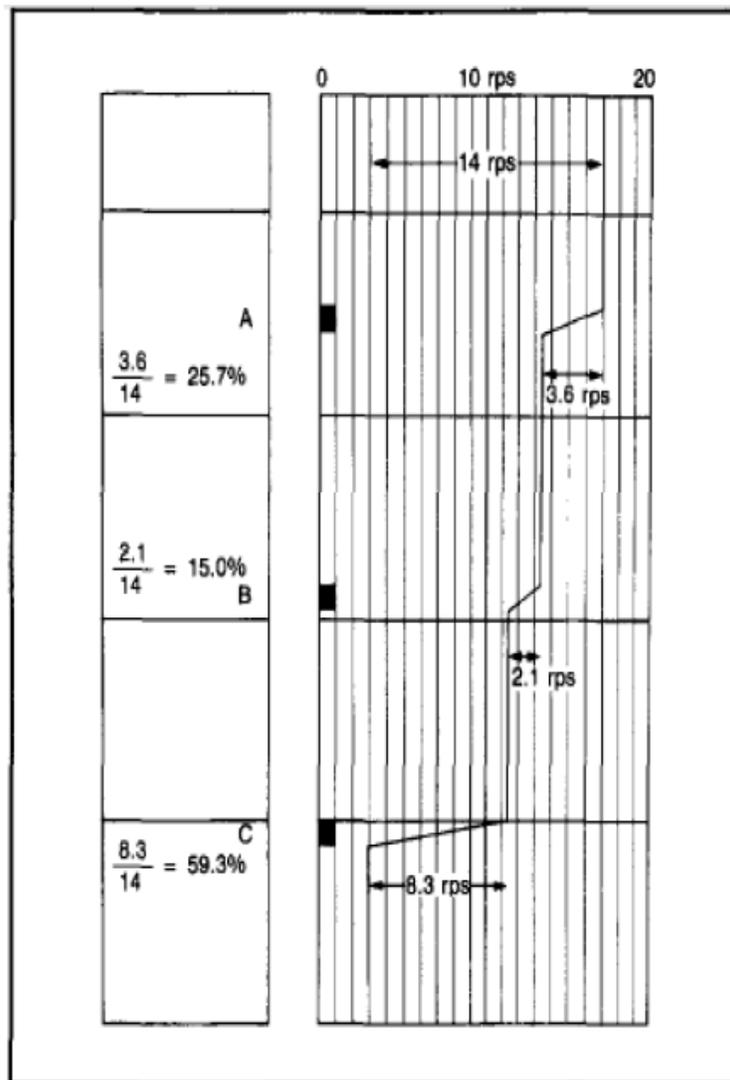


Fig. 1.15 Determinación de gastos por intervalo

1.2.3 Registro de ruido

Introducción

Los registros de ruido son usualmente llamados fuentes de sonido y utilizan micrófonos para detectar el movimiento de los fluidos en el agujero. Estos movimientos de los fluidos son caracterizados por la caída de presión y el flujo. Si estos factores son adecuadamente grandes, se genera turbulencia y el flujo puede ser detectado aún si éste se encuentra detrás del revestimiento

Los registros de ruido son frecuentemente combinados con los estudios de temperatura, y no son usualmente combinados con el resto de las herramientas de registros de producción. La combinación de los registros de temperatura y ruido puede ser una herramienta poderosa para la evaluación cualitativa y en ocasiones para la evaluación cuantitativa del perfil de flujo en un pozo productor. Una ventaja de esta combinación es que los dos registros pueden detectar eventos ocurriendo dentro o fuera de la T.R.

Tipos de registros de ruido

Existen básicamente dos tipos de estudios de ruido disponibles. El más común es el registro de ruido estacionario. Esta medición se hace con un micrófono que graba la amplitud y el espectro de frecuencia del sonido en varias estaciones del agujero. El registro de ruido no se corre continuo ya que el cable y la herramienta provocan ruido en su recorrido y esto perturbará la señal que se intentará medir. Los estudios de sonido continuo se enfocan en frecuencias suficientemente altas para no ser afectadas por el ruido provocado por la herramienta y el cable en el recorrido. La información que suministran está limitada sólo a la amplitud, su principal aplicación es localizar las entradas de gas y las fugas en la T.R.

Principio básico de operación

La herramienta de audio es un dispositivo de frecuencia simple que es usualmente corrido en modo continuo. Las herramientas de múltiple frecuencia graban lecturas estacionales. La herramienta consiste en un transductor que convierte el sonido en una señal eléctrica. La señal es amplificada y transmitida a través del cable por los cartuchos eléctricos. La herramienta no emite ningún sonido, ésta sólo responde al sonido originado dentro o alrededor del pozo. El ruido en un pozo es una función de la aceleración o turbulencia de un fluido moviéndose de un lado a otro debido a una presión diferencial.

Debido a la variación de la presión diferencial, el gasto, o ambos, distintos tipos de ruido pueden ser generados. Los ruidos pueden ser caracterizados y categorizados en diferentes grupos examinando su espectro de frecuencia del total de la señal. La información del espectro puede ser muy útil para determinar canalizaciones detrás de la tubería de revestimiento y tubería de producción.

Interpretación

Para poder entender los parámetros que se miden con el registro de ruido se necesita analizar el concepto de amplitud de acuerdo a cómo se presentan en el gráfico que nos proporciona el registro.

AMPLITUD

La amplitud del ruido es un indicador de la profundidad del flujo anormal. La **Fig. 1.16** muestra un canal detrás de la tubería con un flujo moviéndose desde la zona A hasta la zona C. El ruido está asociado al flujo y a la caída de presión. En el esquema las caídas de presión más altas se observan en A que es la entrada, una restricción en B y existe una caída de presión baja en la zona C.

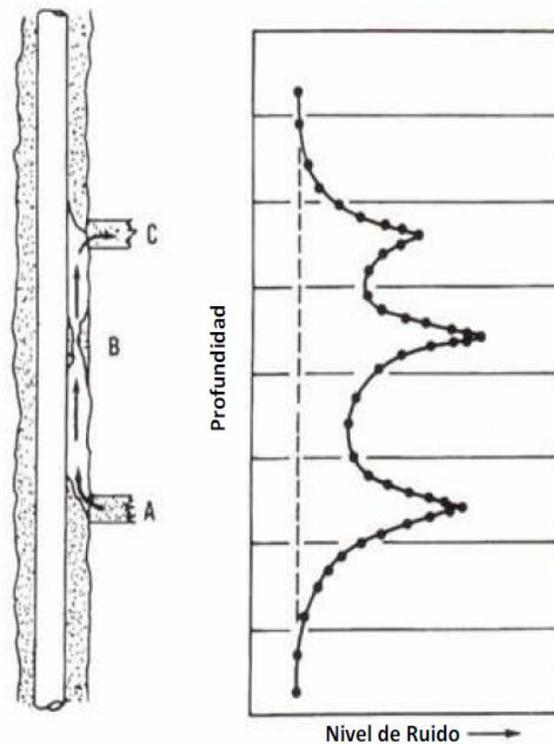


Fig. 1.16 Amplitud generada por el flujo y las caídas de presión.

Tomada del artículo "Production Logging". SPE 10035

Como se mencionó anteriormente, el registro de ruido se corre principalmente con el registro de temperatura. La **Fig. 1.17** muestra un ejemplo en el cual se utilizan estos registros para determinar alguna fuga en la T.R o una canalización hacia el fondo. La correcta interpretación del conjunto de estos registros nos proporcionará la información suficiente para solucionar los problemas presentes.

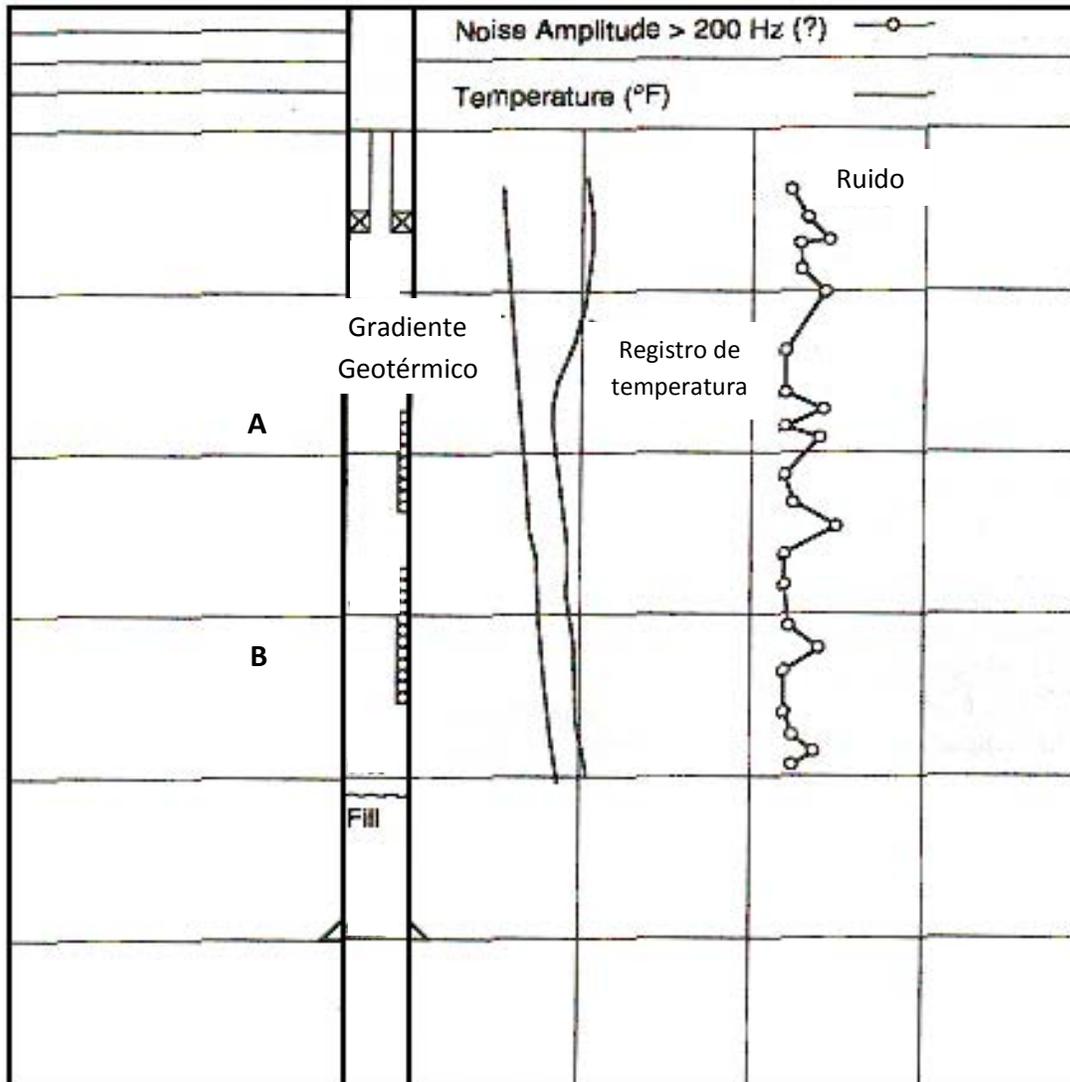


Fig. 1.17 Combinación del registro de ruido con el registro de temperatura para la determinación de fugas y canalizaciones

1.2.4 Registro de densidad (gradiomanómetro)

Introducción

Este tipo de registro consiste en determinar la diferencia de presión de dos puntos en la columna de fluido, con el fin de obtener la densidad del fluido que se encuentra dentro de estos dos puntos. Esto conduce a tener una curva continua de presión a lo largo de la columna de fluido.

Funcionamiento de la herramienta

La herramienta como se muestra en la **Fig. 1.18**, consiste en tres fuelles llenos de keroseno con un tubo conector flotante entre los dos fuelles sensores. El fuelle inferior es para la liberación térmica en expansión. Dicho ensamblado está contenido en un recipiente con ranura que permite la entrada de fluido en la herramienta. El tipo de fluido se conoce efectuando la medición de la diferencia de presión entre dos elementos sensibles separado por una distancia de dos pies.

Sobre esta distancia se registran los cambios de presión. El movimiento del fuelle sensor debido al cambio en la densidad del fluido es transmitido por el tubo conector hacia el magneto entre los serpentines transductores. La corriente generada se amplifica y es transmitida a superficie.

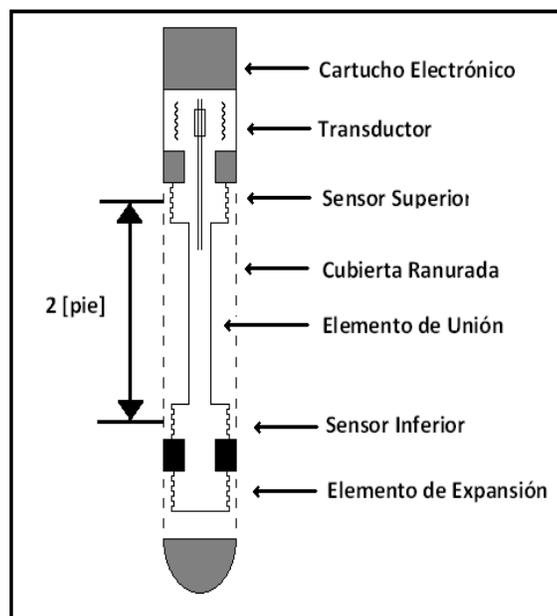


Fig. 1.18 Gradiomanómetro

Aplicaciones del Gradiomanómetro

- Registro en forma continua de la densidad del fluido dentro del pozo
- Identificación de las zonas que aportan fluidos
- Determinar el tipo de fluido aportado por las zonas

Factores que afectan la medición de la densidad del fluido

- Gastos de gas muy altos: La herramienta se descalibra por la turbulencia del flujo, por lo que sólo se pueden obtener datos cualitativos de las zonas de agua, gas o aceite.
- Movimiento armónico del cable: Debido a la longitud del cable experimenta alargamiento cuando se introduce o extrae la herramienta.
- Condiciones de flujo: Cuando se presenta la mezcla de las fases del fluido, la densidad media estará en función de los volúmenes.

Interpretación

Se muestra en la **Fig. 1.19**, el registro de un pozo que produce gran cantidad de gas con un gasto bajo de aceite. El registro de densidad se corrió junto con uno de temperatura para determinar la causa de este problema. ⁴

- La anomalía fría en el registro de temperatura y la disminución en la densidad del fluido, a través de la zona B, la identifican como una zona ladrona.
- La zona A la cual se encuentra arriba de la zona B, produce aceite como lo muestra el incremento en la densidad del fluido frente a ella por lo que no hay gas canalizándose o conificándose hacia la zona B.
- El registro de temperatura no muestra indicios de canalización (enfriamiento puntual).

⁴ "Registros de producción TEMA VI", UNAM, problema propuesto en clase de Productividad de Pozos. 2013

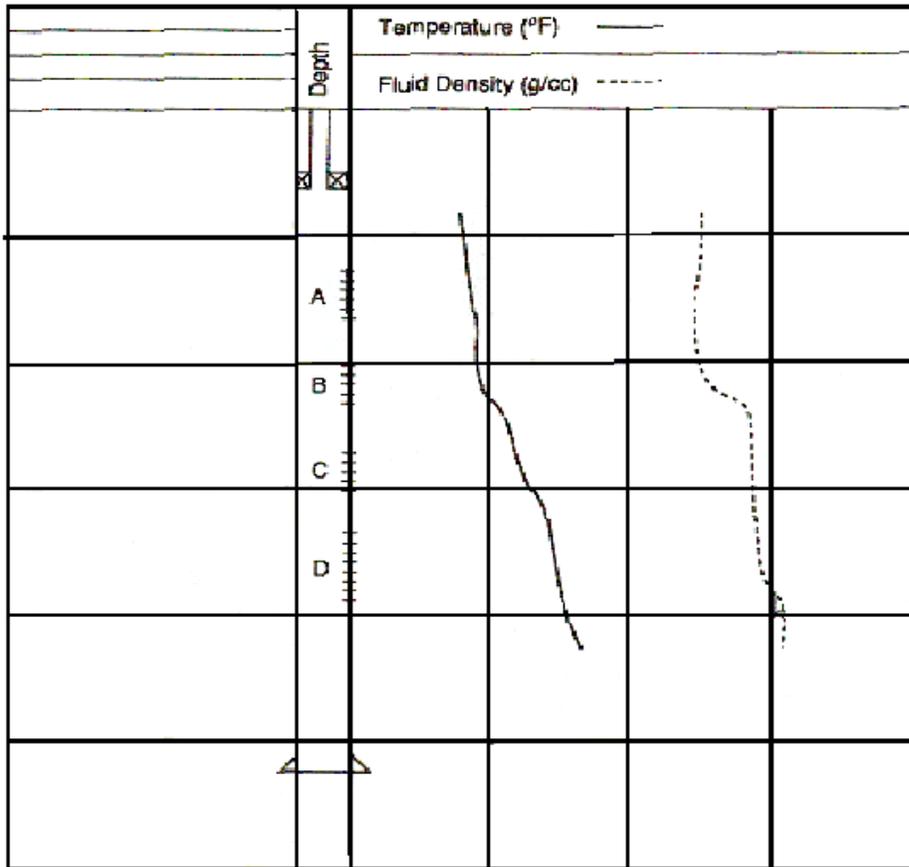


Fig. 1.19 Registros de densidad y de temperatura para evaluar la producción excesiva de gas

CAPITULO 2

PROBLEMAS EN LA PRODUCCIÓN DE POZOS

2.1 INTRODUCCION

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema integral de producción. El Ingeniero de Producción debe tener un conocimiento adecuado tanto del yacimiento como del pozo, los parámetros que influyen para la producción de fluidos y las medidas necesarias para operar si se presentan situaciones no deseadas. Generalmente después de un tiempo de producción en el campo, se presentan problemas que afectan la productividad de los pozos, por lo cual es de suma importancia intervenir lo antes posible para reducir el daño o bien eliminarlo. Dentro de este capítulo se describen los principales problemas que se presentan en los pozos y que con ayuda de los registros de producción podemos identificar.

En ausencia del conocimiento, se considera que el pozo tiene integridad hidráulica, y que los fluidos están yendo a donde ellos pertenecen; frecuentemente, esta suposición es incorrecta. Los ejemplos incluyen: fugas en la tubería de revestimiento, fugas en la tubería de perforación, fugas en los empacadores, comunicación por el espacio anular debido a una mala cementación y zonas ladronas.

La **Fig. 2.1** muestra como estas condiciones pueden llevar a conclusiones engañosas cuando la información acerca de la productividad del pozo viene de las mediciones superficiales. Las soluciones a éstas y otras problemáticas en los pozos pueden ser encontradas por la integración e interpretación de la información de registros de producción.

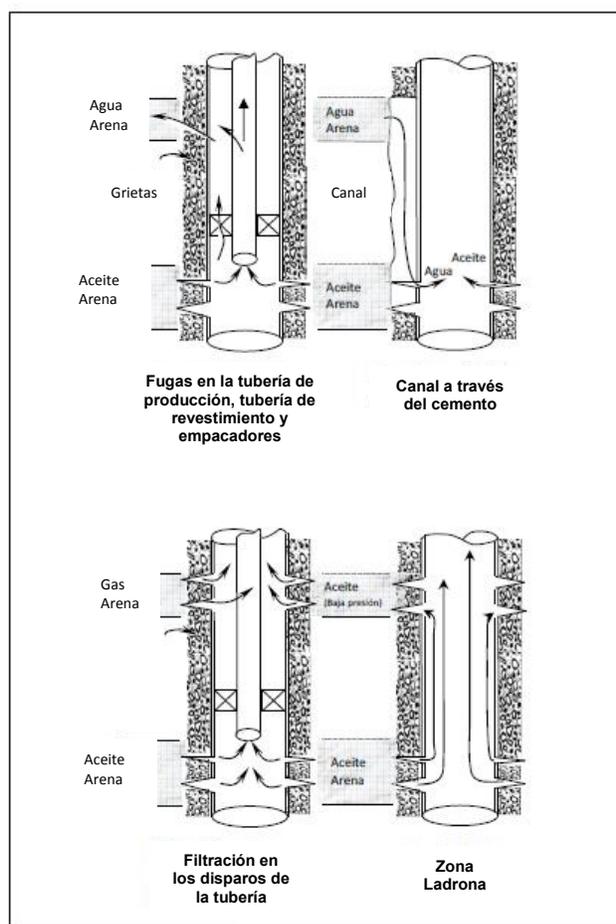


Fig. 2.1 Problemas comunes en los pozos

2.2 FLUJO CRUZADO

Se denomina flujo cruzado al paso del fluido del yacimiento de una a otra formación permeable a través del pozo. Cuando la presión de una formación es mayor que la del pozo hay aportación del fluido contenido en esa formación hacia el pozo, el fluido que entra al pozo se desplaza verticalmente y se dirige hacia una formación de menor presión. La magnitud del flujo cruzado depende de varios factores, entre ellos el diferencial de presión entre las dos formaciones permeables y la permeabilidad de cada una. No existe flujo cruzado cuando la presión de los diferentes estratos está balanceada hidráulicamente. En la **Fig.2.2**, se muestran esquemáticamente dos situaciones de flujo cruzado en un pozo: un flujo ascendente (cuando $P_2 > P_1$) y otro descendente (cuando $P_1 > P_2$).

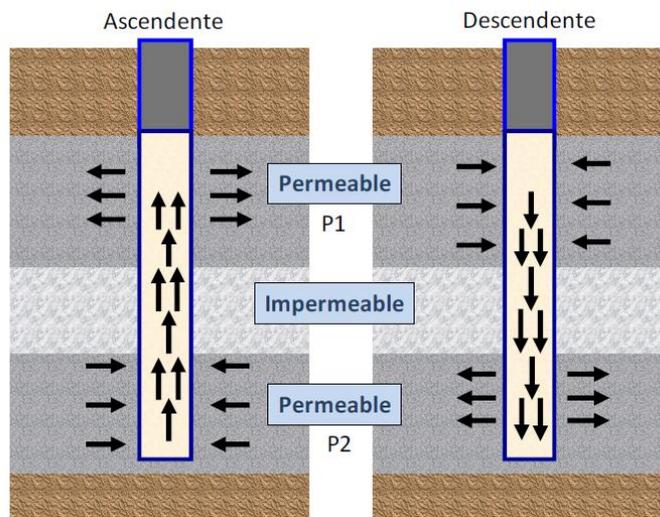


Fig.2.2 Mecanismos de flujo cruzado

Tomada de la "Revista Mexicana de Geoenergía". Vol. 24

Es posible que en la industria petrolera se presente con mayor frecuencia flujo cruzado ascendente, porque los estratos productores de petróleo usualmente tienen una presión mayor que los estratos superiores, que pueden contener gas. Para el caso de yacimientos geotérmicos se han reportado casos de flujo cruzado ascendente, pero también hay referencias de flujo cruzado descendente. Para definir si en un caso específico el flujo cruzado es ascendente o descendente se hace un balance de energía mecánica entre los estratos permeables que se comunican, aplicando la ecuación de Bernoulli. Si la energía mecánica del fluido del estrato superior es mayor el flujo será descendente y si es menor será ascendente.

La ecuación de Bernoulli considera que la energía mecánica en un punto depende de tres componentes:

- Energía Cinética: es la energía debida a la velocidad que posee el fluido.
- Energía de flujo: es la energía que un fluido contiene debido a su presión.
- Potencial gravitacional: es la energía debido a la altitud o elevación a la que está el fluido.

Si se aplica la ecuación de Bernoulli para un flujo real o viscoso entre el estrato superior 1 y el estrato inferior 2 en las proximidades del pozo y cuando estos estratos están comunicados a través del mismo, se debe considerar la componente de pérdida de presión por el efecto de la fricción H_f , por lo que la ecuación queda de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\rho V_1^2}{2g}\right) + P_1 + \rho g h_1 = H_f + \left(\frac{\rho V_2^2}{2g}\right) + P_2 + \rho g h_2 \quad (2.1)$$

donde:

ρ = densidad del fluido [kg/m³]

v = velocidad del fluido en el punto considerado [m/s]

P = presión del fluido [atm]

g = aceleración gravitacional [m/s²]

h = altura en la dirección de la gravedad desde un punto de referencia [m]

H_f = caída de presión debida a la fricción del fluido durante su recorrido entre los puntos

Si se considera que $\Delta h = h_1 - h_2$ ($h_1 > h_2$) y que las velocidades del fluido en la formación cercanas al pozo son bajas y similares, la componente cinética puede ser eliminada de la ecuación quedando de la siguiente manera.

$$P_1 + \rho g \Delta z = H_f + P_2 \quad (2.2)$$

Considerando la ecuación anterior, se pueden presentar los siguientes escenarios:

- a) $P_1 + \rho g \Delta h = H_f + P_2$. En este caso no ocurre flujo cruzado, pues la energía mecánica en los estratos superior e inferior esta balanceada.
- b) $P_1 + \rho g \Delta h < H_f + P_2$. En este caso habría flujo cruzado de tipo ascendente.
- c) $P_1 + \rho g \Delta h > H_f + P_2$. En este caso habría flujo cruzado de tipo descendente.

Un primer indicio de que puede estar presentándose flujo cruzado durante la perforación de un pozo son las pérdidas totales de circulación (PTC).

Cuando ocurre una PTC no es posible mantener controladas las presiones de la formación con las del pozo, ya que la presión en el interior del pozo disminuye en función de la profundidad a la que se localiza el nivel del lodo y de su densidad; el nivel puede bajar hasta 1000 m de profundidad, por lo que la presión en el interior del pozo puede disminuir cerca de 100 bar. Si la presión hidráulica de algún estrato comprendido en el agujero descubierto es mayor a la del lodo de circulación en el interior del pozo a la misma profundidad de ese estrato, este empezará a aportar fluidos hacia el pozo. El fluido que entra al pozo se desplazará hacia un estrato permeable cuya presión sea menor a la del lodo de circulación. Cuando empieza la aportación de fluidos de la formación al interior del pozo, el lodo se va mezclando con el fluido invasor, con lo cual irá modificando sus propiedades. Al modificarse sus propiedades también se pueden perder algunas de sus funciones, como la de formar un enjarre impermeable en la pared del pozo, por lo que una vez iniciada la PTC y el subsecuente flujo cruzado, es posible que éste se vaya incrementando con el tiempo. De ahí que resulte muy importante tratar de identificar oportunamente el momento de inicio del flujo cruzado, para tomar las medidas necesarias para controlarlo.

2.2.1 Identificación de flujo cruzado

Para poder identificar si está ocurriendo flujo cruzado en un pozo, es necesario correr registros de flujo, presión y temperatura de fondo, e interpretarlos. La interpretación de los registros de fondo es todo un arte, ya que antes de tener los resultados es necesario construir una representación mental del perfil que se va a obtener. Y para ello es preciso conocer las condiciones termodinámicas generales del pozo o de la zona donde éste se localiza, así como las condiciones del pozo en las que se corre el registro, por ejemplo, si el registro se corrió cuando el pozo estaba en producción, en inyección o estático.

Si el pozo está estático es necesario conocer las etapas previas del pozo, por ejemplo, si el registro se corre después de que el pozo dejó de fluir o después de haber suspendido la inyección de agua. Para este último caso es necesario conocer la temperatura del agua inyectada, ya que la inyección pudo ser en frío o en caliente. También es necesario conocer el tiempo de reposo después de que el pozo dejó de fluir o después de haber suspendido la inyección. Si el registro se corre durante la perforación, aparte de conocer el tiempo de reposo del lodo es preciso conocer las zonas en las que se perforó con pérdida parcial o total de circulación y el volumen del lodo perdido. Toda esta información debe tomarse en cuenta para tener una idea de lo que se puede esperar del registro.

Una vez obtenido el registro se debe comparar con el perfil mental que se elaboró y con el perfil típico o representativo de la formación, ya sea el estimado o el real de la zona, para poder identificar las anomalías que se presenten. Se debe tener presente que el perfil obtenido no es producto de la casualidad pues todo debe tener una explicación basada en los principios básicos de la física, y en particular de la mecánica de fluidos para el caso de los perfiles de presión y de la termodinámica, específicamente de la transferencia de calor, para el caso de los registros de temperatura.

Finalmente, es necesario combinar las interpretaciones del perfil de flujo, presión y temperatura, hasta lograr una interpretación consistente y concordante con dichos perfiles. Para la interpretación de registros de fondo se debe de partir de la información elemental de las condiciones del yacimiento y aplicar los principios básicos, recordando que las explicaciones simples y sencillas son regularmente las correctas.

2.3 INDICADOR INDIRECTO DE FRACTURAS

Los registros de imagen y análisis de núcleos proporcionan la información más precisa y detallada sobre la ocurrencia de fracturas y la geometría de las mismas, pero a menudo los datos más importantes para la interpretación del origen de las fracturas proviene de otras fuentes. Los datos de los registros de imagen pueden presentar información confusa de las estadísticas de fracturas acerca del comportamiento dinámico del yacimiento. Cuando combinamos la información observada de las fracturas con otras fuentes, nuestro conocimiento del sistema de fracturas se incrementa significativamente.

Los registros de producción que se ejecutan mientras el pozo está fluyendo permiten que el intérprete identifique las fracturas que contribuyen al flujo en el pozo, así como la cantidad de fluido que cada fractura está transmitiendo.

Los registros de producción son la mejor herramienta para determinar si una fractura tiene la capacidad de flujo de fluido significativa en el pozo y saber si se extiende una distancia sustancial en el yacimiento.⁵

La **Fig. 2.3**, muestra la combinación de un método directo (registro de imagen) y un método indirecto (registros de producción), para determinar la presencia de fracturas.

En yacimientos compactos con fracturas naturales este registro podría ser fundamental para determinar el flujo de hidrocarburos así como la distancia entre las fracturas y la fracción de la producción total aportado por cada fractura. Algunos de los instrumentos que suelen considerarse como herramientas de registro de producción para determinar fracturas incluyen un termómetro, gradiomanómetro, medidor de flujo de diámetro completo y un manómetro.

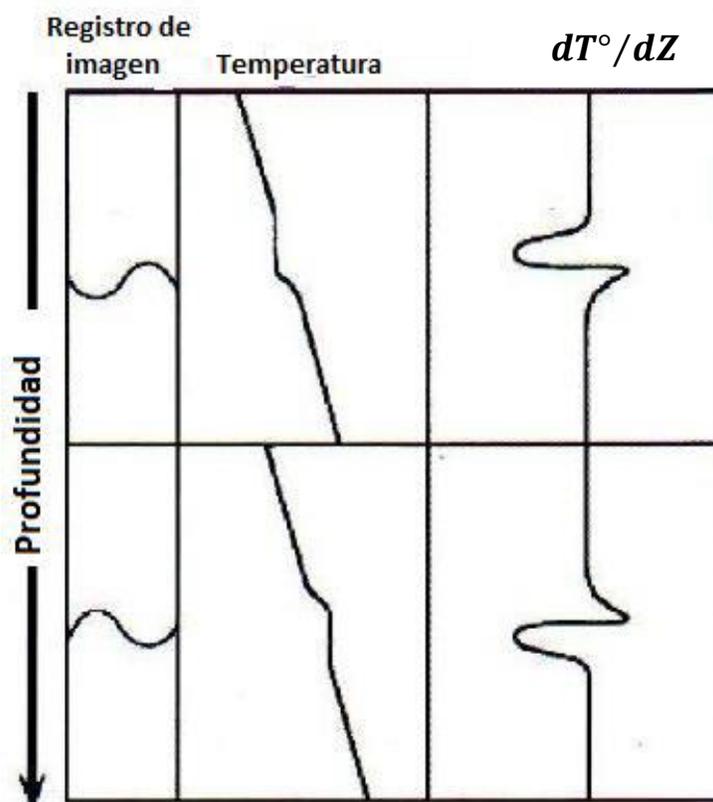


Fig. 2.3 Determinación de fracturas mediante el registro de imagen y el registro de producción

Tomada del libro "Naturally Fractured Reservoir Characterization". Pág. 44

⁵ Ronald A. Nelson, "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs", Pag. 135

2.4 PROBLEMAS DE ALTA PRODUCCION DE AGUA

La producción de agua en pozos de petróleo y de gas es un factor limitante que controla la vida productiva de un pozo. Esta producción excesiva es costosa no sólo por el volumen de fluido bombeado que causa problemas de separación y disposición, sino además porque origina disminución en la producción de crudo y otros problemas como corrosión, formación de asfaltenos y pérdida de energía del yacimiento. Se debe entonces, identificar los yacimientos asociados con excesiva producción de agua y aplicar el tratamiento adecuado para solucionar este efecto no deseado. El control de la producción de agua comienza identificando el origen del problema, lo cual requiere de una investigación de todos los aspectos característicos del pozo y del yacimiento.

BENEFICIOS DEL CONTROL DE AGUA:

- Incrementa la eficiencia de recuperación.
- Prolonga la vida productiva del pozo.
- Reduce los costos de producción.
- Minimiza el tratamiento y disposición de agua.

LAS CAUSAS DE LA PRESENCIA DE AGUA PUEDE SER DEBIDO A:

- Fugas en la TR.- Este problema puede ser por rotura o falta de hermeticidad en el revestimiento que se encuentra en la zona de agua o gas según el caso. Este problema puede ser detectado por medio de registros de producción y puede ser corregido con cementación secundaria o con un parche en la TR.
- Canalización de fluidos atrás de la TR.- Es causada por una cementación defectuosa y puede ser detectada por medio de registros de adherencia (CBL) o registros de sonido ultrasónicos que permiten medir las propiedades mecánicas del cemento.

2.4.1 Detección de zonas productoras de Agua.

El control de la producción de agua constituye un importante desafío para los ingenieros de yacimientos y de reacondicionamiento de pozos. Para reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo se utilizan diversas técnicas. La clave para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo. Los registros de producción determinan la cantidad de agua que entra al pozo en los diferentes intervalos.

Mediante el medidor de flujo determinamos el aporte de cada uno de los intervalos, posteriormente con ayuda del gradiomanómetro determinamos el tipo de fluido que aporta cada intervalo mediante el conocimiento de la densidad dentro del pozo. El registro de temperatura y ruido son de gran importancia para entender el flujo de los fluidos por detrás de la tubería de revestimiento. La integración de toda la información adquirida, ayudara a determinar el problema de la producción excesiva de agua así como la solución para dicho problema.

2.5 MALA CEMENTACIÓN

Durante la perforación de un pozo es necesario proteger el agujero con tuberías de revestimiento, la cual junto con el cemento integran un conjunto de seguridad y funcionalidad para el pozo.

La operación de cementación primaria de las tuberías de revestimiento consiste en bombear por la tubería de revestimiento un bache lavador y un bache espaciador con el objetivo de desplazar los fluidos dentro del pozo y alcanzar una presión requerida para tener controlado el pozo. Una vez concluido lo anterior se coloca cemento en el espacio anular entre el agujero descubierto y la tubería de revestimiento.⁶

Las cementaciones secundarias pueden definirse como procesos de bombeo de una lechada de cemento en el pozo, bajo presión, forzándola contra una formación porosa tanto en las perforaciones realizadas en el pozo o directamente en agujero abierto. Estas pueden ser:

- **Cementación Forzada:** es el tipo más común de cementación secundaria. El proceso comprende la aplicación de presión hidráulica para forzar cemento en un orificio abierto a través de perforaciones en la tubería de revestimiento, para corregir ciertas anomalías.

⁶ Estefanía Sánchez, Universidad Central de Venezuela, "Clases de pozos I."

-
-
- **Tapones de Cemento:** operación que consiste en colocar una columna de cemento en un hoyo abierto o revestido, con cualquiera de los siguientes objetivos:

1. Aislar una zona productora agotada.
2. Pérdida de control de circulación.
3. Perforación direccional.
4. Abandono de pozo seco o agotado.

La experiencia ha demostrado que una operación deficiente de la cementación, origina continuas dificultades en la vida productiva de los pozos y a largo plazo el medio ambiente, además de operaciones de corrección altamente costosas.⁷

2.5.1 Detección de una mala cementación.

Los registros de producción se pueden tomar después que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocando el aparejo de producción y disparado el intervalo productor, es decir, después de la terminación inicial del pozo. Paralelamente con el perfeccionamiento de las herramientas, se han ido desarrollado técnicas de interpretación, permitiendo que las intervenciones por la mala cementación sean más efectivas

Los registros de producción forman parte fundamental en la detección de una mala cementación tanto primaria como secundaria de un pozo. Para una cementación primaria, el registro de ruido nos indica el flujo de los fluidos por detrás de la tubería de revestimiento, con esto podemos concluir que el cemento no está cumpliendo con el objetivo de aislar la formación y el pozo. En el caso de una cementación secundaria, el registro de temperatura proporciona información fundamental, indica la profundidad a la cual se encuentra la cima del cemento, esto se logra debido a los cambios drásticos de caliente a frío por consecuencia del aislamiento. Así mismo el registro de flujo o molinete determina la calidad de dicho tapón, con este registro se puede visualizar si existe paso de fluidos a través del tapón debido a una mala cementación.

⁷ “Un siglo de la perforación en México”, Tomo 11, Terminación y Mantenimiento de pozos, Pág. 14

CAPITULO 3

USOS DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN

3.1 GEOTERMIA

Los registros de temperatura, flujo y presión son los más importantes dentro de la industria geotérmica. Son utilizados ampliamente durante toda la vida productiva de los pozos. Las herramientas que se utilizan para la toma de registros son especiales para trabajar en zonas donde la temperatura supera los 350 °C. Esta herramienta consta de una memoria dentro de un cilindro que mantiene la temperatura interna por debajo de 175°C.

El objetivo de esta actividad es determinar la presión, la cantidad de fluido y la temperatura de la formación, estos perfiles proporcionan información sobre la ubicación de acuíferos y su tamaño. El flujo puede estimarse debido a la respuesta de los perfiles de temperatura, estos se estiman por extrapolación utilizando diferentes algoritmos. La presión está influenciada por la circulación del fluido durante la inyección y la producción así como otros parámetros hidrológicos.

Durante la perforación de pozos geotérmicos, las alteraciones de temperatura y presión decrecen gradualmente cuando esta actividad se detiene. Los pozos se calientan hasta alcanzar un equilibrio térmico, de igual forma la presión se estabiliza en las zonas permeables.

3.1.1 Introducción

La aplicación de los registros de temperatura, flujo y presión en los yacimientos geotérmicos, comienza desde la perforación de pozos exploratorios durante el desarrollo del campo y se realiza en todos los pozos de explotación. Estos registros se llevan a cabo durante el aumento de temperatura hasta la prueba de flujo realizada una vez terminado el pozo. El objetivo de estos registros es definir la temperatura y presión del yacimiento para determinar el potencial de las zonas permeables.

Durante la explotación de los campos, se realizan mapas para mostrar la distribución de la temperatura y presión. A tiempos cortos durante el desarrollo del campo, los mapas muestran las condiciones iniciales, más tarde, cuando la producción es masiva los mapas muestran cambios de temperatura y de presión. Los registros de temperatura y presión son utilizados para monitorear cambios en las zonas permeables y mapear la respuesta a lo largo del yacimiento.

3.1.2 Presencia de flujo cruzado en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

El campo geotérmico de **Cerro Prieto** ha estado en explotación comercial desde 1973, cuando entraron en operación las dos primeras unidades generadoras con una capacidad instalada de 75 MW. La capacidad instalada se ha ido incrementando hasta llegar a los 720 MW a partir del año 2000. El yacimiento ha presentado diversas respuestas a la explotación, dependiendo de la localización de la zona y el tiempo que se esté analizando, pues la respuesta es evolutiva. Sin embargo, la respuesta dominante ha sido una invasión de fluidos de menor temperatura hacia los estratos productores y una significativa caída de presión del yacimiento. Al extraer fluidos de los estratos productores, estos presentan un déficit de masa que provoca un abatimiento de la presión, induciendo la recarga de los fluidos circunvecinos.

La mayor parte del calor almacenado en un yacimiento geotérmico está en la roca y sólo una pequeña porción está en el fluido geotérmico; sin embargo, éste es el único que puede ser transportado o extraído a la superficie para su aprovechamiento. Cuando hay recarga de agua de menor temperatura y ésta se desplaza a través de las formaciones geológicas de mayor temperatura, la roca transfiere calor al agua gracias a lo cual se puede continuar explotando el calor del yacimiento; por ello, la recarga es el sustento productivo del sistema⁸. Sin embargo, durante este proceso la roca se va enfriando, lo cual provoca un abatimiento gradual en la entalpía del fluido producido así como en la cantidad de vapor producido, como se ha observado en el sector de Cerro Prieto I (CPI), que es el que ha estado más tiempo en explotación.

Diferente a esa recarga que provoca un abatimiento gradual de la producción de vapor, es el arribo repentino de agua fría hacia la zona productora, la cual provoca una caída súbita de la producción de vapor y eventualmente la reduce a cero (muerte del pozo). El mecanismo por el cual ocurre esta última situación es el denominado flujo cruzado. El flujo cruzado en pozos en producción se ha presentado con muy baja frecuencia, pero durante las etapas de perforación y/o reparación ha ocurrido con mayor frecuencia. Su detección oportuna permite tomar medidas inmediatas para salvar al pozo.

Características del yacimiento

Las características del yacimiento en Cerro Prieto que han jugado un papel determinante para que ocurra flujo cruzado de manera severa son: estratos con alta permeabilidad, enorme disponibilidad de agua de recarga, la distribución de la temperatura en el yacimiento (en particular el perfil de la temperatura de formación) y la evolución del diferencial de la presión entre los estratos productores y los estratos superiores. Una de las propiedades más determinantes de todo sistema geotérmico es la temperatura, por lo que conocer su distribución en el yacimiento puede tener varias aplicaciones.

⁸ Truesdell and Lippmann, 1990; Truesdell, 1998

Por ejemplo, conocer el perfil de temperatura típico de un pozo del campo y el proceso de producción yacimiento-pozo ha sido de gran utilidad para determinar la terminación más idónea de los pozos productores (Rodríguez et al., 2005).

El perfil de la temperatura de formación y la columna litológica de un pozo típico del campo guardan una estrecha relación, como se puede observar en la **Fig. 3.1**. El perfil de temperatura en los Sedimentos Clásticos No Consolidados (**SCNC**) presenta un gradiente térmico muy bajo, pues se incrementa la temperatura alrededor de unos 100°C en la base de los SCNC. Tomando en cuenta que dentro del campo productor el espesor de los SCNC varía de 800 a 2200 m, es común que no se alcancen 100°C a profundidades de 1500 ó 2000 m, en particular en los pozos localizados hacia la parte oriental del campo. Esto indica un gradiente térmico prácticamente normal de 1°C por cada 24 metros de profundidad. En la base de los SCNC se puede encontrar a la unidad de Lutita Café o en algunos casos a la Unidad de Lutita Gris. El paquete de la Lutita Café aparece de manera errática, estando ausente en algunas partes del yacimiento. La unidad de Lutita Gris, que consiste de lutitas con intercalaciones lenticulares de areniscas, es la que conforma el yacimiento geotérmico, cuya cima se identifica con la Cima Mineralógica de Sílice y Epidota (**CMSyE**). Sin embargo, lo más significativo para este análisis es resaltar que el perfil de temperatura presenta un gradiente muy alto en el intervalo entre la base de los SCNC y la cima de la CMSyE, pues la temperatura se incrementa de 100°C a más de 320°C , en un intervalo de profundidad que varía de 300 a 600 m. Es decir, el gradiente promedio es de 1°C por cada 2.3 metros de profundidad.

El perfil de temperatura a lo largo de la zona mineralógica de sílice y epidota se mantiene constante, lo cual es indicativo de zona convectiva, por lo que los pozos se terminan cuidando que su intervalo productor quede dentro de esa zona mineralógica.

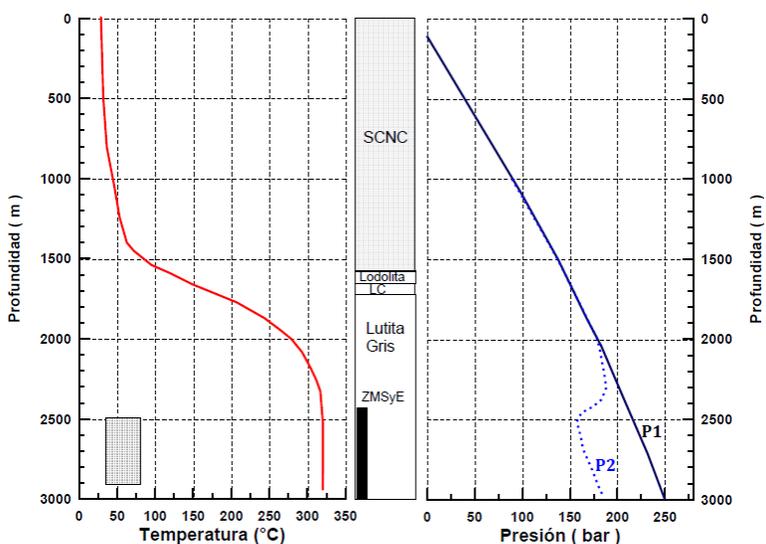


Fig. 3.1 Perfil de temperatura y presión de formación de un pozo en el campo Cerro Prieto

El inicio del intervalo productor para los pozos localizados en la parte oriental del campo varía de 2300 m a 2700 m de profundidad en promedio. Para el caso del pozo de la **Fig. 3.1**, el intervalo productor está de los 2500 m a los 2900 m de profundidad.

El perfil de presión observado en los pozos correspondía, antes de la explotación del yacimiento, al generado por una columna de agua con una densidad de columna dependiente de la temperatura de formación, como lo muestra en la **Fig. 3.1**. La presión de los estratos productores como respuesta a la explotación se ha abatido en más de 100 bar, pero prácticamente no ha habido abatimiento en la presión de los estratos ubicados encima de los productores. Esto puede explicarse si se tiene presente que el yacimiento de Cerro Prieto está en rocas sedimentarias cuya permeabilidad dominante es la primaria y cuya permeabilidad horizontal es diez veces mayor que la vertical. Por ello, es razonable esperar que el mayor abatimiento de presión ocurra en sentido predominantemente horizontal, y que el abatimiento de la presión sea significativamente menor en sentido vertical.

En resumen, el yacimiento de Cerro Prieto en 2009 se caracterizó porque hacia el centro y oriente del campo los estratos productores presentaron un gradiente térmico diez veces mayor al normal, temperatura promedio de 320°C y abatimiento de la presión promedio de 100 bar, mientras que los estratos superiores presentan un gradiente térmico diez veces menor, una temperatura menor de 250°C y sin abatimiento de presión significativo.

Etapas críticas de perforación

La construcción típica de un pozo productor en Cerro Prieto empieza perforando con barrena de 26 pulgadas de diámetro hasta 150 m de profundidad, para instalar y cementar una tubería de revestimiento (TR) de 20 pulgadas desde la superficie hasta unos 148 m de profundidad. La perforación continúa con barrena de 17½ desde los 150 m de profundidad hasta unos 30 m por debajo de la cima de la unidad de Lutita Gris, la cual puede aparecer a más de 2150 m de profundidad en pozos localizados al sur y al oriente del campo.

Posteriormente se corre y cementa una TR de 13 3/8 desde superficie hasta dos metros por arriba del fondo del agujero. Por tanto, antes de que se instale esta TR se tiene un largo intervalo en agujero descubierto (de hasta 2000 metros), a través del cual es posible que se puedan comunicar los diferentes estratos atravesados en ese agujero. Sin embargo, debido a que estos estratos no han sido despresurizados por efecto de la explotación, su presión hidrostática se encuentra balanceada; por ello durante la perforación de estos estratos comúnmente no se presentan pérdidas de circulación ni flujo cruzado.

La etapa en la que sí ha ocurrido flujo cruzado es cuando se perfora el agujero de 12 ¼. Aunque su longitud es más corta (300 a 600 m) que la del agujero de 17½, el flujo cruzado ocurre porque a través de ese agujero se ponen en comunicación estratos que no han sido depresionados (ubicados en las partes menos profundas) con otros con fuerte abatimiento debido a la explotación (localizados en las porciones más profundas).

Durante la perforación de pozos geotérmicos, antes de correr una tubería de revestimiento es importante identificar si existe flujo cruzado, con el objeto de eliminarlo si es el caso. De lo contrario el pozo no quedará bien cementado, por lo cual puede presentar una canalización del agua por el espacio anular que invadirá la zona productora, con lo que se perderá la producción del pozo. Algunas de las medidas implementadas en Cerro Prieto, como la de colocar tapones de cemento para obturar la zona de pérdidas, han sido ampliamente documentadas.

Para identificar si existe flujo cruzado antes de instalar una tubería de revestimiento, se debe correr una serie de cuando menos dos registros de presión-temperatura, con diferente tiempo de reposo. Por lo regular se deja un lapso de 4 horas entre cada registro, tiempo suficiente para que el lodo del pozo aumente su temperatura unos grados centígrados por la transferencia de calor de la formación.

En la **Fig. 3.2**, se muestran los perfiles de presión y temperatura de la formación (**P-f y T-f** respectivamente) y una serie de dos registros de presión y temperatura, con 6 y 10 horas de reposo (P-1 y T-1, P-2 y T2). También se incluye información relevante como el diagrama de terminación del pozo, la base de los SCNC y la cima de la Lutita Gris, así como el intervalo de pérdidas de circulación (PTC). En este ejemplo el intervalo en agujero descubierto de 12¼ pulgadas es de 2000 m a 2500 m de profundidad, y en él se determinará si existe o no flujo cruzado.

El perfil estimado de presión de la formación considera que el nivel de lodo se encuentra en superficie, con una densidad relativa de 1. El perfil de temperatura fue estimado considerando la relación con la litología y con registros de temperatura de pozos aledaños. Se puede observar en la figura que los registros P-1 y P-2 dan valores similares ya que se enciman, pero si se comparan con el perfil estimado de la presión de la formación, se observa que existe un desfase aproximado de 75 kg/cm². Extrapolando el gradiente de presión de los registros P-1 y P-2, se determina que el nivel del lodo se localiza a 800 m, debido a que el lodo se perdió en la formación probablemente en la zona de PTC. Los registros de presión no permiten determinar si existe flujo cruzado, pero permiten definir que existe un diferencial hidráulico entre los estratos menos profundos del agujero de 12¼, donde no se presentaron pérdidas de circulación, con respecto a los estratos inferiores, donde sí hubo PTC.

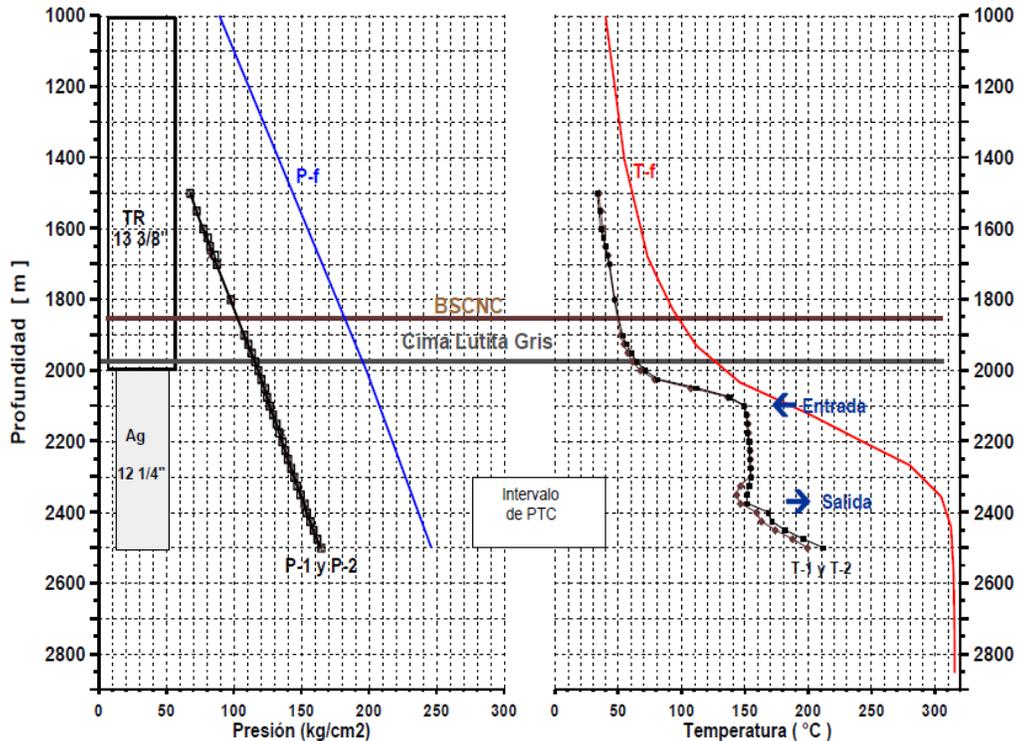


Fig. 3.2 Registros de presión y temperatura en agujero descubierto, previo a la corrida de la TR, incluyendo los perfiles de presión y temperatura estimados de la formación en el campo Cerro Prieto.

El perfil del registro de temperatura T-1, con 6 horas de reposo, muestra una temperatura considerablemente menor respecto a la temperatura estimada de la formación, T-f, como era de esperar. Sin embargo, a los 2100 m la diferencia de temperatura entre esos perfiles es menor, y justamente a partir de esa profundidad la temperatura se mantiene constante hasta los 2300 m. Se observa una ligera inversión de temperatura en los siguientes 50 m que se recupera gradualmente hasta alcanzar los 200°C a 2500 m. El registro T-2, con 10 horas de reposo, muestra una ligera recuperación de temperatura de un par de grados a profundidades menores de 2100 m y de aproximadamente 10°C a profundidades mayores de 2300 m. Pero en el intervalo de 2100 m a 2300 m su recuperación fue prácticamente nula (menor a 1°C), lo cual se interpreta como flujo cruzado descendente con aportación de fluido de la formación hacia el pozo a los 2100 m de profundidad, descendiendo dentro del pozo hasta los 2300 m, donde el fluido se introduce en otro estrato.

Estrategia para eliminar el flujo cruzado

Antes de implementar cualquier medida para eliminar el flujo cruzado se debe tener presente que, como se dijo, debe existir un estrato permeable que aporte fluidos al pozo y otro que los reciba. Por ello, una estrategia común ha sido obturar alguno de esos estratos permeables. Como es más fácil obturar los estratos que aceptan fluido que los que lo aportan, se ha implementado la obturación con tapones de cemento de la zona permeable de aceptación, la cual se localiza por lo regular en la parte inferior del agujero. Una inmediata indicación de la efectividad de los tapones es observar que se recupera la circulación de lodo.

Para evaluar la efectividad de los tapones de cemento debe correrse otra serie de registros de presión-temperatura con 6 y 10 horas de reposo del lodo, como los que se muestran en la **Fig. 3.3** En esta aparecen los registros P-3 y P-4 corridos después de colocar los tapones de cemento y haber reconocido el agujero, los cuales presentan una recuperación de la presión de aproximadamente 60 kg/cm² respecto a los registros previos.

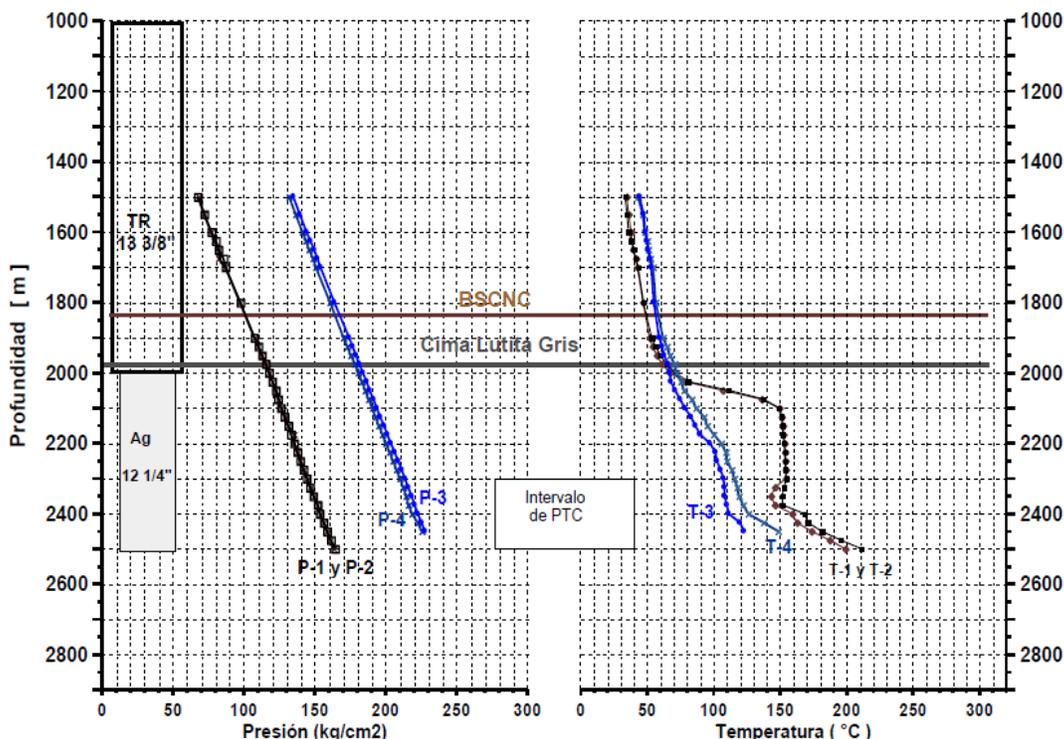


Fig. 3.3 Registros de presión y temperatura antes y después de colocar tapón de cemento y reconocer el agujero de 12 1/4".

Con los registros de presión no se puede identificar si el flujo cruzado fue eliminado, aunque sí ofrecen algunos indicios. En cambio, son los registros de temperatura T-3 y T-4 los que determinan que ya no ocurre flujo cruzado, pues en ellos no se observa ningún intervalo de profundidad con temperatura constante como se observa en los registros T-1 y T-2 a una profundidad de 2100 a 2300 m. El tiempo de reposo origina la transferencia de calor de la formación al pozo por lo que a mayor tiempo de reposo mayor será la temperatura. Además se observa una recuperación de temperatura de más de 10°C a lo largo del intervalo en agujero descubierto, lo cual contrasta con los perfiles previos, cuando ocurría flujo cruzado.

Casos presentados en el campo

Los casos más comunes de flujo cruzado en los pozos de Cerro Prieto ocurren durante la perforación del agujero de 12 $\frac{1}{4}$, como el presentado en la sección anterior. Sin embargo, los primeros casos de flujo cruzado en el campo se presentaron durante los trabajos de reparación de pozos, particularmente cuando la reparación consistió en abrir una ventana y perforar agujero a profundidades cercanas al antiguo intervalo productor del pozo, como el caso que se muestra en la **Fig.3.4**.

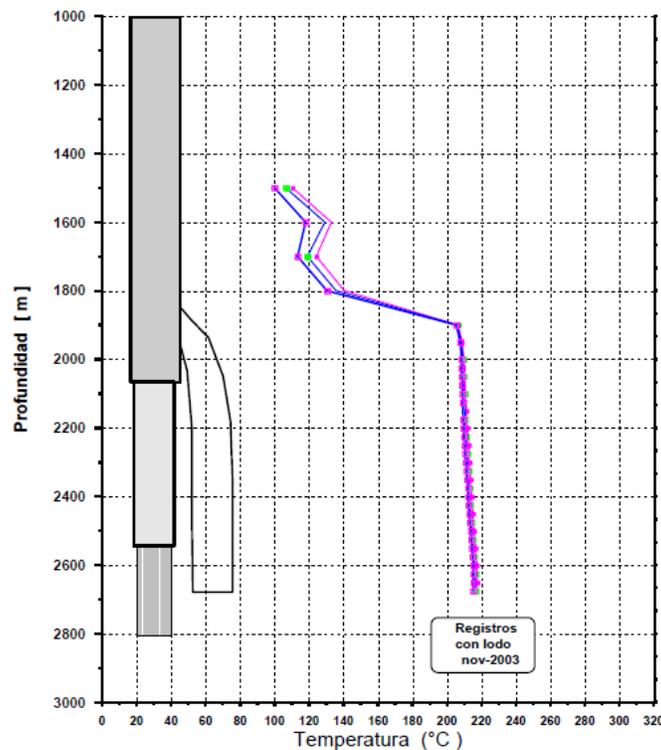


Fig. 3.4 Caso de flujo cruzado presentado durante la reparación de un pozo, al abrir ventana y perforar.

Cuando el flujo cruzado se presenta durante la perforación o reparación de un pozo la situación no es tan crítica, debido a que estando el equipo instalado se pueden hacer las operaciones para controlarlo. El problema se vuelve más crítico cuando el flujo cruzado ocurre durante las etapas de observación, antes de la estimulación del pozo, o durante la etapa productiva.

Cuando el flujo cruzado ocurre en la etapa previa a la estimulación del pozo es muy difícil que éste logre fluir, aunque esto dependerá de lo severo del flujo cruzado. Este fue el caso del pozo **234D**, que en el año 2008 se estimuló sin lograr que fluyera. El registro de temperatura previo al de la estimulación corresponde al T-5, corrido 40 horas después de haberse lavado el pozo. Este registro no presenta evidencia de flujo cruzado, con temperaturas máximas en la zona del intervalo ranurado de 265°C.

El registro T-6, con más de 2.5 meses de reposo, muestra temperaturas menores al registro previo en la zona del intervalo ranurado, como se puede observar en la **Fig.3.5**. Los registros T-7 y T-8 fueron corridos al suspenderse la inducción, observándose que la temperatura disminuía, por lo que se determinó que la inducción estaba contribuyendo a que descendiera un mayor flujo de fluidos menos calientes hacia la zona productora.

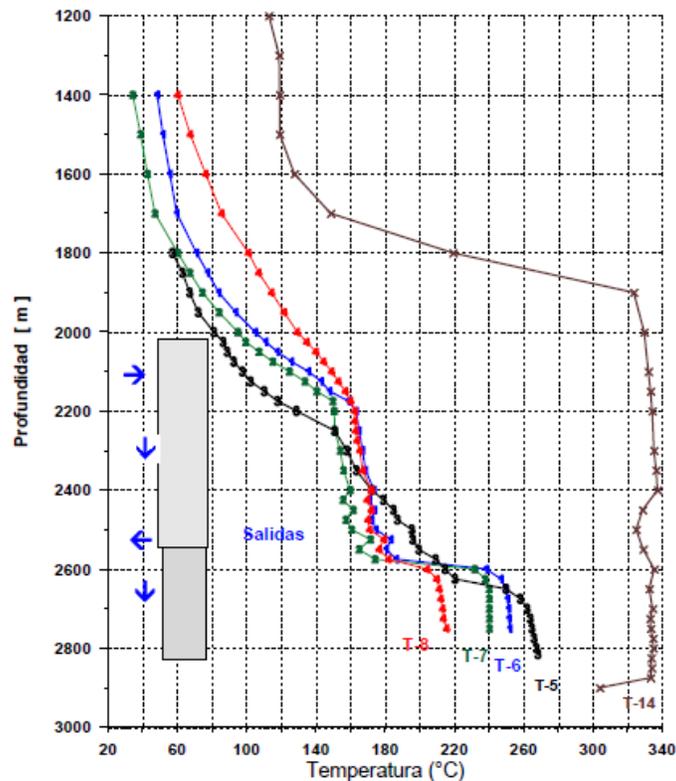


Fig. 3.5 Registros de temperatura del pozo 234D.

Se determinó que el flujo era por el espacio anular, por lo que la reparación del pozo consistió en hacer disparos a la TR de 9 5/8 y a través de los agujeros de los disparos se realizaron cementaciones forzadas, encamisando el intervalo con TR ciega de 7 pulgadas. Las operaciones fueron exitosas, ya que se logró eliminar el flujo cruzado como se pudo observar por el perfil T-14, corrido con 15 días de reposo y antes de la nueva estimulación. Finalmente el pozo fluyó integrándose a producción.

Finalmente, aunque con muy baja frecuencia, es posible que se presenten desprendimientos o rupturas en pozos en producción, provocando un flujo cruzado severo que de forma fulminante provoca la muerte del pozo, aunque éste presentara alta presión de cabezal y producción. En la **Fig.3.6**, se presentan los registros de temperatura en dos pozos que dejaron de fluir, el pozo 431D y el pozo 446D.

En ambos casos se determinó flujo cruzado al comparar estos registros con el registro estimado del perfil de la temperatura de formación, y en los dos la reparación consistió en obturar con cemento la zona de aportación y encamisar la zona con tubería ciega de menor diámetro, logrando eliminar el flujo cruzado. Los pozos se encuentran actualmente en producción.

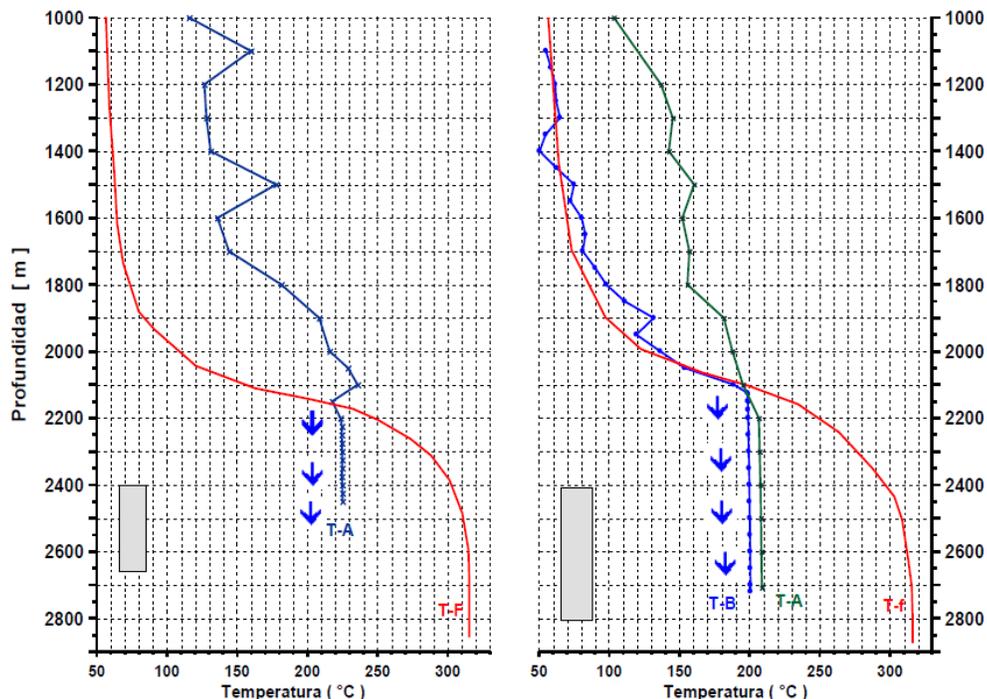


Fig. 3.6 Registros de temperatura de los pozos 431D (izquierda) y 446D (derecha) mostrando los registros indicativos de flujo cruzado (T-A) y los de la temperatura de formación (T-f).

Es importante señalar que los casos de flujo cruzado presentados en Cerro Prieto, difícilmente se pueden presentar en otros campos en donde no se tiene un diferencial de presión entre los estratos que se explotan y los estratos localizados a profundidades relativamente más someras a estos. Asimismo, es posible que en otros campos geotérmicos puedan existir desprendimientos o rupturas de la tubería sin que ocurra flujo cruzado, ya que si el desprendimiento se da en una formación impermeable, es de esperarse que no exista ni entrada ni salida de flujo del pozo a la formación impermeable.

3.2 PETROLEO

3.2.1 Alta producción de agua en el pozo Agua Fría 811

El pozo **AGUA FRÍA 811**, ubicado en el Campo Agua Fría del Distrito Poza Rica, fue perforado durante el año 1978. Durante la vida productiva del pozo se abrieron cinco intervalos a producción. Dos de estos intervalos, el Cuerpo 10, disparado en Junio 1986, y el Cuerpo 30-40, disparado en Mayo 1998, fueron obturados⁹. El pozo durante el año de 1999 quedó como productor de gas y aceite en los intervalos restantes. Los tres intervalos que se han quedado abiertos a producción son los siguientes:

1655 - 1695 m. (Cuerpo 80-85)

1723 - 1740 m. (Cuerpo 90)

1772 - 1812 m. (Cuerpo 100)

La producción del pozo durante ese tiempo era muy baja, en el orden de 87 BPD de aceite con una RGA promedio de 300 m³/m³. El pozo producía en forma intermitente por bombeo neumático, con siete válvulas en el tramo de 339 metros a 1386 metros. La producción de agua del pozo está en el orden de 10%.

En vista de la presencia de varios intervalos abiertos y de haber realizado varias fracturas en el pozo, se decidió tomar un registro de producción con los siguientes objetivos:

- Evaluar cualitativamente la proporción del gasto total de cada intervalo
- Determinar los fluidos producidos por intervalo

Debido a que el pozo no fluye naturalmente, había que diseñar una prueba especial para poder lograr los objetivos anteriores. La técnica realizada fue la de dos corridas pasadas a diferentes velocidades con el pozo cerrado, por encima y por debajo de los intervalos productores (a 1625, 1705, 1750 y 1840 metros) y luego pasadas a diferentes velocidades con el pozo fluyendo. Durante esta actividad se utilizaron los siguientes sensores de la sarta PLT para la adquisición de datos:

Sensor de Rayos Gamma

Sensor de Densidad

Sensor de Presión de Cuarzo

Sensor de Temperatura

Molinete de Flujo

⁹ "Reporte de registro de producción del Pozo Agua Fría #811", Schlumberger, 1999.

Calibración del molinete

Las herramientas de producción son utilizadas como se ha mencionado con anterioridad, para adquirir información como presión, temperatura y densidad. Toda esta información se utiliza para determinar la producción de cada uno de los intervalos abiertos en el pozo.

Para realizar los cálculos de producción se necesita primero realizar una calibración del molinete para las condiciones (fluido, presión, temperatura, viscosidad, etc.) en las que se encuentra el pozo. La calibración permite convertir la medición de revoluciones (**rps**) del molinete en velocidad de flujo. Se realizaron seis corridas para la calibración a pozo cerrado subiendo y bajando la sarta, debido al inconveniente del bombeo neumático intermitente, a velocidades de 33, 43 y 53 metros/min.

Se utilizaron las mediciones del molinete en el intervalo de 1825-1840 metros, para hacer el gráfico de calibración el cual se muestra en la **Fig. 3.7**. Se utilizó esta zona para evitar los efectos de un posible flujo cruzado entre los intervalos superiores cuando el pozo está cerrado.

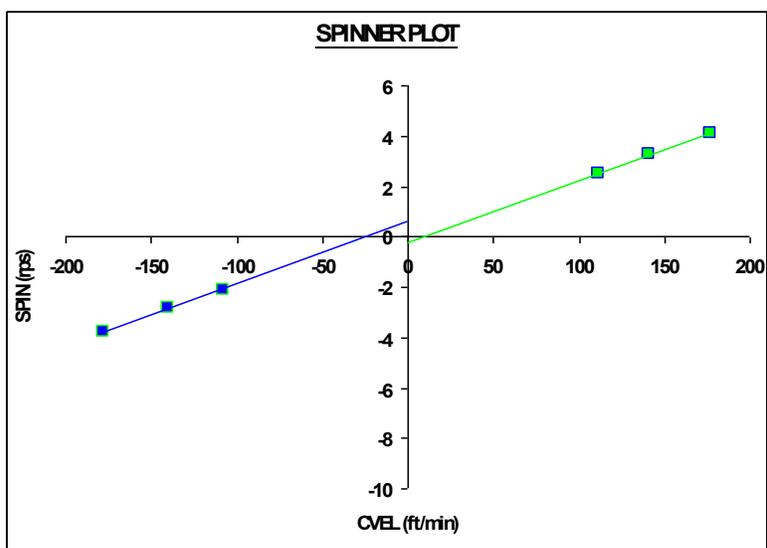


Fig. 3.7 Gráfico de calibración del molinete en el pozo Agua Fría 811

CORRIDAS BAJANDO	
CVEL (ft/min)	SPIN (rps)
176.84	4.1
141.4	3.3
111.88	2.5

CORRIDAS SUBIENDO	
CVEL (ft/min)	SPIN (rps)
-108.27	-2.1
-140.09	-2.8
-177.82	-3.8

Ajustando la **ecuación 3.1** a los datos de calibración, resulta lo siguiente:

$$SPIN(rps) = m(rps)x(CVEL) + b(rps) \quad (3.1)$$

CORRIDAS	SUBIENDO	BAJANDO
m	0.0246 rps(ft/min)	0.0245 rps(ft/min)
b	-0.222 rps	0.581 rps

Resultados

Después de realizar las corridas en pozo cerrado, se volvió a abrir el pozo y activar el bombeo neumático. Una vez estabilizada la producción, se hizo la adquisición de información contra tiempo en las diferentes estaciones.

Estación 1	1840 metros
Estación 2	1750 metros
Estación 3	1705 metros
Estación 4	1625 metros

Las pruebas en las diferentes estaciones tuvieron duraciones entre 90 y 120 min. Se escogieron secciones de los datos en los que se podían sincronizar los ciclos para cada estación. Por lo tanto, se encuentran los picos y valles al mismo tiempo en los gráficos.

Las curvas para el molinete (SPIN rps), la cual está representada por la **Fig. 3.8** no muestran movimiento de fluido para la Estación 1, la estación por debajo de todos los intervalos, indicando que no existen filtraciones en el cemento o por obstrucción en el fondo. Las tres estaciones restantes muestran movimiento de fluido durante los ciclos en los que el pozo está produciendo. La Estación 4 por encima del Cuerpo 80-85 es la que muestra la alteración más grande durante el ciclo de producción. Las Estaciones 2 y 3 muestran movimientos de fluido menores. No se ha detectado ninguna zona ladrona durante los ciclos de flujo y sin flujo.

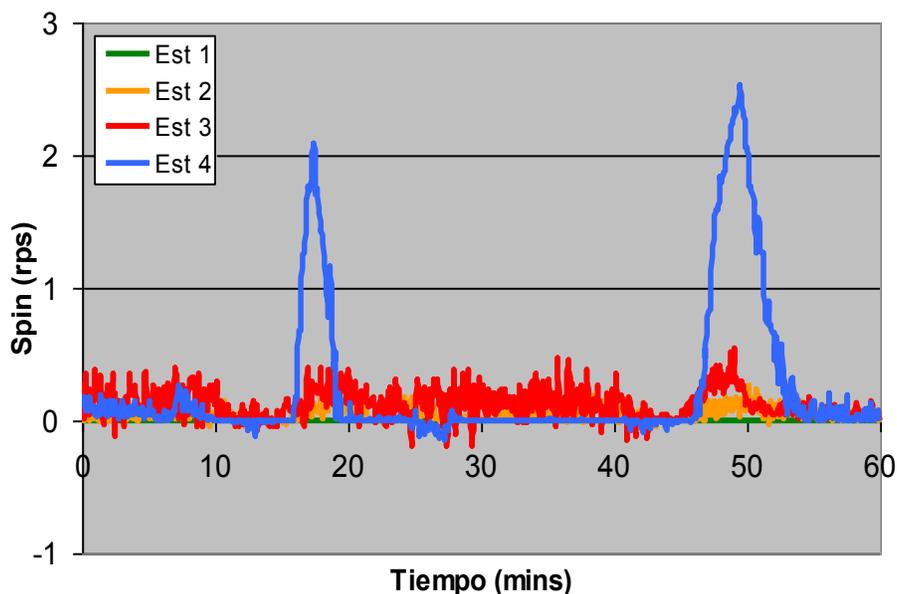


Fig. 3.8 Curvas del comportamiento del molinete en el pozo Agua Fría 811

Las curvas de presión demuestran un comportamiento extraño como se puede observar en la **Fig. 3.9**, ya que las presiones para la Estación 2 son mayores que las presiones para la Estación 1 la cual se encuentra a mayor profundidad, ocurriendo el mismo caso para las estaciones 3 y 4. En un caso normal este comportamiento puede indicar la existencia de una zona ladrona. Sin embargo, en esta situación lo que ocurre es que durante ciertos ciclos las presiones son menores que durante otros.

Como los registros fueron tomados a diferentes tiempos, la adquisición de información en las Estaciones 1 y 3 fueron durante periodos de ciclos bajos y la de las Estaciones 2 y 4 fueron durante periodos de ciclos altos. Al verse los datos completos como podemos observar en la **Fig. 3.10** se puede apreciar las variaciones en la presión durante una sola estación. Comparando las curvas del molinete y presión, se puede observar que durante los periodos de flujo, la presión baja debido al levantamiento de la columna de fluido.

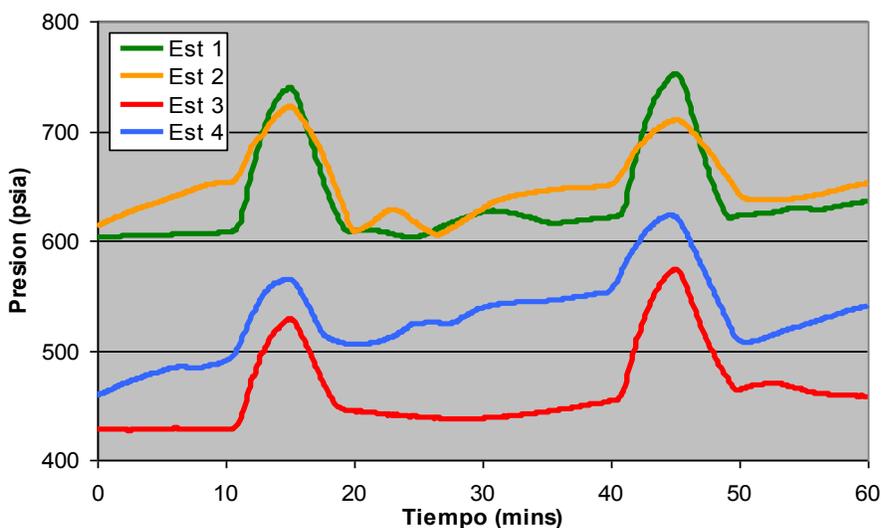


Fig. 3.9 Curvas del comportamiento inicial de la presión en el pozo Agua Fría 811

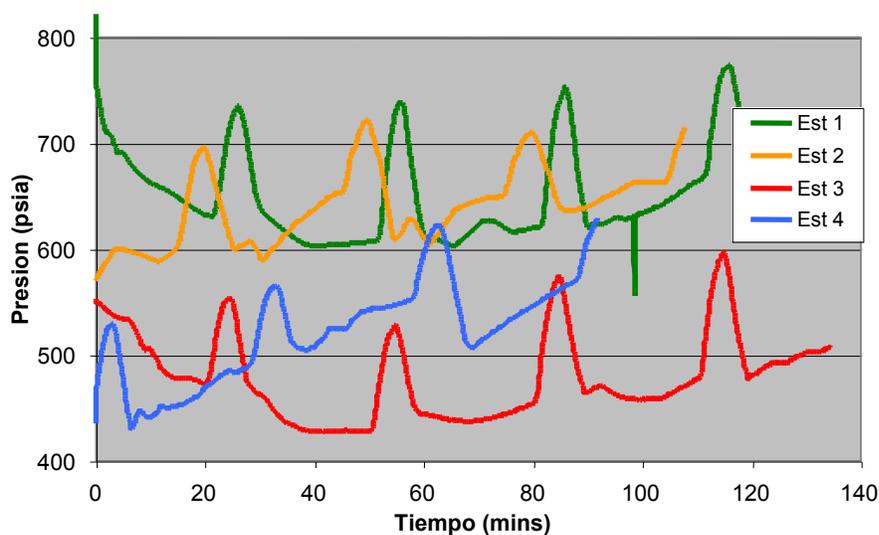


Fig. 3.10 Curvas del comportamiento total de la presión en el pozo Agua Fría 811

Las curvas de temperatura no presentan muchas variaciones con la excepción de las curvas de las Estaciones 3 y 4. Se observa que durante los periodos sin flujo o con poco flujo (bajo rps) la temperatura en los primeros instantes tiende a incrementarse, después de transcurrido un tiempo se estabiliza y decrece levemente. Durante el periodo de flujo, las temperaturas para todas las estaciones son muy uniformes. El comportamiento de las temperaturas en las diferentes estaciones se muestra en la **Fig. 3.11**.

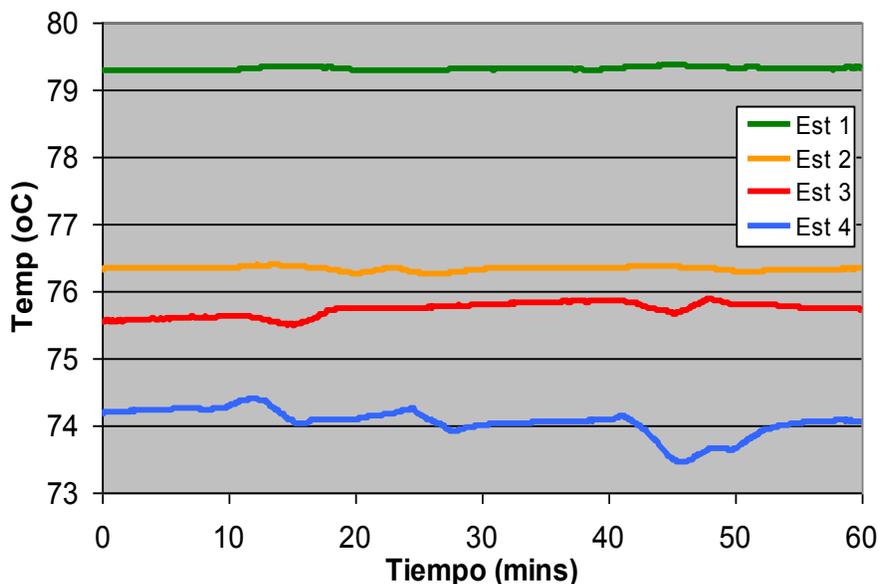


Fig. 3.11 Curvas del comportamiento de la temperatura en el pozo Agua Fría 811

Las lecturas de densidad muestran comportamientos muy variados en cada estación. Para la **Estación 1**, por debajo de todos los intervalos, encontramos una densidad constante promedio de 0.99 gr/cm^3 . Este valor indica que a esta profundidad encontramos un intervalo invadido de agua. La **Fig. 3.12**, muestra las variaciones de la densidad respecto a los diferentes intervalos, dicha información nos ayuda a determinar la presencia de los diferentes fluidos en las estaciones.

Para la **Estación 2**, el promedio de la densidad es de 0.75 gr/cm^3 , lo que indica la presencia de aceite con gas a dicha profundidad. La **Estación 3** con un promedio de densidad de 0.50 , contiene gas y aceite, pero con mayor concentración de gas. La **Estación 4** como la **Estación 3** demuestra muchos cambios durante los periodos de flujo y sin flujo, lo cual indica la existencia y movimiento de gran cantidad de gas.

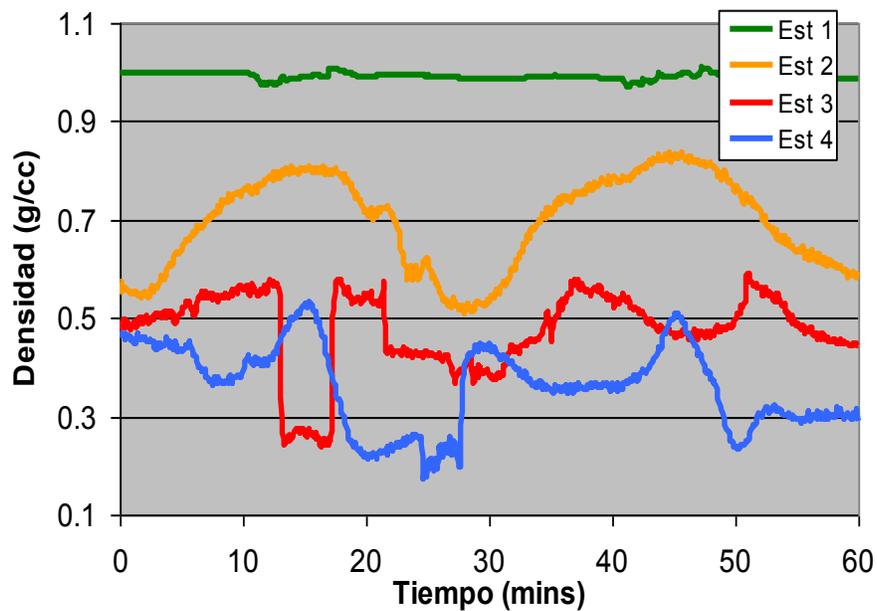


Fig. 3.12 Curvas del comportamiento de la densidad en el pozo Agua Fría 811

En la **Tabla. 1**, se presentan los datos promedio obtenidos para cada estación durante los ciclos en los cuales el pozo está fluyendo. Estos datos son utilizados para el cálculo de los gastos correspondientes.

Estación	Molinete (rps)	Presión (psia)	Temperatura. (°C)	Densidad (g/cc)
4 (1625 m)	0.31	554.0	73.7	0.34
3 (1705 m)	0.11	582.9	75.6	0.50
2 (1750 m)	0.06	599.4	76.3	0.75
1 (1840 m)	0.00	661.7	79.3	0.99

Tabla. 1 Datos promedio obtenidos del registro de producción

Cálculos de producción

Los valores obtenidos por estación representados en la **Tabla. 1**, fueron usados para calcular las siguientes propiedades correspondientes a cada intervalo mediante ecuaciones y modelos. La **Tabla. 2** muestra los valores obtenidos:

Estación	Densidad del Aceite en fondo (g/cc)	Densidad del Gas en fondo (g/cc)	Bo	1/Bg	Velocidad de Deslizamiento (ft/min)
4 (1625 m)	0.851	0.0324	1.085	33.99	78.71 ⁽¹⁾
3 (1705 m)	0.850	0.0340	1.088	35.66	83.17 ⁽¹⁾
2 (1750 m)	0.849	0.0350	1.089	36.66	93.01 ⁽¹⁾
1 (1840 m)	0.846	0.0385	1.095	40.38	97.67 ⁽²⁾

Tabla. 2 Propiedades de los fluidos para cada estación

(1) velocidad de deslizamiento de gas en aceite

(2) velocidad de deslizamiento de gas en agua

Para el cálculo del factor de volumen del aceite (Bo) se utilizó la correlación de Standing, la cual se ajusta a las características del fluido. La **ecuación 3.2** representa el modelo matemático utilizado.

Standing reporta un error promedio de 0.01% con una desviación estándar de 0.34%¹⁰.

$$B_o = 0.9759 + (12 * 10^{-5}) * F^{1.2} \quad (3.2)$$

$$F = R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 * T \quad (3.3)$$

¹⁰ Carlos Bánzer, "Correlaciones Numéricas PVT", Maracaibo, 1996, Pág. 73

En base a estos datos se calculan los gastos para cada estación. Para realizar los cálculos se hicieron las siguientes suposiciones:

- La producción de agua hasta superficie es despreciable
- Los tres intervalos de las estaciones 2, 3 y 4, producen solamente aceite y gas

La tubería que se encuentra frente al intervalo productor, es de 5" de diámetro externo y 4.408" de diámetro interno¹¹. Para realizar los cálculos correspondientes al gasto de aceite debemos de convertir la velocidad angular dada por el molinete en RPS a una velocidad lineal. Para esto ocupamos la **ecuación 3.4**.

$$W = 2 * \pi * RPS * r \quad (3.4)$$

donde:

W: Velocidad lineal [m/s]

RPS: Revoluciones por segundo

r: Radio de la tubería [m]

Una vez calculada la velocidad lineal, determinamos el área transversal al flujo, utilizando el diámetro interno de la tubería.

$$A = \pi * r^2 \quad (3.5)$$

donde:

A: Área transversal de la tubería [m²]

r: Radio de la tubería [m]

¹¹ Tenaris Tamsa, Prontuario "Tubería de revestimiento". Pág. 54

Una vez calculada la velocidad lineal y el área transversal, calculamos el gasto para cada estación. A continuación se presenta el procedimiento realizado para el cálculo del gasto de aceite para la estación 4.

$$W = 2 * \pi * (0.31) * 0.05598$$

$$W = 0.109037 \frac{m}{s}$$

$$A = \pi(0.05598^2)$$

$$A = 0.009845 m^2$$

$$Gasto = 0.83 * 0.109037 * 0.009845$$

$$Gasto = 8.9097 * 10^{-4} \frac{m^3}{s}$$

Sabemos que:

$$1 \text{ barril} = 0.15899 m^3$$

$$1 \text{ dia} = 86400 s$$

Realizando el cambio de unidades obtenemos lo siguiente:

$$Gasto = 8.9097 * 10^{-4} \frac{m^3}{s} \left[\frac{86400 * s * bls}{0.15899 * D * m^3} \right]$$

$$\mathbf{Gasto = 484.19 BPD}$$

Los valores mostrados en la **Tabla. 3**, no son precisos y solamente sirven para calcular gastos aproximados debido a que el flujo es intermitente.

Estación	'Holdup' de Aceite	Rs fondo (pie ³ /Bbl)	Q _{aceite} Fondo (BPD)	Q _{gas} Fondo (MPCD)	Q _{aceite} Superficie (BPD)	Q _{gas} Superficie (MPCD)
4 (1625 m)	0.38	146	492	9.59	456	392
3 (1705 m)	0.57	151	300	4.16	276	168
2 (1750 m)	0.88	154	132	1.36	124	92
1 (1840 m)	0.00	163	0	0	0	0

Tabla. 3 Gastos de aceite y gas a condiciones de superficie y yacimiento

La **Tabla 3**, muestra los gastos al nivel de cada estación. Para calcular los gastos de cada intervalo, se necesita restar los gastos de las estaciones inferiores. Los gastos de cada intervalo así como el porcentaje de la producción proveniente de cada intervalo se muestran en **Tabla. 4**.

Intervalo	Q _{aceite} Superficie (BPD)	Q _{gas} Superficie (MPCD)	Proporción de Aceite Total en Superficie	Proporción de Gas Total en Superficie
1655 - 1695 m	180	224	39.5%	57.1%
1723 - 1740 m	152	76	33.3%	19.4%
1772 - 1812 m	124	92	27.2%	23.5%

Tabla. 4 Porcentaje de producción por estación

La figura que a continuación se observa (**Fig. 3.13**), es la gráfica que representa el porcentaje de fluido tanto de gas como de aceite que aporta cada intervalo.

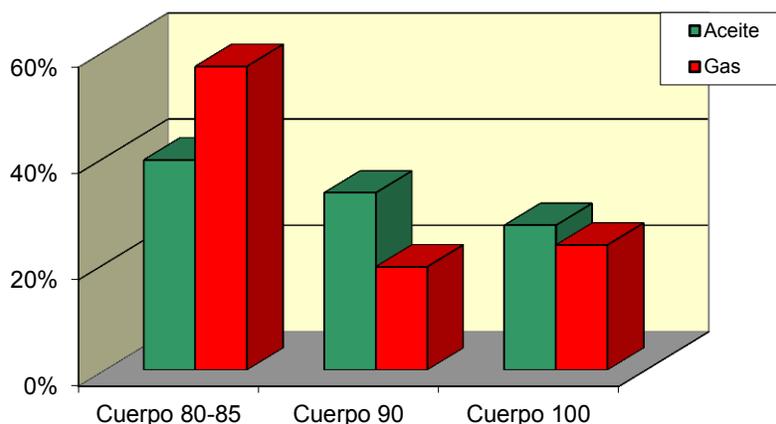


Fig. 3.13 Porcentaje de aceite y gas para cada intervalo

Conclusiones

Al final de la prueba se logró adquirir datos confiables y representativos en la sección del pozo registrado y se pudo cumplir con los objetivos de la prueba.

Se encontró el nivel de agua aparentemente en el medio del Cuerpo 100 a 1790 metros, basado en las curvas de la densidad y presión. Por encima del intervalo de 1790 metros, el pozo presenta una mezcla de gas con aceite que está siendo producido en superficie.

Se encontraron los tres intervalos abiertos produciendo y el análisis del registro indica que la producción está distribuida entre los tres. Sin embargo el Cuerpo 80-85 aporta la mayor cantidad de la producción. No se encontraron zonas ladronas en este análisis.

El Cuerpo 100 produce por la sección superior del intervalo de 1772 a 1790 metros. El Cuerpo 90 aparentemente produce por todo el intervalo, sin embargo no se presenta el comportamiento laminar esperado, ya que se encuentran muy inestables las curvas de densidad. El Cuerpo 80-85 parece tener sus mayores aportaciones en sus últimos 10 metros (1685-1695 metros) y de los 5 metros de la cima del intervalo (1655-1660 metros).

Para el análisis se asumió que el aporte de agua del pozo (menos que 10%) es despreciable. El Cuerpo 80-85 tiene la RGA alta por lo que resulta la mayor producción de gas en este intervalo. La RGA más baja se encuentra en el Cuerpo 90.

Cabe mencionar que los cálculos de la producción, son valores aproximados.

3.3 HIDROLOGÍA

El estilo de vida al cual nos hemos ido acostumbrando depende, en gran medida, de la disponibilidad de suficiente agua limpia y barata y que, luego de haber sido usada, su eliminación sea segura. La naturaleza limita la cantidad de agua disponible para nuestro uso. Aunque hay suficiente agua en el planeta, no siempre se encuentra en el lugar y momento adecuados. La hidrología se ha desarrollado como ciencia en respuesta a la necesidad de comprender el complejo sistema hídrico de la tierra y ayudar a solucionar los problemas de agua. Los hidrólogos juegan un papel importante en la búsqueda de soluciones a los problemas del agua.

La Hidrología (*del griego hydor-, agua*) es la disciplina científica dedicada al estudio de las aguas de la tierra, incluyendo su presencia, distribución y circulación a través del ciclo hidrológico, y las interacciones con los seres vivos. El objetivo primario de la hidrología es el estudio de las interrelaciones entre el agua y su ambiente.

Los hidrólogos estiman el volumen de agua almacenada subterráneamente a través de mediciones de los niveles de agua en los pozos locales y estudiando la geología local. De esta manera, determinan la extensión, profundidad y espesor de los sedimentos y rocas con agua. Sin embargo la información adquirida sobre el comportamiento del acuífero durante la producción es limitada, se realizan registros geofísicos con el objetivo de determinar la resistividad de la roca y del fluido, pero no se realizan registros de producción los cuales serían de gran ayuda para optimizar la producción de acuíferos así como prever un correcto diseño de explotación de todo el campo. Se realizó una completa investigación acerca del uso de los registros de producción en la hidrología, sin embargo esta tecnología no se utiliza debido al costo que representa dicha actividad.

CAPITULO 4

CASOS DE ÉXITO DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS

4.1 DETECCIÓN DE LA COMUNICACIÓN ENTRE DOS YACIMIENTOS A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE LA PRESIÓN.

4.1.1 Introducción

El Campo Abqaiq ubicado en Arabia Saudita fue descubierto en 1940 iniciando su producción en 1946. El campo se compone de varios yacimientos carbonatados: **Arab-D, Hanifa y Hadriya** son tres de los yacimientos con mayor importancia.

Hanifa es un yacimiento de muy baja permeabilidad (promedio ~ 1 md), el cual se encuentra separado del yacimiento Arab-D (promedio ~ 400 md) por la formación impermeable Jubaila la cual cuenta con un espesor aproximado de 300 pies.

Hadriya es un yacimiento de menor permeabilidad que el yacimiento Arab-D, pero de mayor permeabilidad que Hanifa. Los estudios sísmicos 3D adquiridos en los años 90 demostraron la existencia de fallas/fracturas en los yacimientos Arab-D y Hadriya. La pérdida de circulación durante la perforación de pozos horizontales, junto con los registros de producción han permitido demostrar concretamente la existencia de dichas fallas/fracturas. Los núcleos obtenidos durante la perforación también indicaron la existencia de fallas sub-sísmicas que no pueden ser detectadas por la resolución sísmica 3D.

A pesar de que la calidad de los datos sísmicos se deteriora en el yacimiento Hanifa debido al pequeño contraste en la impedancia acústica, fue posible detectar fallas/fracturas en el yacimiento. Esto se logró mediante la interpretación de características similares (correlación) en los yacimientos Hadriya y Arab-D. Cuando las mismas características aparecen en ambos yacimientos, se concluye entonces que también deben existir en el yacimiento Hanifa debido a que se encuentra entre los yacimientos Hadriya y Arab-D.

Se cree que las fallas conductivas y fracturas que cortan a través de estos yacimientos son responsables de la transmisión de la presión entre estos yacimientos. La comunicación entre los yacimientos Arab-D y Hanifa se puede observar a través de la historia de presión de los dos yacimientos las cuales presentan tendencias muy parecidas. **Fig. 4.1**

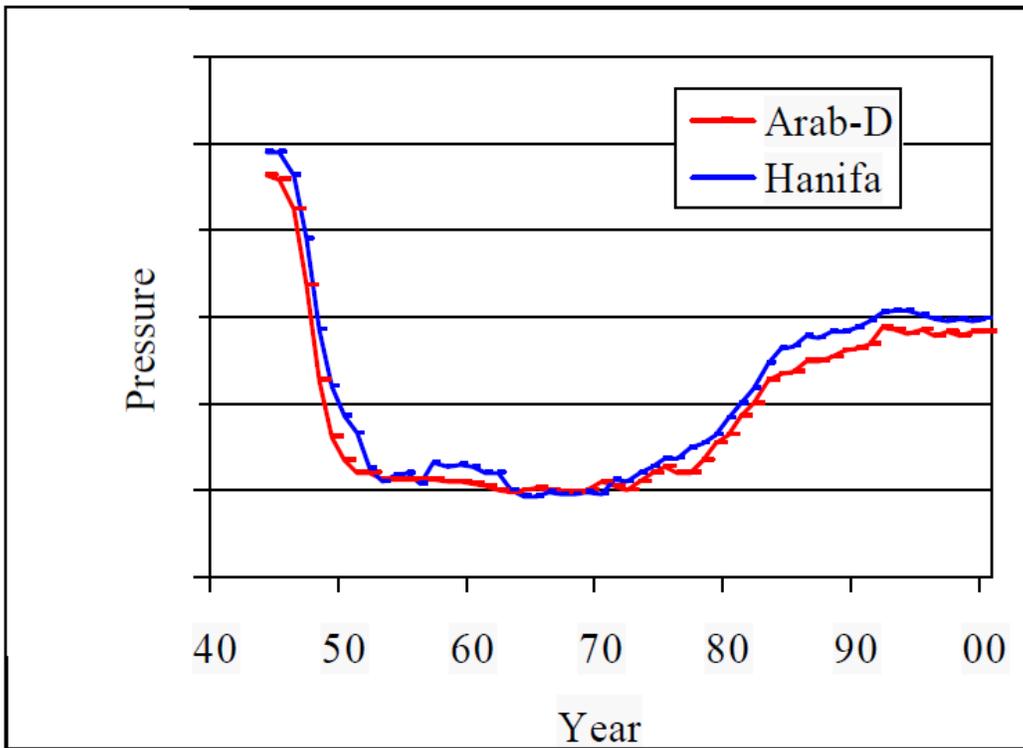


Fig. 4.1 Comportamiento de la presión en los yacimientos Hanifa y Arab-D

4.1.2 Geología del Campo

El yacimiento Hanifa está constituido por calizas, las cuales se depositaron en aguas profundas. El flujo de fluido y la permeabilidad del yacimiento dependen en gran medida de las fracturas estilolitas (Superficies entrelazadas, onduladas, que se observan comúnmente en las rocas carbonatadas y ricas en contenido de cuarzo)¹². La **Fig. 4.2** muestra este tipo de fracturas. Estas fracturas se asocian generalmente con una baja porosidad en los carbonatos. El levantamiento estructural que se produjo durante la era cretácica tardía dio lugar a grandes fallas que atraviesan el campo. **Fig. 4.3**

Estas fallas y fracturas pueden estar actuando como conductos y fuentes de presión entre los dos yacimientos.

¹² Oilfield Glossary. Schlumberger. "Estilolita". <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/stylolite.aspx>. 2015

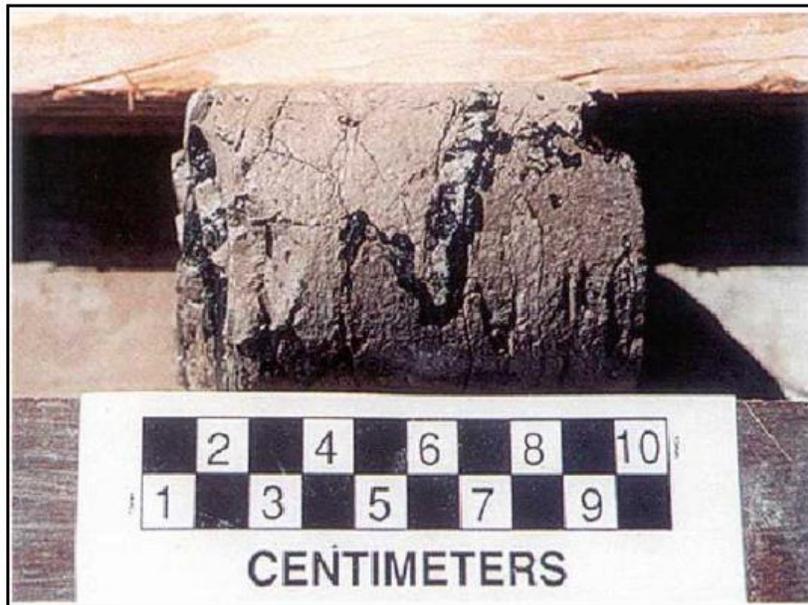


Fig. 4.2 Núcleo con fracturas tipo “Estilolitas”

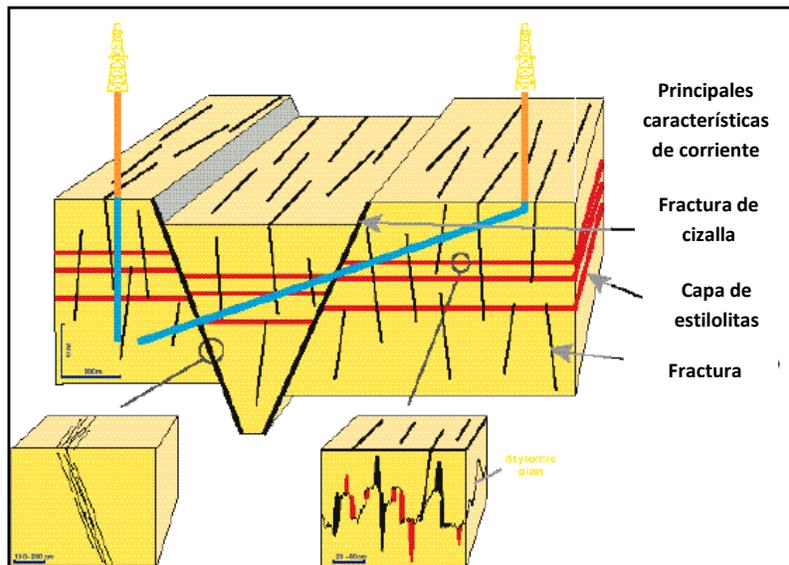


Fig. 4.3 Fallas y fracturas en el yacimiento Hanifa

Muchas pruebas de pozos realizadas en el yacimiento Hanifa demostraron la existencia de fracturas. También se encontró que la capacidad de flujo del yacimiento “**kh**” determinada a partir de pruebas de presión es de 17 a 40 veces más alta que la capacidad de flujo determinada a partir de núcleos, esto se atribuye a la existencia de fracturas.

Los registros de producción, pérdidas de circulación durante la perforación y recuperación de núcleos proporcionan una confirmación sólida sobre el hecho de que el yacimiento Hanifa es un yacimiento naturalmente fracturado.

4.1.3 Caracterización dinámica del yacimiento

Para la correcta caracterización dinámica del yacimiento, se decidió evaluar las diferentes fracturas y el comportamiento que generaba cada una de ellas.

A. Fallas conductivas y fracturas (intra)

En esta sección se estudió la respuesta de la presión del pozo afectado por fallas y fracturas conductivas presentes solamente en el yacimiento Hanifa.

CASO A-1: Intersección entre el pozo y una falla conductiva

Para este caso se utilizó un pozo vertical con terminación simple en agujero entubado que se encuentra en la cresta de la formación Hanifa. El gráfico de la presión se muestra en la **Fig.4.4**. Como podemos observar durante las primeras 4 horas se presenta un comportamiento infinito de la fractura conductiva con pendiente de $1/2$. Posteriormente vemos como la curva se estabiliza de 20 horas a 80 horas lo que representa la permeabilidad media de la matriz del yacimiento. Se observa una tendencia negativa después de 80 horas hasta el final de la prueba que sugiere ya sea una mejora en la calidad del yacimiento Hanifa lejos del pozo o el comienzo del soporte de la presión desde el yacimiento Arab-D suprayacente. Por desgracia, la duración de la prueba no fue suficiente para saber la respuesta.

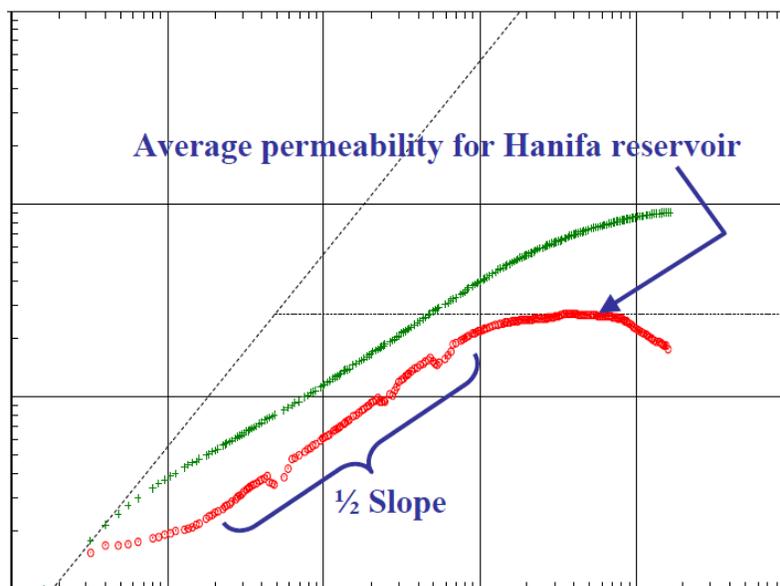


Fig. 4.4 Comportamiento de la presión para el caso A-1

CASO A-2: No hay intersección entre el pozo y una falla conductiva

En este caso se utilizó un pozo vertical con terminación simple en agujero entubado cerca de la parte superior del yacimiento Hanifa. Una prueba de incremento de presión de 14 días se llevó a cabo en el pozo para caracterizar el yacimiento y analizar cuantitativamente cualquier heterogeneidad del yacimiento.

La interpretación de los datos sísmicos, mostrada en la **Fig. 4.7**, sugiere la existencia de grandes fallas cerca del pozo. El comportamiento de la presión se atribuye a la existencia de heterogeneidades en el yacimiento. Después de la etapa de almacenamiento, podemos observar que la curva presenta una pendiente de $\frac{1}{4}$, la cual se refiere al comportamiento de una fractura, seguido por la influencia de fallas conductivas. Al final de la prueba se presenta un comportamiento negativo en la pendiente de la curva, que indica el soporte de la presión debido a la cercanía de una falla. Este comportamiento se presenta durante 30 horas, posteriormente se observa flujo bilineal que continua hasta el final de prueba. **Fig. 4.8**.

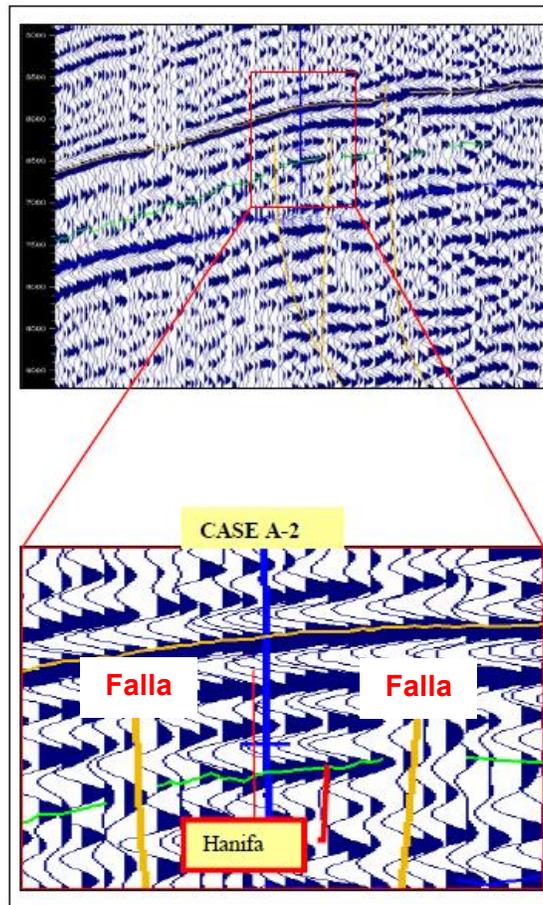


Fig. 4.7 Interpretación de datos sísmicos para el caso A-2

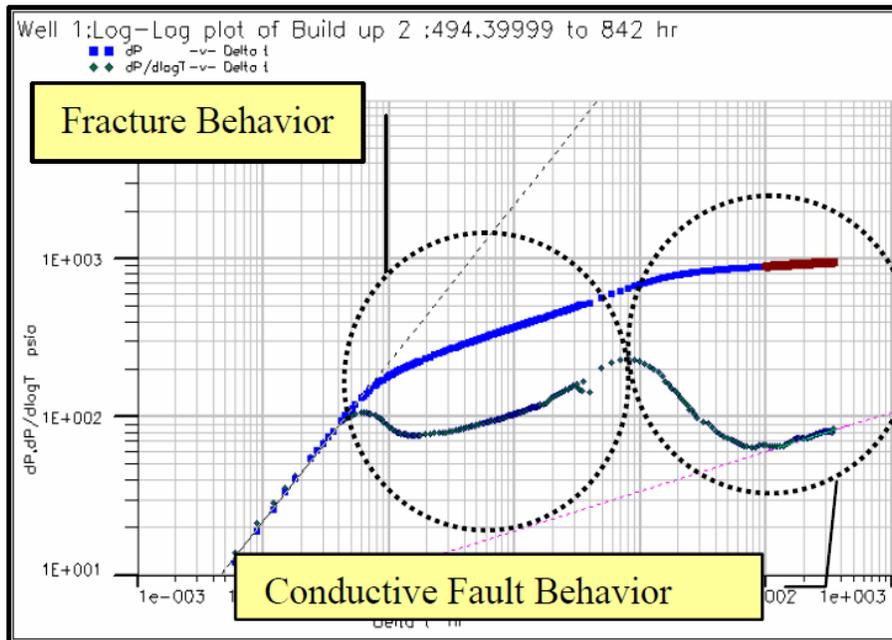


Fig. 4.8 Comportamiento de la presión para el caso A-2

Después del análisis se logra obtener un buen ajuste, haciendo coincidir los datos a tiempos cortos de la prueba con los de una curva tipo. Los datos a tiempos largos se hicieron coincidir con los de una curva en la que no existe intersección entre el pozo y una falla conductiva. Este ajuste se puede observar en la **Fig. 4.9**.

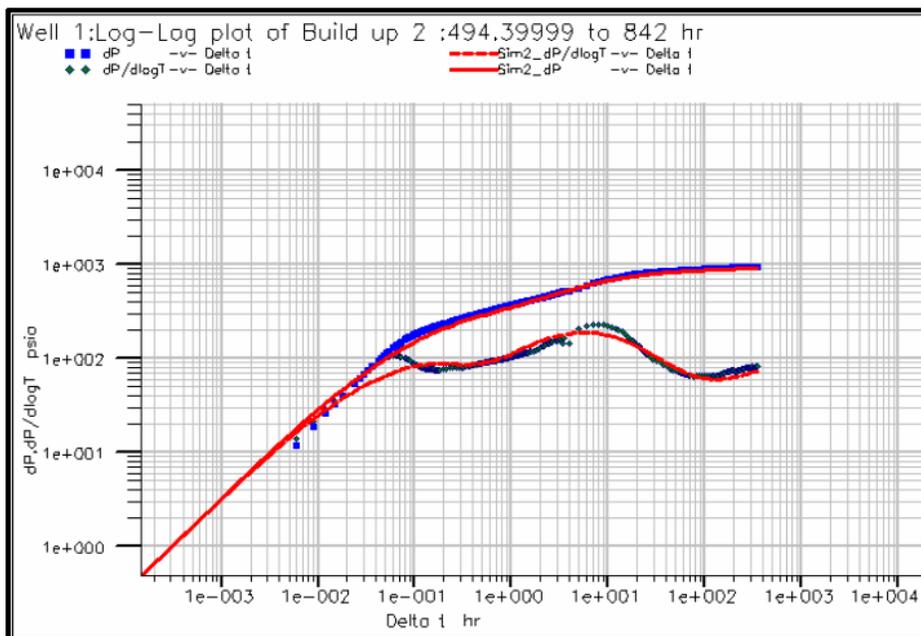


Fig. 4.9 Ajuste de los datos de la prueba de presión para el caso A-2

B. Fallas conductivas y fracturas (inter)

En esta sección se estudió la respuesta de la presión de un pozo, afectada por la comunicación entre los yacimientos, Hanifa y Arab-D a través de fallas conductivas y fracturas que atraviesan ambos yacimientos.

CASO B-1: Respuesta de la presión de un pozo en el yacimiento Hanifa

Para este caso el pozo fue perforado horizontalmente y paralela a la dirección de las fallas como lo indican los datos sísmicos. **Fig. 4.10**. Se realizó una prueba de incremento de presión durante 14 días. Después del análisis de los datos, se observó una pequeña disminución al final de la prueba lo cual sirvió para confirmar la presencia de fallas conductivas. La duración de la prueba se extendió aproximadamente 33 días.

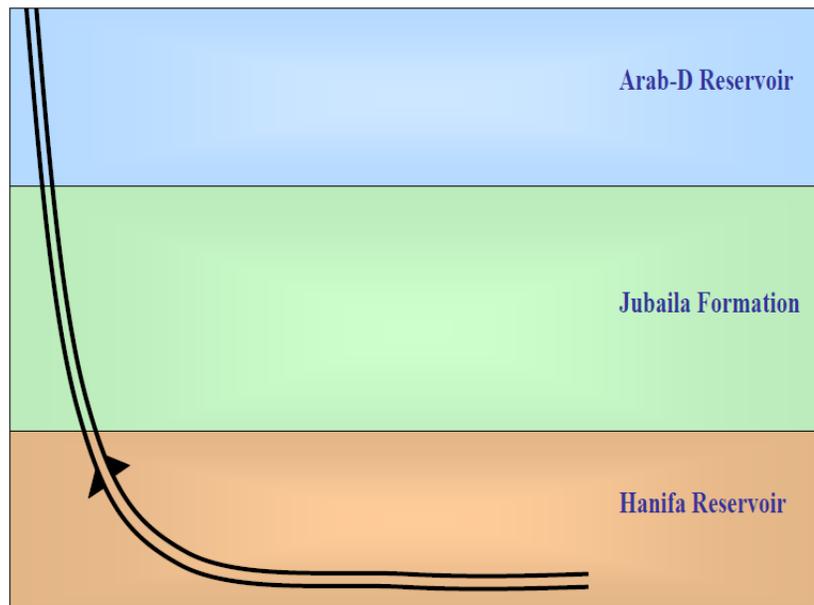


Fig. 4.10 Dirección del pozo utilizado para el caso B-1

El gráfico final del comportamiento de la presión se presenta en la **Fig. 4.11**, en el que, después de existir un almacenamiento se presenta un régimen de flujo radial vertical entre 1 a 5 horas. Posteriormente se presenta flujo lineal entre 6 a 20 horas y flujo radial horizontal entre las 20 y 80 horas de duración de la prueba. Como podemos observar existe una fuerte disminución en la pendiente de la curva. Esta fuerte caída en los datos finales de tiempo sugiere un soporte de presión proveniente del yacimiento Arab-D.

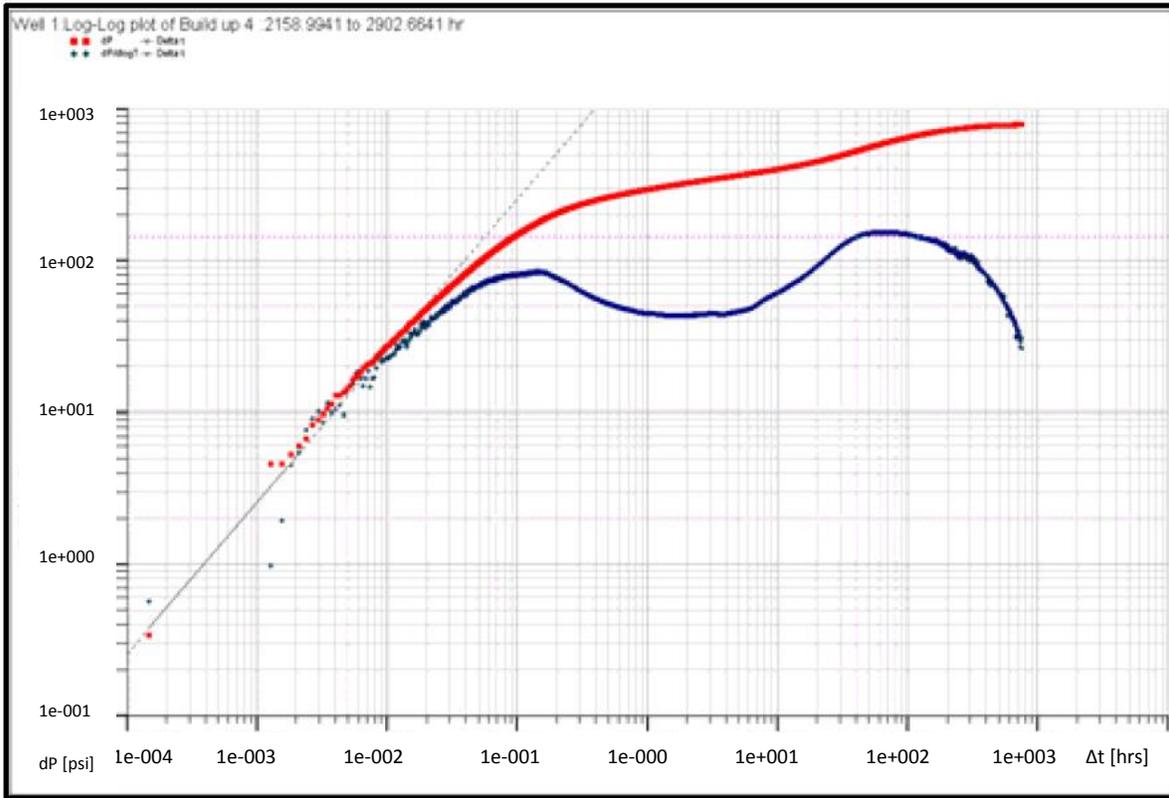


Fig. 4.11 Comportamiento de la presión para el caso B-1

Debido a la complejidad geológica del yacimiento se utilizó un modelo numérico para poder realizar un buen ajuste con los datos obtenidos de la prueba de presión. Basándose en la descripción geológica, se analizaron diferentes escenarios. Se obtuvo un buen resultado asignando una alta permeabilidad vertical para la formación Jubaila (separando ambos yacimientos). Sin embargo, este escenario fue rechazado debido a que los datos geológicos como se mencionó anteriormente, demostraron que dicha formación era impermeable.

Por otra parte se logró un excelente ajuste (Ver **Fig.4.12**), considerando dos fallas conductivas paralelas a la dirección del pozo (como lo indica la sísmica), las cuales simulaban el efecto de la presión a tiempos grandes. Las fallas se extienden hasta el yacimiento Arab-D atravesando la formación Jubaila (posible causa de la comunicación de presión-fluidos entre los dos yacimientos).

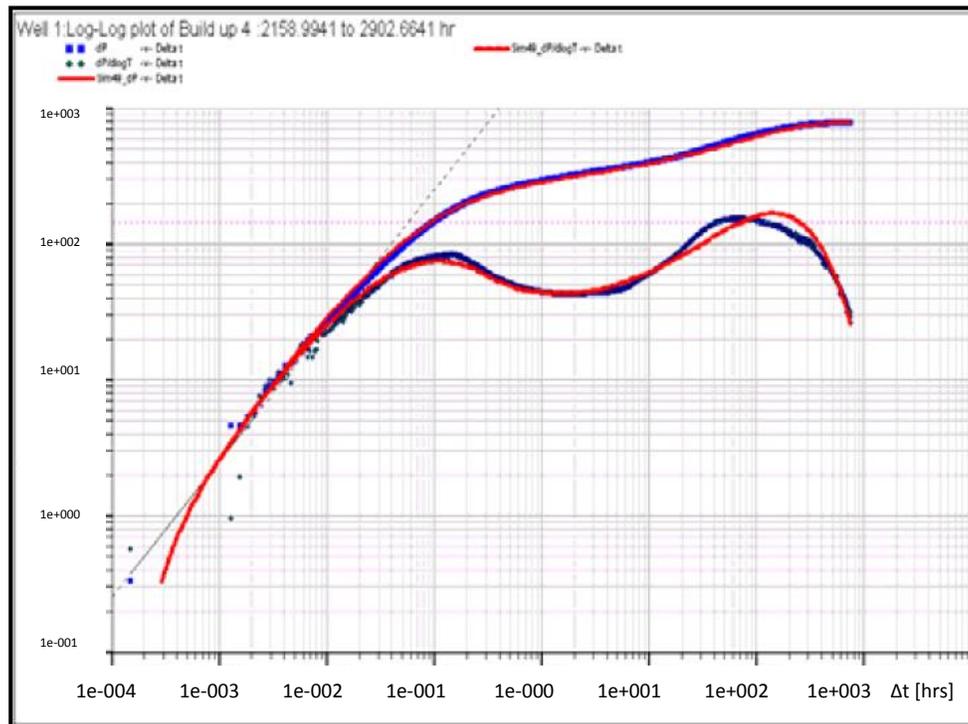


Fig. 4.12 Ajuste de los datos de la prueba de presión para el caso B-1

CASO B-2: Respuesta de la presión de un pozo en el yacimiento Arab-D

El gráfico del comportamiento de la presión se muestra en la **Fig.4.13**. Después del almacenamiento, que enmascara el régimen de flujo radial, se observa que la pendiente de la curva es negativa. Después de un período de transición, se observó un régimen de flujo bilineal, caracterizado por el valor de $\frac{1}{4}$ en la pendiente de la curva continuando hasta el final de la prueba. Esta respuesta de la presión es un comportamiento típico de un pozo cercano a una falla conductiva.

La diferencia en las pruebas de presión de los casos B-1 y B-2, se atribuye al contraste de permeabilidades entre los yacimientos Hanifa y Arab-D. En el caso B-1, se muestra claramente como el yacimiento Arab-D da un soporte a la presión en el pozo del yacimiento Hanifa. En cambio, en el caso B-2 no se muestra un soporte en la presión gracias al yacimiento Hanifa en el pozo ubicado en el yacimiento Arab-D.

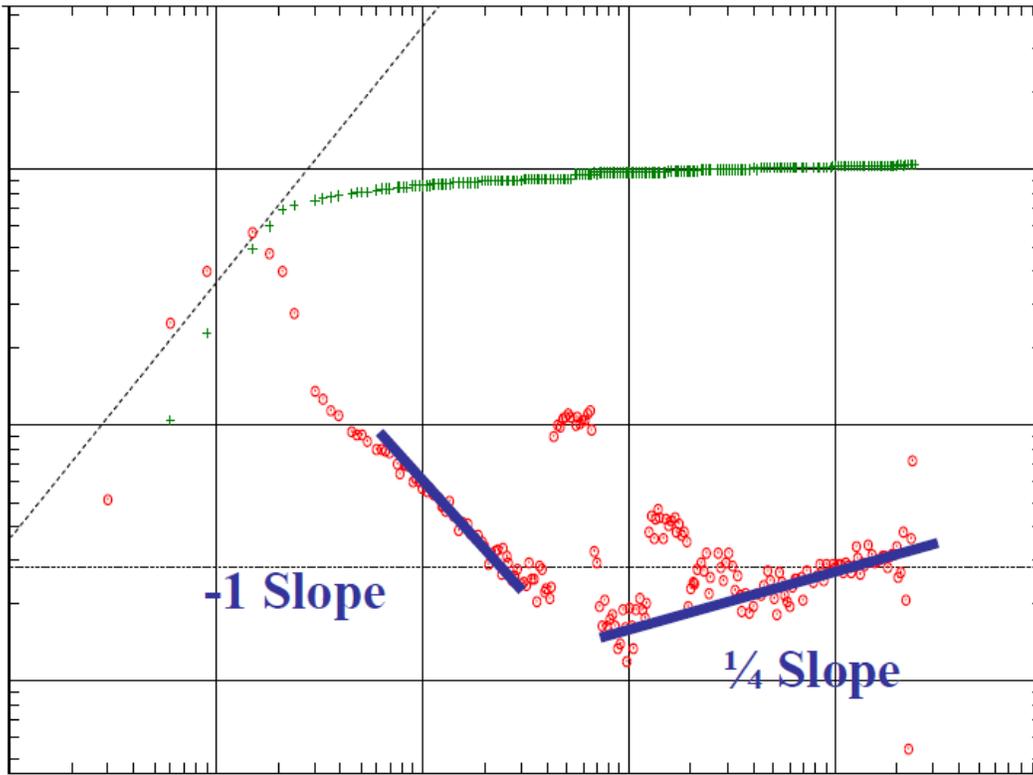


Fig. 4.13 Comportamiento de la presión para el caso B-2

4.1.4 Conclusiones

Mediante el estudio de los casos mencionados, se puede concluir que:

1. La comunicación entre los yacimientos se puede detectar mediante pruebas de presión y la integración de todos los datos disponibles (producción, sísmicos, registros, etc.).
2. Los modelos numéricos son esenciales para lograr un buen ajuste de los datos de presión en yacimientos con geología compleja.
3. En yacimientos compactos se necesitan realizar pruebas de mayor tiempo para detectar heterogeneidades geológicas.

4.2 MÉTODO Y APLICACIÓN DE PRUEBAS CÍCLICAS DE PRESIÓN CON LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD Y EL DAÑO DEL YACIMIENTO

4.2.1 Introducción

Una prueba de incremento de presión es la principal herramienta para determinar la productividad del pozo así como la permeabilidad, el daño y la presión del yacimiento. Sin embargo, los ingenieros se reusan a realizar dicha prueba, ya que implica el cierre del pozo. Esta actividad implica pérdida de ingresos y en algunos pozos la producción excesiva de agua en un futuro. Por otra parte el cierre del pozo podría generar acumulación de asfáltenos y parafinas. Otra limitante de las pruebas de presión convencionales resulta en su aplicación a los yacimientos con geología compleja, donde sólo proporciona una permeabilidad del espesor total y un valor promedio del daño. Por lo general, la permeabilidad se distribuye entre los diferentes estratos, el valor se determina mediante mediciones de permeabilidad a pequeña escala (principalmente a partir de núcleos) o en el perfil de flujo derivado de la interpretación de los registros de producción, PLT, (con cuestionable estimación del daño). En ambos casos, el valor de la permeabilidad puede resultar en una errónea caracterización del yacimiento.

Existe un nuevo método llamado “Well Testing by Production Logging” (WTPL), el cual no requiere del cierre de la producción con el fin de obtener la permeabilidad de la formación y el daño. Este método impone variaciones periódicas cortas de flujo que se traducen en variaciones cíclicas de presión. La respuesta del yacimiento se analiza utilizando una herramienta PLT en el fondo del pozo. La relación de amplitud y el tiempo de respuesta de la presión debido a la velocidad de flujo se pueden analizar para determinar propiedades de la formación. Se desarrolló un dispositivo capaz de generar diferentes gastos en el fondo de pozo, estos gastos generan oscilaciones periódicas de la presión. Esta herramienta se puede combinar con las herramientas de registros de producción estándar y configurar para pozos de producción e inyección así como para gastos bajos y altos.

4.2.2 Antecedentes

Las pruebas armónicas de pozos fueron estudiadas por primera vez por Kuo a principios de los años 70's¹³. Mostró que cuando un pozo está produciendo mediante un patrón de frecuencia sinusoidal, la variación de presión resultante es también sinusoidal con la misma frecuencia después de que el período transitorio inicial ha desaparecido.

¹³ Kuo, C.H.: “Determination of Reservoir Properties from Sinusoidal and Multirate Flow Tests in One or More Wells”, *SPE*, 1972.

También estableció que los ciclos de presión resultantes se retrasan respecto a la velocidad de flujo en gran parte por el modelo de flujo del yacimiento, la transmisibilidad del yacimiento y el factor de daño de la formación. La relación de amplitud y el retardo de los ciclos de presión con respecto al gasto, "A" y "φ" respectivamente (véase la Fig. 4.14), están relacionados con la permeabilidad y el daño de la formación por las siguientes ecuaciones en unidades SI:

$$A = \left| \frac{\Delta P}{\Delta q} \right| \quad (4.1)$$

$$kh = \frac{\mu}{8A|\sin \varphi|} \quad (4.2)$$

$$s = -\frac{\pi}{4 \tan \varphi} + \frac{1}{2} \ln \omega_D - 0.116 \quad (4.3)$$

donde:

A= Relación de amplitudes de onda

ΔP = Amplitud de la onda generada por la presión

Δq = Amplitud de la onda generada por gasto

k = Permeabilidad del yacimiento [md]

h = Espesor del yacimiento [pie]

φ = Retardo de los ciclos de presión con respecto a los ciclos del gasto [radianes]

ω_D = Frecuencia [adimensional]

s = Factor de daño

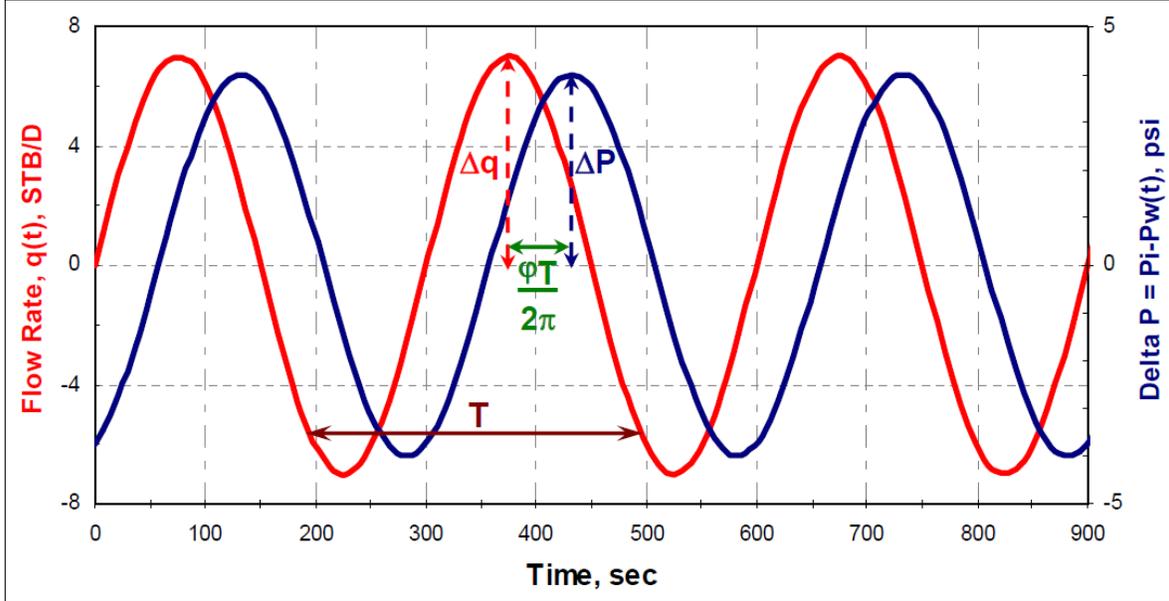


Fig. 4.14 Respuesta cíclica de la presión y el gasto

Otra contribución importante en las pruebas armónicas de pozos es el trabajo de Hollaender¹⁴ que demostró lo siguiente:

1. La relación de la derivada de la amplitud con respecto al logaritmo del período muestra las mismas características que un gráfico de la derivada de la presión convencional. Como se muestra en la **Fig. 4.15** para un pozo vertical en un yacimiento homogéneo, las curvas presentan el mismo comportamiento con tres regiones distintas. (1) almacenamiento del pozo, (2) una pendiente negativa debido al daño positivo en los primeros tiempos, y (3) una estabilización correspondiente al régimen de flujo radial.
2. Para realizar las pruebas armónicas de pozo no es necesario detener la producción.
3. La curva sinusoidal se puede descomponer en una suma de funciones sinusoidales.

¹⁴ Hollaender, F., Hammond, "Harmonic Testing for Continuous Well and Reservoir Monitoring", SPE 77692. Texas Octubre de2002

Sin embargo, Hollaender señala que, para el mismo radio de investigación, realizar las pruebas armónicas requiere de mayor tiempo que las pruebas convencionales. Llegó a la conclusión de que, desde un punto de vista práctico las pruebas armónicas no son útiles para fines de caracterización de yacimientos. Se sugirió que podría ser muy adecuado para identificar las propiedades cercanas al pozo (es decir, la permeabilidad y el daño).

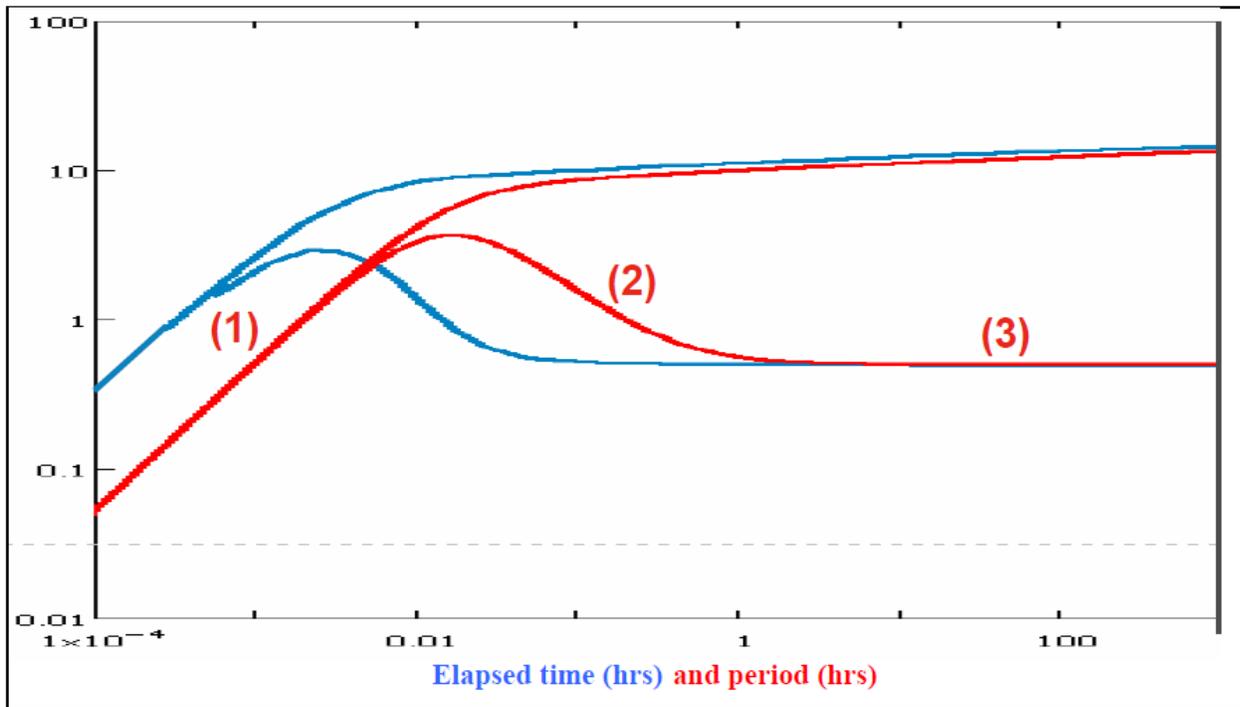


Fig. 4.15 Comparación del comportamiento de la derivada de la presión y la derivada de la relación de amplitud con respecto al tiempo

4.2.3 Justificación

El método WTPL se basa en una combinación de pruebas armónicas de pozo y registros de producción. Este método puede ser diseñado en base a los datos obtenidos de una prueba inicial de pozo o del rango de valores de las propiedades de los fluidos del yacimiento. La permeabilidad y el daño pueden ser estimados a partir de la ecuación propuesta por Kuo. Otra ventaja de la aplicación de este método es que las herramientas combinadas se pueden utilizar para obtener la permeabilidad y el daño de cada estrato en yacimientos con múltiples intervalos productores.

Se recomienda de tres a cuatro ciclos de prueba por estrato, con el fin de mantener duraciones de prueba razonables. La **Fig. 4.16** proporciona un gráfico del radio de investigación para diferentes valores de permeabilidad contra el tiempo, para una formación con una porosidad de 0.2, viscosidad del fluido de 1 [cp] y una compresibilidad total de 10^{-5} [psi⁻¹]. El método WTPL es útil para medir la permeabilidad de la formación con un radio de investigación que va desde unos pocos metros hasta varios cientos de metros. Además, la duración de la prueba para una formación de baja permeabilidad debe ser más larga que para una formación de permeabilidad alta, para proporcionar un radio de investigación adecuado.

Se observa en la **Fig. 4.16** que el método WTPL no es del todo confiable en yacimientos con valores de permeabilidad por debajo de 10 md ya que requieren períodos de prueba más altos para lograr obtener el radio total de investigación del yacimiento.

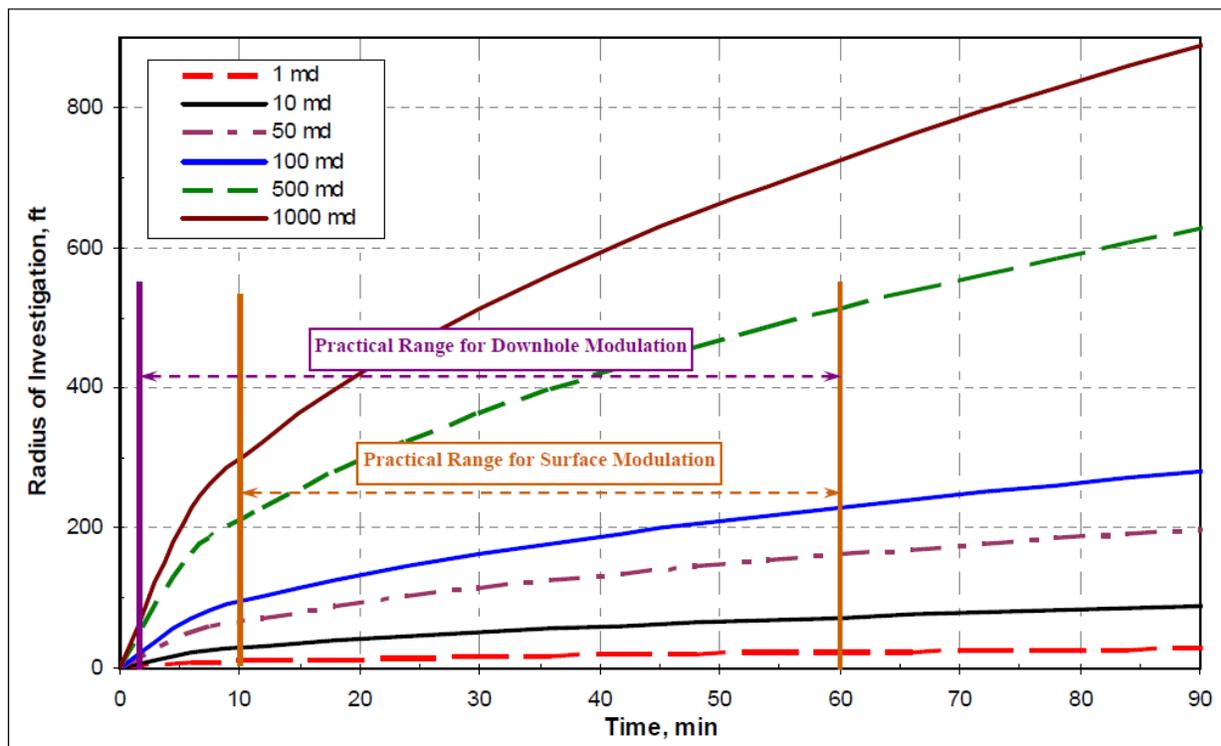


Fig. 4.16 Radio de investigación para diferentes valores de permeabilidad

4.2.4 Descripción de la herramienta

Es una herramienta capaz de crear patrones de flujo cíclicos con el objetivo de alterar la presión y general ciclos de presión similares. Esta herramienta se puede configurar para operar en pozos productores o inyectores, para diferentes diámetros de tubería y para gastos bajos y altos. El dispositivo de modulación de flujo fue diseñado para funcionar junto con una herramienta de registros de producción estándar.

La sarta de herramientas se puede ajustar a diferentes profundidades en un pozo, para realizar la prueba en diferentes estrados sin la necesidad de utilizar cualquier tipo de empacador. Existen varias ventajas para modular el flujo en el fondo del pozo en lugar de modularlo en superficie. La principal ventaja es que todo el proceso es controlado y sincronizado en conjunto. Por otra parte es más fácil añadir componentes a una sarta de herramientas PLT que modificar el equipo de superficie para modular el flujo. Finalmente, los períodos cortos se obtienen con la modulación de flujo en el fondo de pozo, estos periodos nos ayudan a determinar la permeabilidad y el daño en la región cercana al pozo. En la **Fig. 4.17**, se muestra la configuración típica de la sarta. Esta configuración tiene los componentes estándar como el localizador, centralizadores, gradiomanómetro, medidor de flujo tipo empacador, termómetro, caliper, el registro de rayos gamma entre otros. Los componentes resaltados con amarillo son los componentes específicos para este nuevo dispositivo de modulación de flujo.

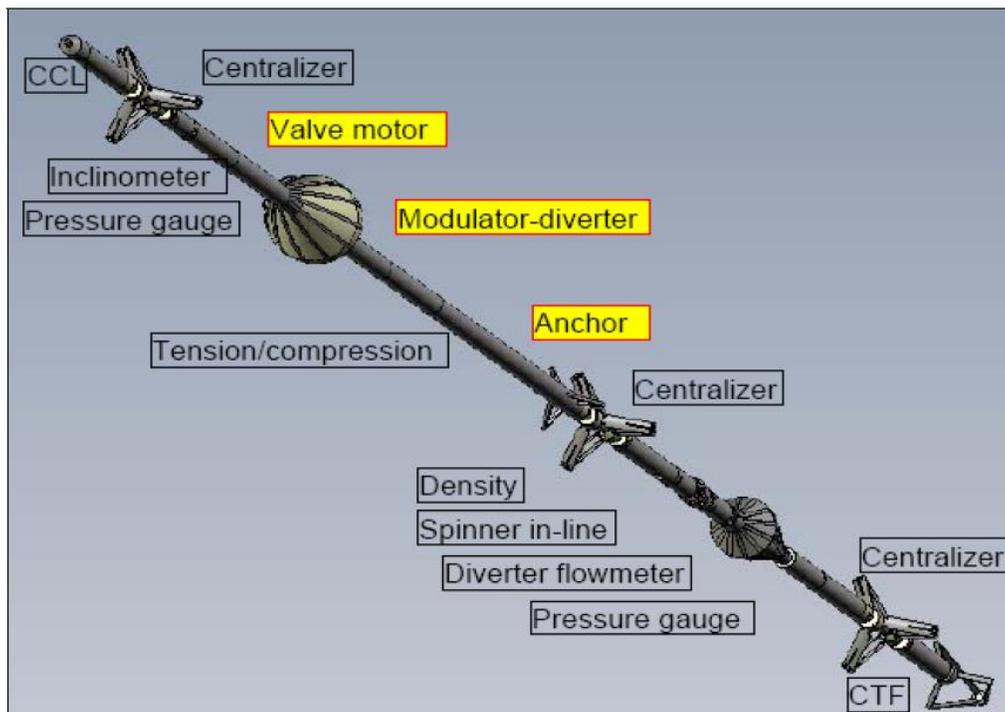


Fig. 4.17 Configuración de la herramienta para el método WTPL

La herramienta impide el flujo mediante un mecanismo que es activado en superficie. El grado de la obstrucción puede ser modulada para generar una diferencia de presión a través de la herramienta. Se crean ciclos de presión que se repiten hasta el final de la prueba, el período y la amplitud se determinan por los parámetros introducidos en el software de control en la superficie.

Para que la herramienta funcione correctamente se necesita un solo dispositivo de presión, sin embargo la herramienta consta de dos medidores de presión los cuales se usan para controlar y tener un mejor registro de la presión, estos dos medidores permiten corregir una mala lectura de la herramienta cuando un dispositivo deja de funcionar. El desviador y el modulador de flujo están diseñados para soportar un diferencial de presión de más de 5 [psi]. Se utiliza un sistema de anclaje para mantener la posición de la herramienta en el pozo. Para pozos inyectores, se utiliza un ancla invertida además de la de anclaje estándar. Las especificaciones de la herramienta de modulación de flujo de fondo de pozo se proporcionan en la **Tabla. 5**.

PARAMETROS	VALORES	UNIDADES
Díámetro externo (OD)	1 11/16	Pulgadas
Máxima presión	15000	Psi
Máxima temperatura	350	°F
Diferencial de presión ΔP	5	Psi
Gasto	50 – 1500	m ³ /D
Gasto	300 – 9000	B/D
Índice de Productividad	0.4 – 40	B/D/psi

Tabla. 5 Especificaciones de la herramienta utilizada para el método WTPL

4.2.5 Proceso de aplicación

Durante una prueba cíclica, la presión y el gasto están oscilando de acuerdo con la frecuencia de modulación del motor. Sus valores también están influenciados por el índice de producción o inyección del yacimiento. Para realizar el procesamiento de datos el primer paso es extraer los valores de las modulaciones periódicas del gasto y de la presión con el fin de eliminar cualquier componente constante o variable que haya afectado la medición.

Posteriormente se elimina el efecto del ruido de fondo, extrayendo la frecuencia exacta de la modulación. Para esta extracción, se forma una señal de referencia desde el motor que impulsa el modulador y se aplica por separado al gasto y a los datos de presión para encontrar la amplitud y el cambio de fase con respecto a la señal de referencia. Cabe mencionar que es importante obtener datos suficientes para que la señal del gasto se pueda corregir debido a la influencia del ruido. La exactitud se puede lograr mediante el uso de un molinete de alta precisión, comparando los valores tanto del filtrado como del registro de producción convencional.

Normalmente, el efecto del ruido que afecta los datos de presión es lo suficientemente grande, por lo que cualquier error en la medición puede ser identificado y corregido sin ningún problema.

Los problemas que pudiera causar el ruido del molinete, son corregidos mediante un software especializado, que es posible adaptar a las diferentes características tanto de yacimiento como del pozo. El software también proporciona el período de prueba mínima para obtener el radio de investigación correcto. Gracias a que el método WTPL tiene la capacidad de adquirir los datos en tiempo real, permite ajustar los periodos de modulación y el número de ciclos inmediatamente después de haber registrado los datos. El software está orientado para operar en formaciones de estratos múltiples. Se selecciona el periodo de ciclo que proporciona los mejores resultados para el estrato menos productivo y se aplica para los demás estratos. Esta selección implica un periodo de prueba más largo. Como se mencionó anteriormente el ciclo total será la suma de los ciclos de los estratos, por tanto podemos calcular la diferencia de respuesta entre cada nivel

El siguiente paso es convertir los resultados obtenidos de RPM y PSI tanto del molinete como del registro de presión, en valores de índice de productividad armónica. Los parámetros del yacimiento son evaluados mediante el método de Kuo con un modelo de procesamiento rápido. La **Fig. 4.18**, muestra el resultado de una simulación del método WTPL.

Level	Interval	Quicklook	Summary	/field/well/run1/11900	/field/well/run1/11850		
Depth Interval	HPII Harmonic productivity index for interval (rps/psi)	THI Phase angle for interval (degrees)	HPIR Harmonic productivity index for reservoir (bbl/day/psi)	THR Phase angle for reservoir (degrees)	k Permeability for reservoir (mD)	S Skin factor for reservoir	HPIS Surface harmonic productivity index for reservoir (bbl/day/psi)
11900ft to 11850ft	0.287	6.97	21.6	6.87	500.5	2.01	25.9
12000ft to 11900ft	0.0225	7.76	1.68	5.36	50.	5.01	2.02

Fig. 4.18 Resultados de una simulación del método WTPL con ayuda de un software especializado

4.2.6 Ejemplo de aplicación

Para este caso, se realizó una prueba WTPL en un pozo terrestre en Venezuela en julio de 2004. Este pozo tiene una desviación de 20° y produce aceite volátil de tres capas diferentes A, B y C como se muestra en la **Fig. 4.19**. Desde superficie se realizaron variaciones periódicas del gasto mediante un estrangulador computarizado. Se utilizó una herramienta de registros de producción para determinar la presión, la densidad y la velocidad del flujo durante esta prueba.

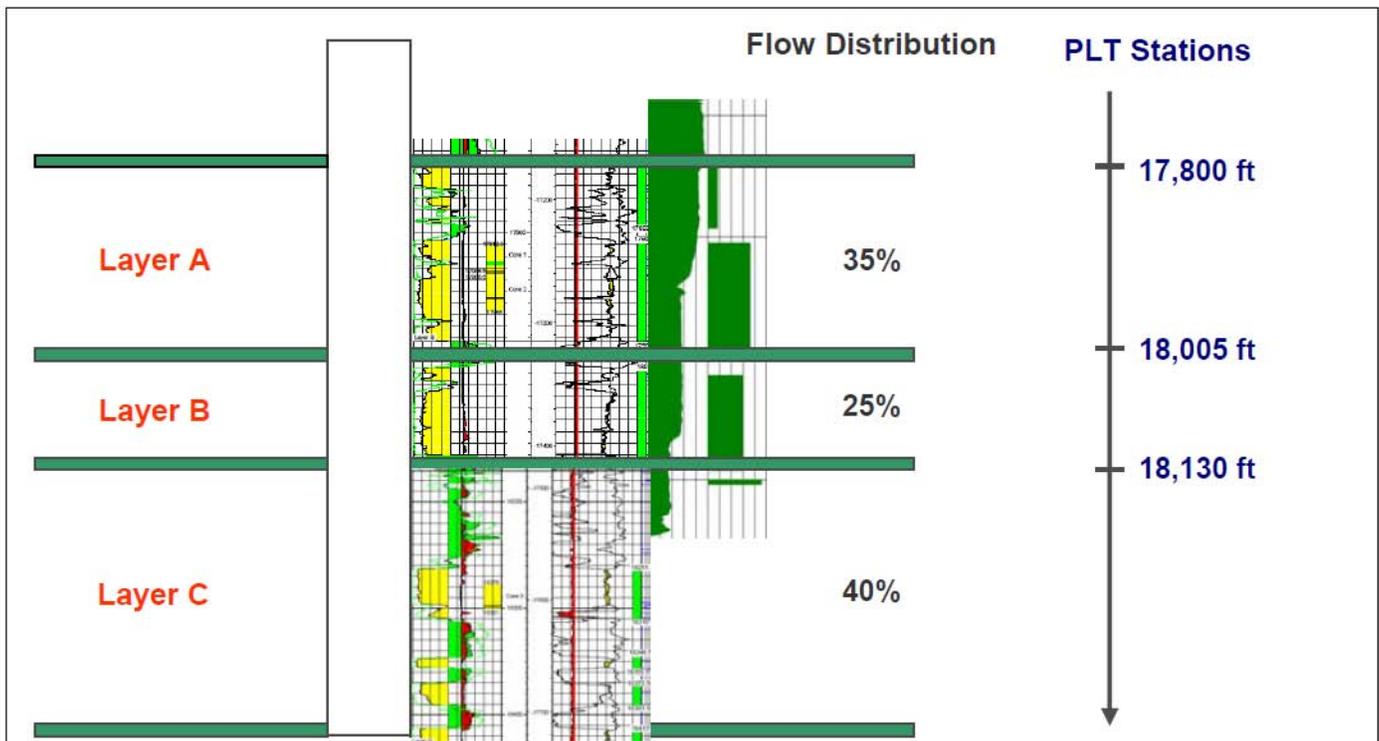


Fig. 4.19 Contribución de los diferentes intervalos determinados por la herramienta de registros de producción

Primero se realizaron diferentes corridas de la herramienta para calibrar el molinete. Una vez calibrado el molinete se realizaron corridas en las tres capas. El flujo fue modulado desde la superficie cambiando el tamaño del estrangulador de 28/64 pulgadas a 24/64 pulgadas y de vuelta a 28/64 pulgadas durante los ciclos. Se utilizaron periodos de tiempo de 10 min por ciclo con un mínimo de cinco ciclos por prueba. La **Fig. 4.20** muestra el comportamiento del gasto, la presión, la relación gas aceite (GOR) y la modulación de flujo.

Se midieron los ciclos de la presión y el gasto así como la relación de amplitud y el retardo de fase para cada capa. Se estimó la permeabilidad y el daño para cada capa a partir del método de Kuo.

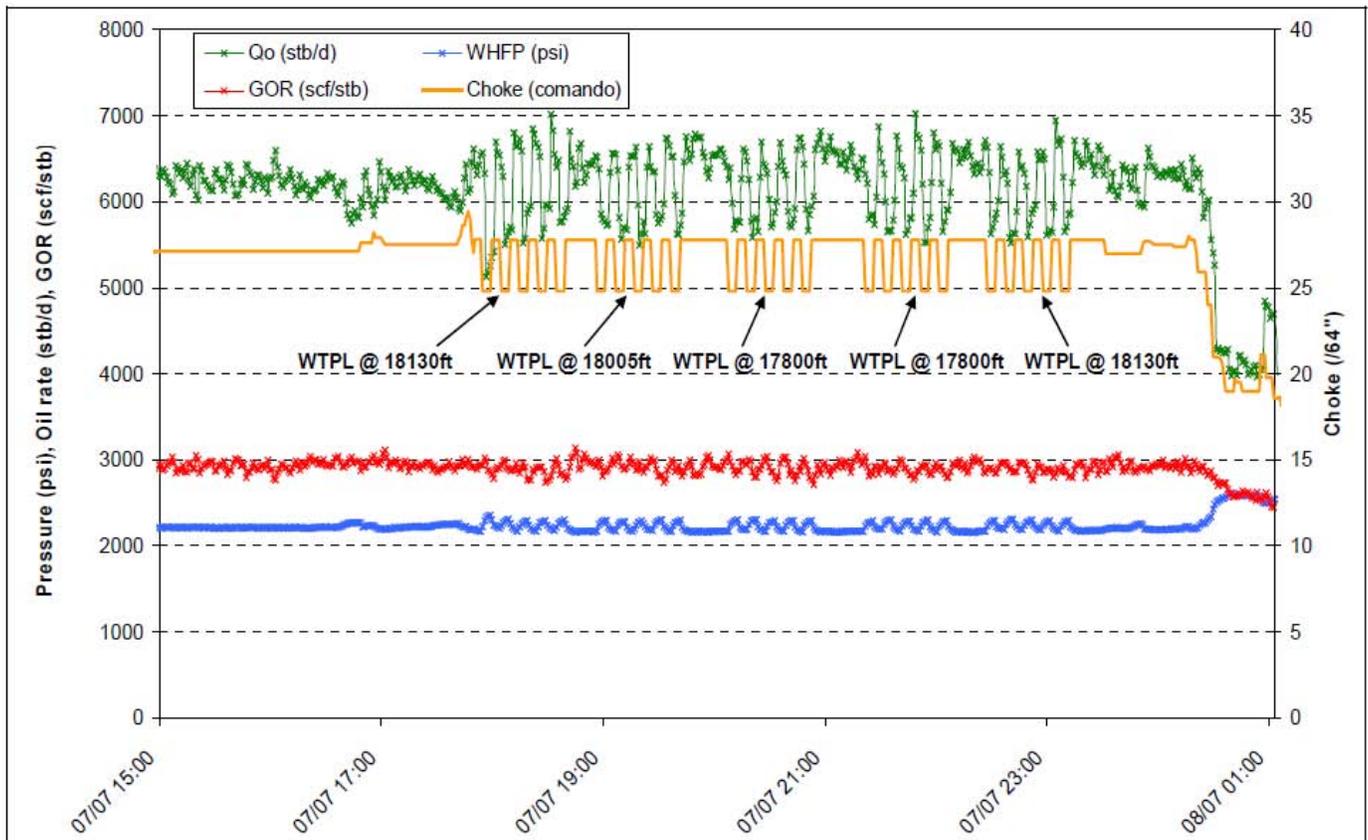


Fig. 4.20 Secuencia de eventos para la prueba WTPL

Los resultados obtenidos del método WTPL (Ver **Tabla 6.**), en los tres estrados indicaron daño con valor negativo y una capacidad de flujo total de 2319 md-pie. Estos resultados difieren a los obtenidos a partir de la interpretación de una prueba de incremento de presión realizada en mayo de 2002, la cual indica una capacidad de flujo total de 3020 md-pie y un daño de -0.3. La gráfica de la derivada de la presión se observa en la **Fig. 4.21.**

Intervalo	Capacidad de flujo kh (md-ft)	Permeabilidad (md)	Daño	Radio de investigación (ft)
A	792	5.7	-1	33
B	910	12.4	-1	41
C	616	6.4	-1	31
TOTAL	2319			

Tabla. 6 Resultados obtenidos para cada intervalo

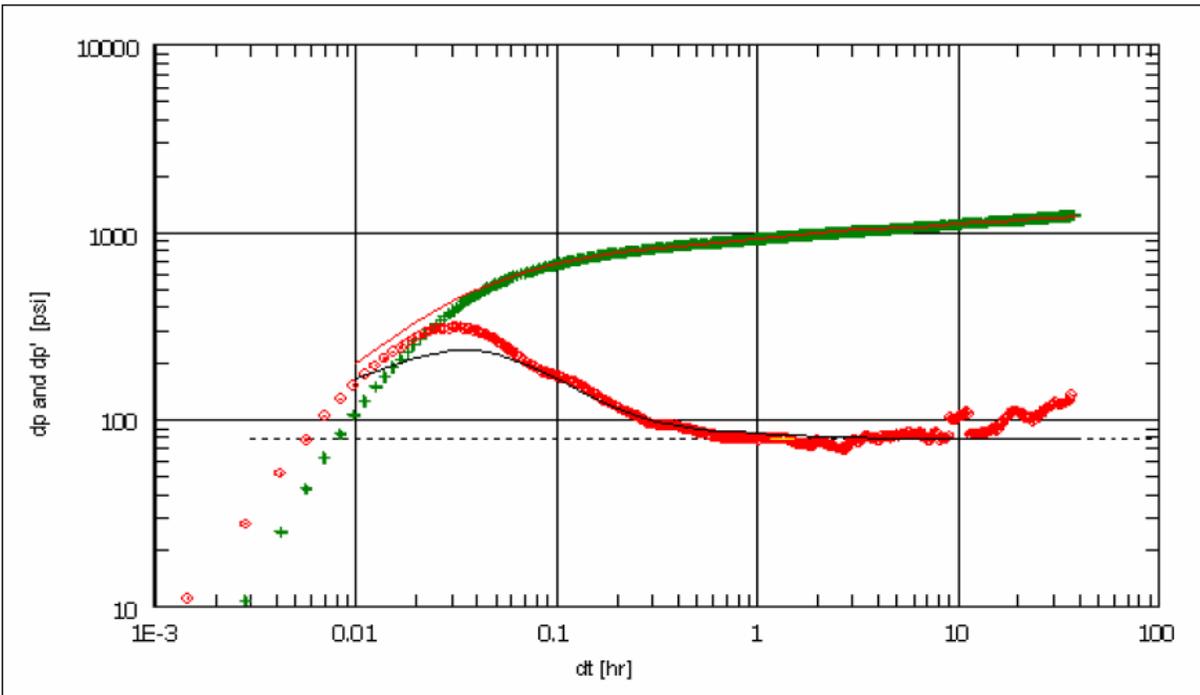


Fig. 4.21 Grafica Log-Log de la deriva de la presión contra el tiempo

A continuación se presenta el procedimiento realizado para el cálculo de la permeabilidad y la capacidad de flujo para el intervalo A. Para poder realizar dichos cálculos se utilizó el método de Kuo y las propiedades tanto del yacimiento como del pozo. Estas propiedades se muestran en la **Tabla 7**.

Como primer paso se requiere calcular la relación de amplitud de la onda generada por el cambio de presión y la onda generada por el cambio de gasto. Resulta complicado visualizar dichos valores de la **Fig. 4.20**, por tanto se muestran los valores corregidos por efectos de ruido y la comparación con una simulación realizada por un software especializado. Dichos comportamientos se muestran en la **Fig. 4.22**.

$$A = \left| \frac{\Delta P}{\Delta q} \right|$$

$$A = \left| \frac{5.2}{1.6} \right|$$

$$A = 3.25$$

Una vez calculada la relación de amplitud de onda, determinamos el retardo de respuesta de la presión con respecto al cambio de gasto en radianes.

$$\varphi = 1.62 \text{ min}$$

Sabemos que:

$$2\pi(\text{rad}) = 21600 \text{ min}$$

Realizando el cambio de unidades obtenemos lo siguiente:

$$\varphi = 1.62 \text{ min} \left[\frac{2\pi \text{ rad}}{21600 \text{ min}} \right]$$

$$\varphi = 4.73012 \times 10^{-4} \text{ radianes}$$

Sustituyendo los valores en la ecuación de Kuo obtenemos:

$$kh = \frac{\mu}{8 * A * |\sin \varphi|}$$

$$kh = \frac{0.17}{8 * 3.25 * |\sin 4.73012 \times 10^{-4}|}$$

$$kh = 792 \text{ [md - ft]}$$

$$k = \frac{792 \text{ [md - ft]}}{139 \text{ ft}}$$

$$k = 5.7 \text{ [md]}$$

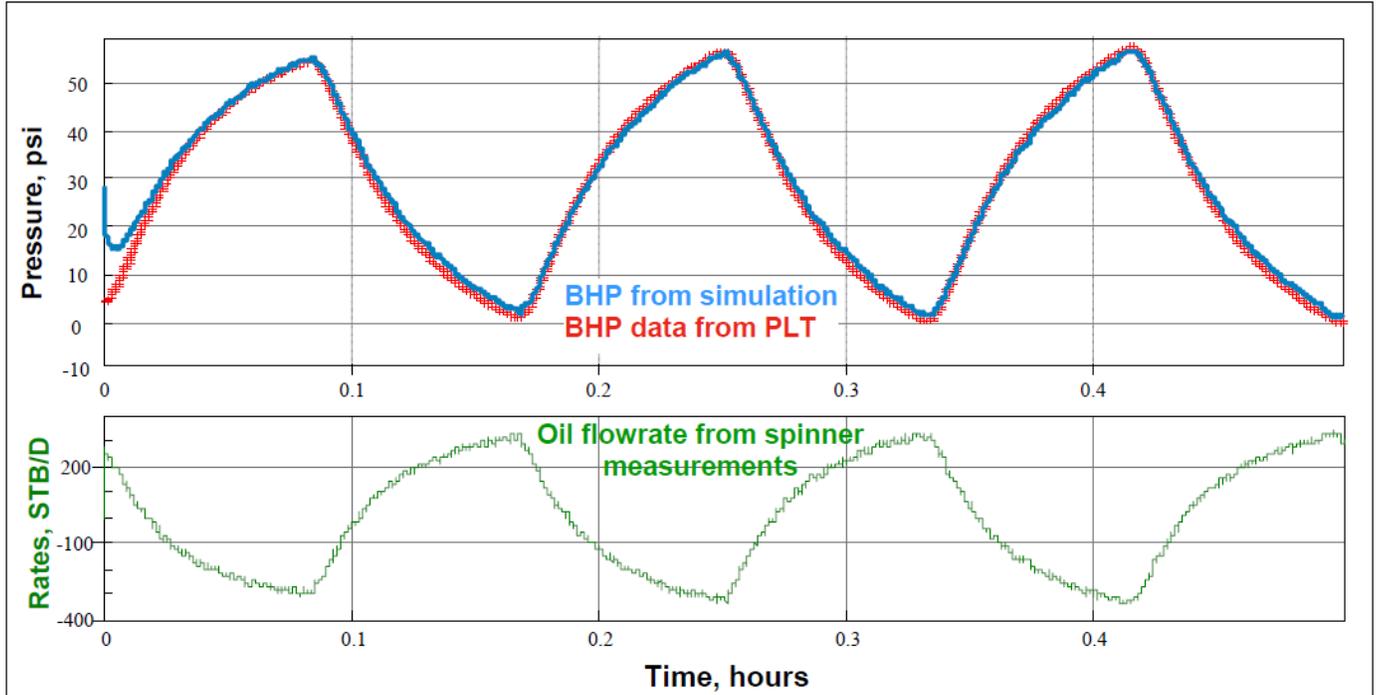


Fig. 4.22 Comparación de las mediciones de la presión y los valores obtenidos de la simulación.

PROPIEDADES	VALORES
Factor de volumen del aceite (B_o)	2.409
Viscosidad (μ_o)	0.17 cp
Compresibilidad total (C_T)	$0.1368 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
Gasto (q)	30.1 STB/D
Espesor total (h)	309.3 ft
Espesor del intervalo A (h_A)	139 ft
Espesor del intervalo B (h_B)	74 ft
Espesor del intervalo C (h_C)	96.3 ft

Tabla. 7 Propiedades y características del yacimiento

4.2.7 Conclusiones

El caso anterior nos ayuda a concluir que:

El método WTPL proporciona la permeabilidad y el daño para cada capa en yacimientos con múltiples intervalos, lo que una prueba de incremento convencional no puede hacer. Como pudimos observar, el valor del daño determinado mediante pruebas de presión difiere al calculado mediante el método WTPL, esto se debe a que se sobreestima la permeabilidad total del yacimiento.

Este método podría ser utilizado como un indicador de la productividad, reduciendo el uso de pruebas de presión lo que genera mayor inversión, puesto que no requiere de un cierre parcial de la producción. Cuando una prueba WTPL indica productividad anormal, será necesaria la aplicación de una prueba de presión para poder estudiar el comportamiento del yacimiento.

Como pudimos observar la combinación de una prueba cíclica de pozo con los registros de producción, resulta una herramienta eficaz, capaz de ayudar a determinar los diferentes parámetros del yacimiento contribuyendo a la caracterización dinámica del mismo.

4.3 NUEVA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL USO DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN, MODIFICADA DE MOUSTAFA E, SAMEER J. (2010).

4.3.1 Introducción

Uno de los principales usos de los registros de producción reside en su capacidad para proporcionar patrones de flujo dinámicos del fluido dentro del pozo. Por algunas razones, los datos de producción pueden ser engañosos. Algunas de estas razones son:

1. Las mediciones superficiales de presiones, temperaturas y gastos son sobreestimadas.
2. El fluido fluye fuera del pozo, a través de canales de cemento en el espacio anular, lo cual sólo puede ser detectado mediante los registros de producción.
3. Las mediciones que se realizan zona por zona de la presión y el gasto se pueden utilizar para determinar la presión media y el índice de productividad de cada intervalo, esto se logra mediante el uso de los registros de producción.

El uso convencional de los registros de producción limita esta herramienta, desaprovechando la información adquirida mediante la combinación de otras herramientas y técnicas con los registros de producción. La importancia de la interpretación de otros sensores, como los sensores de rayos gamma, de presión y temperatura, además de ampliar la interpretación del molinete así como incluir datos adquiridos mediante pruebas de presión, nos ayudan a obtener una buena caracterización del yacimiento.

4.3.2 Flujo de trabajo convencional para el uso de los registros de producción

Generalmente la aplicación de los registros de producción se limita a la interpretación de sensores convencionales que ayudan a determinar problemas precisos en los pozos. A continuación se muestran los pasos que se siguen en la aplicación de los registros de producción.

-
-
- **Paso # 1 (Objetivos):** Tradicionalmente el objetivo de los registros de producción es determinar el perfil de flujo dentro del pozo.

 - **Paso # 2 (Diseño):** El objetivo principal del diseño del trabajo es confirmar que las herramientas son compatibles con las características del pozo y el yacimiento (principalmente el molinete). Un enfoque secundario es determinar el número de corridas necesarias durante la operación.

 - **Paso # 3 (Ajustar la profundidad):** El primer paso después de adquirir los datos es hacer un ajuste de la profundidad utilizando el registro de rayos gamma.

 - **Paso # 4 (Control de calidad):** Se realiza un control de calidad de los datos adquiridos mediante el molinete, el sensor de temperatura, de presión y el gradionómetro, para asegurarse de que los datos son coherentes entre las diferentes corridas.

 - **Paso # 5 (Estimación aparente de la velocidad del fluido):** Llevar a cabo la calibración del molinete, posteriormente obtener las velocidades del fluido en el pozo.

 - **Paso # 6 (Interpretación del gasto):** Se integran los datos de la velocidad del fluido, el molinete y las características del pozo para obtener los diferentes gastos a condiciones de fondo. Posteriormente se utilizan los datos PVT para obtener los resultados de interpretación a condiciones de superficie.

La limitación de la interpretación de este procedimiento reduce el valor de los datos obtenidos de los registros de producción. Por lo tanto, se sugiere el siguiente flujo de trabajo integral, el cual fue utilizado para interpretar con éxito diferentes registros de producción e inferir información valiosa para la caracterización dinámica de yacimientos.

4.3.3 Nuevo flujo de trabajo integral para el uso de los registros de producción

Este flujo de trabajo proporciona el mismo nivel de atención en todos los aspectos, con la diferencia de que los resultados son más confiables puesto que involucra diferentes herramientas que en conjunto con los registros de producción nos ayudan a comprender el comportamiento del pozo/yacimiento.

- **Paso # 1 (Objetivos):** Los objetivos de los registros de producción deben ser claros, basados en la relación que existe entre el yacimiento y el pozo. Es importante establecer objetivos secundarios a fin de lograr una mejor comprensión del comportamiento del yacimiento y el flujo de fluido dentro del mismo. A continuación se mencionan objetivos secundarios importantes:
 1. Confirmación de la existencia de conificación tanto de gas como de agua.
 2. Determinar el índice de productividad, así como la presión para cada intervalo productor. Las pruebas de presión convencionales nos ayudan a determinar dichos parámetros.
 3. Confirmar la presión de saturación. Se requiere medir la cantidad de gas que fluye en el pozo y el promedio de la presión para cada intervalo.

- **Paso # 2 (Diseño):** Dos tareas principales son necesarias para este paso:
 1. Seleccionar los sensores adecuados, así como conocer las características del yacimiento y limitaciones del pozo.
 2. Diseño de una secuencia adecuada.

- **Paso # 3 (Ajustar la profundidad):** El primer paso después de adquirir los datos es hacer un ajuste de la profundidad utilizando el registro de rayos gamma.

- **Paso # 4 (Realizar el Control de Calidad):** Después de adquirir los datos, el control de calidad se realizará de la siguiente manera:

-
-
1. Confirmar que las diferentes lecturas del molinete sean coherentes entre las diferentes corridas.
 2. Confirmar que los valores del caliper coincidan con los diámetros internos de las tuberías o bien con el diámetro del agujero según sea la terminación del pozo.
 3. El control de calidad para los valores del gradiomanómetro se realiza mediante la comparación de los valores adquiridos del sensor de presión.

- **Paso # 5 (Realizar la interpretación intermedia):** Este paso no se suele incluir en los flujos de trabajo convencionales. Incluye Interpretación cualitativa integrada de todos los sensores. Esta interpretación proporciona información importante:

- a) Presencia de flujo cruzado
- b) Índice de productividad para cada intervalo
- c) Contacto de los fluidos

- **Paso # 6 (Estimación aparente de la velocidad del fluido):** Llevar a cabo la calibración del molinete basándonos en las características del fluido. Una vez hecha la calibración podemos obtener las velocidades del fluido en el pozo.

- **Paso # 7 (Interpretación del gasto):** Se integran los datos de la velocidad del fluido, el molinete y las características del pozo para obtener los diferentes gastos a condiciones de fondo. Posteriormente se utilizan los datos PVT para obtener los resultados de interpretación a condiciones de superficie.

- **Paso # 8 (Validar los resultados):** Después de hacer la interpretación es importante validar los resultados con otras fuentes de información relacionadas con el pozo y el yacimiento. A continuación se presenta una lista de los posibles pasos de validación:

1. Comparar los gastos obtenidos a partir de los registros de producción y los gastos medidos en superficie. Debe de existir una diferencia no mayor al 10%.
2. Ajustar los datos obtenidos del registro de producción con los datos históricos de producción del pozo.

-
-
3. Correlacionar los datos petrofísicos del yacimiento. Es importante tener datos reales del yacimiento para poder incluirlos en el modelo estático del yacimiento. Este modelo es la base para generar el modelo dinámico.
 4. Ajustar los datos con toda la información disponible con el fin de obtener los mejores resultados. Esta información incluye los registros geofísicos, núcleos, pruebas de presión etc.

CONCLUSIONES

El objetivo de este trabajo se cumplió satisfactoriamente. Los ejemplos de los casos de éxito mostraron la importancia que tienen los registros de producción en la caracterización dinámica, la información que proporcionan estas herramientas no solamente ayudan a detectar problemas en los pozos sino también, a determinar diferentes características del yacimiento que ayudan a generar el modelo dinámico.

Los registros de producción son una herramienta muy útil para determinar los diferentes problemas durante la producción, así como monitorear el yacimiento durante toda su vida productiva. La información que proporciona los registros de producción es de suma importancia, pero la clave está en la interpretación del ingeniero, esta interpretación debe ser tanto cualitativa como cuantitativa, integrando los datos de los diferentes sensores que nos lleven a resultados positivos.

La caracterización dinámica identifica y evalúa los elementos que afectan la explotación de un yacimiento a través de diferentes variables que indican el comportamiento del sistema, basándose en diferentes herramientas como son los registros de producción. Si se integra toda la información de las diferentes herramientas que ayudan a la caracterización dinámica se pueden obtener muy buenos resultados que favorezcan al modelo de simulación del yacimiento.

RECOMENDACIONES

Los registros de producción son utilizados comúnmente en pozos petroleros y geotérmicos. Sin embargo, su aplicación podría ampliarse a la parte hidrológica. Esta herramienta podría ser de gran ayuda para poder comprender de mejor manera el comportamiento de los acuíferos y explotarlos de manera óptima para obtener el mayor beneficio.

La aplicación de los registros de producción debe ser de manera integral. Se recomienda que el análisis de los datos adquiridos se realice en conjunto con toda la información disponible (registros geofísicos, pruebas de presión, históricos de producción, sísmica, análisis de núcleos, por mencionar algunos) para obtener un resultado positivo y generar un modelo de yacimiento completo y confiable.

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1 Instalación del equipo de registros de producción.....	7
Fig. 1.2 Diagrama de la herramienta de los registros de producción.....	8
Fig. 1.3 Esquema de la herramienta de temperatura.	12
Fig. 1.4 Comportamiento del registro para la localización de fracturas	14
Fig. 1.5 Comportamiento de un registro de temperatura por estaciones	15
Fig. 1.6 Tipos de medidores de flujo.	16
Fig. 1.7 Molinete de flujo continuo.....	17
Fig. 1.8 Desviador inflable.....	18
Fig. 1.9 Herramienta utilizada para medir el flujo en pozos horizontales y desviados....	19
Fig. 1.10 Comportamiento del fluido dentro de la tubería.....	21
Fig. 1.11 Respuesta teórica del molinete en flujo monofásico.....	23
Fig. 1.12 Conjunto de corridas de registros de flujo en pozo de inyección.	24
Fig. 1.13 Perfil de flujo acumulado.....	25
Fig. 1.14 Técnica de dos corridas.	26
Fig. 1.15 Determinación de gastos por intervalo.	27
Fig. 1.16 Amplitud generada por el flujo y las caídas de presión.....	29
Fig. 1.17 Combinación de registro de ruido con el registro de temperatura para la determinación de fugas y canalizaciones.....	30
Fig. 1.18 Gradiomanómetro... ..	31
Fig. 1.19 Registros de densidad y de temperatura para evaluar la producción excesiva de gas.....	33
Fig. 2.1 Problemas comunes en los pozos.....	34
Fig.2.2 Mecanismos de flujo cruzado.....	35
Fig. 2.3 Determinación de fracturas mediante el registro de imagen y el registro de producción.....	39
Fig. 3.1 Perfil de temperatura y presión de formación de un pozo en el campo Cerro Prieto.....	45

Fig. 3.2 Registros de presión y temperatura en agujero descubierto, previo a la corrida de la TR, incluyendo los perfiles de presión y temperatura estimados de la formación en el campo Cerro Prieto.....	48
Fig. 3.3 Registros de presión y temperatura antes y después de colocar tapón de cemento y reconocer el agujero de 12¼”.....	49
Fig. 3.4 Caso de flujo cruzado presentado durante la reparación de un pozo, al abrir ventana y perforar.....	50
Fig. 3.5 Registros de temperatura del pozo 234D.....	51
Fig. 3.6 Registros de temperatura de los pozos 431D (izquierda) y 446D (derecha) mostrando los registros indicativos de flujo cruzado (T-A) y los de la temperatura de formación (T-f).....	52
Fig. 3.7 Grafico de calibración del molinete en el pozo Agua Fría 811.....	55
Fig. 3.8 Curvas del comportamiento del molinete en el pozo Agua Fría 811.....	57
Fig. 3.9 Curvas del comportamiento inicial de la presión en el pozo Agua Fría 811.....	58
Fig. 3.10 Curvas del comportamiento total de la presión en el pozo Agua Fría 811.....	58
Fig. 3.11 Curvas del comportamiento de la temperatura en el pozo Agua Fría 811.....	59
Fig. 3.12 Curvas del comportamiento de la densidad en el pozo Agua Fría 811.....	60
Fig. 3.13 Fig. 3.13 Porcentaje de aceite y gas para cada intervalo.....	65
Fig. 4.1 Comportamiento de la presión en los yacimientos Hanifa y Arab-D.....	68
Fig. 4.2 Núcleo con fracturas tipo “Estilolitas”.....	69
Fig. 4.3 Fallas y fracturas en el yacimiento Hanifa.....	69
Fig. 4.4 Comportamiento de la presión para el caso A-1.....	70
Fig. 4.5 Registro de producción para el caso A-1.....	71
Fig. 4.6 Ajuste de los datos de la prueba de presión para el caso A-1.....	71
Fig. 4.7 Interpretación de datos sísmicos para el caso A-2.....	72
Fig. 4.8 Comportamiento de la presión para el caso A-2.....	73
Fig. 4.9 Ajuste de los datos de la prueba de presión para el caso A-2.....	73
Fig. 4.10 Dirección del pozo utilizado para el caso B-1.....	74
Fig. 4.11 Comportamiento de la presión para el caso B-1.....	75
Fig. 4.12 Ajuste de los datos de la prueba de presión para el caso B-1.....	76

Fig. 4.13 Comportamiento de la presión para el caso B-2.....	77
Fig. 4.14 Respuesta cíclica de la presión y el gasto.....	80
Fig. 4.15 Comparación del comportamiento de la derivada de la presión y la derivada de la relación de amplitud con respecto al tiempo	81
Fig. 4.16 Radio de investigación para diferentes valores de permeabilidad	82
Fig. 4.17 Configuración de la herramienta para el método WTPL	83
Fig. 4.18 Resultados de una simulación del método WTPL con ayuda de un software especializado	85
Fig. 4.19 Contribución de los diferentes intervalos determinados por la herramienta de registros de producción.....	86
Fig. 4.20 Secuencia de eventos para la prueba WTPL	87
Fig. 4.21 Grafica Log-Log de la deriva de la presión contra el tiempo.....	88
Fig. 4.22 Comparación de las mediciones de la presión y los valores obtenidos de la simulación.....	90

BIBLIOGRAFÍA

1. Solórzano Contreras, J. (2010). *Guía práctica para la interpretación de registros de producción*. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F.
2. Stevens, L. (2000). "Pressure, temperature and flow logging in geothermal wells" Century Drilling & Energy Services.
3. Rodríguez Rodríguez, M. *Revista Mexicana de Geoenergía*, Vol.24, No.1. Junio de 2011, p. 2-14.
4. Pérez García, T. (2008). *Tema V Registros de Producción*. [diapositivas de PowerPoint]. Recuperado de: La materia de Productividad de Pozos, Facultad de Ingeniería. UNAM.
5. Rochon, J. Jaffrezic, V. (2008). "Method and Application of Cyclic Well Testing with Production Logging" SPE 115820. Denver, Colorado USA.
6. Didek, M. Pedron, B. (1996). "New production logging tool enables problem well diagnosis: a case study". Annual Logging Symposium. SPWLA.
7. Bin Akresh, S. Al-Ajaji, A. (2004). "Inter-reservoir Communication Detection via Pressure Transient Analysis: Integrated Approach" SPE 88678. Abu Dhabi.
8. Ballantyne, G. Mukerji, P. (2005). "Advanced logging diagnosis allows successful water shut-off" World Oil, p. 33-35.
9. ADAM T. Bourgoyne Jr. "Applied Drilling Engineering" SPE textbook series, Vol 2. 1986.
10. Moustafa E, Sameer J. (2010). "Production Logging Case Studies: What can we say about the well, in addition to the down hole flow-profile?" SPE 133570. Túnez.
11. Ronald A. Nelson. (2001). "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs". Houston Texas: Gulf Professional Publishing.
12. Wayne Narr. (2006). "Naturally Fractured Reservoir Characterization". Houston Texas: Society of Petroleum Engineers. Págs. 42-46.