



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA DE
LA FACULTAD DE INGENIERÍA**

CONSTRUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES

T E S I S

**COMO REQUISITO PARA OBTENER
EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA
(PETROLERA)**

PRESENTA : CARLOS ALBERTO LÓPEZ ORDAZ

DIRECTOR DE TESIS : M. C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ



CD. UNIVERSITARIA MÉXICO DE.

FEBRERO DEL 2014

Dedicatoria

MÍS PADRES:

En memoria de Alberto López García (†) y María Ordaz Manuel (†):

Agradecido eternamente por todo lo que me brindaron.

MÍ ESPOSA E HIJO:

Guadalupe y Carlos Alberto. Gracias por ser mí fuente de inspiración y amor.

MIS HERMANOS:

Rufino, Reyes, Mirna, Pili, Mili. Gracias por ser mis hermanos y estar siempre conmigo.

Agradecimientos

MAESTRO Y ASESOR DE TESIS, MC. Jaime Ortiz Ramírez

Gracias por tener la confianza en mí y en mí labor como estudiante, gracias por revivir ese entusiasmo por el conocimiento.

Ing. Alexander Montoya

Gracias por el apoyo brindado para la culminación de este trabajo.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO Y A LA FACULTAD DE INGENIERÍA:

Por siempre agradecido.

Índice	ii
Nomenclatura	v
Índice de figuras	viii
Índice de tablas	x
Resumen	xi
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO II DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL	4
2.1.- Conceptos básicos en la construcción de la curva	5
2.1.1.- Torque y arrastre	5
2.1.2.- Cálculo de torque y arrastre	6
2.2.- Técnicas de perforación horizontal	9
2.2.1.- Método de radio largo	10
2.2.2.- Método de radio medio	11
2.2.3.- Método de radio corto	13
2.2.4.- Método de radio ultra corto	13
2.3.- Construcción de la trayectoria	13
2.4.- Construcción y diseño de la curva para pozos horizontales	15
2.4.1.- Diseño de la curva	15
CAPÍTULO III SISTEMA DE NAVEGACIÓN	24
3.1.- Selección de barrenas	25
3.1.2.- Tipo de barrena	26
3.1.3.- Selección de la barrena en función de la formación a perforar	26
3.2.- Herramientas direccionales comunes	28
3.2.1.- Sistema navegable con motor de fondo	28
3.2.2.- Sistema navegable rotatorio	30
3.2.3.- Sistema de medición mientras se perfora (MWD)	32
3.2.3.1.- Métodos de adquisición de datos	34
3.2.3.2.- Datos en tiempo real	34
3.2.4.- Sistema de registro LWD	36

CAPÍTULO IV FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN POZOS HORIZONTALES	38
4.1.- Funciones de los fluidos de perforación	38
4.2.- Diseño de los fluidos de perforación en pozos horizontales	39
4.3.- Estabilidad del pozo	40
4.4.- Limpieza de agujeros en pozos horizontales	41
4.4.1.- Variables que más afectan la limpieza del pozo	41
4.4.2.- Velocidad anular	41
4.4.3.- Régimen de flujo y viscosidad	41
4.5.- Control de daño a la formación	45
4.6.- Lubricidad	46
4.7.- Excentricidad de la tubería de trabajo	46
4.8.- Variable mecánica para la limpieza de la sección horizontal	47
4.9.- Problemas de limpieza del agujero asociados con la inclinación	48
4.10.- Modelo de transporte de recortes en pozos horizontales	50
CAPÍTULO V PARÁMETROS REALES DE PERFORACIÓN	60
5.1.- Conceptos fundamentales	60
5.2.- Parámetros durante la perforación	60
5.2.1.- Velocidad de perforación	61
5.2.2.- Exponente “d” y “dc”	62
5.2.3.- Temperatura del fluido	64
5.2.4.- Nivel de presas	64
5.2.5.- Peso sobre el gancho	64
5.2.6.- Presión de bombeo	65
5.2.7.- Peso sobre la barrena	65
5.3.- Casos comunes que ocurren durante la perforación de un pozo	66
CAPÍTULO VI REGISTRO EN POZOS HORIZONTALES	70
6.1.- Fundamentos de la interpretación cuantitativa de registros	70
6.2.- Propiedades básicas de las rocas	70
6.3.- Registros en pozos horizontales	76
6.3.1.- Técnica SIMPHOR	77
6.3.2.- Técnica de bombeo de fondo	78

6.3.3.- Técnica con tubería flexible	79
6.3.4.- Técnica MWD	80
CAPÍTULO VII TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN EN POZOS HORIZONTALES	83
7.1.- Factores de diseño de una cementación primaria	83
7.1.1.- Información necesaria para la cementación	83
7.2.- Cálculos de cementación	83
7.3.- Problemas comunes durante la cementación de un pozo horizontal	86
7.3.1.- Limpieza del agujero	87
7.3.2. Desplazamiento de los fluidos	90
7.3.3.- Diseño de la lechada	91
7.3.4.- Centralización de la tubería	92
7.3.5.- Evaluación de la cementación con herramienta acústica	94
CAPÍTULO VIII CASO HISTÓRICO, CONSTRUCCIÓN DEL POZO HORIZONTAL CHICONTEPEC 1	96
8.1.- Antecedentes de explotación del campo Chicontepec	96
8.2.- Antecedentes de pozos horizontales en Chicontepec	98
8.3.- Caso histórico pozo Chicontepec 1	99
8.3.1.- Resumen	99
8.3.2.- Objetivo	100
8.3.3.- Geología	101
8.3.4.- Plano estructural	101
8.3.5.- Estado mecánico programado y real	102
8.3.6.- Resumen por etapa perforada	103
8.3.7.- Trayectoria direccional	105
8.3.8.- Desviación de tiempo programado	108
8.4.- Resultados de producción de la macropera Chicontepec	109
8.5.- Resultados de producción de pozos direccionales vs pozos verticales	112
CONCLUSIONES	114
BIBLIOGRAFÍA	115

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN

La producción máxima de petróleo depende de la planeación y aplicación de tecnologías modernas en la perforación de pozos. Actualmente, la industria petrolera utiliza estrategias y tecnologías modernas para controlar la perforación y hacer más eficiente el proceso de extracción del petróleo. Un procedimiento innovador es la perforación horizontal.

La construcción de pozos horizontales requiere mayor atención en la planificación, ubicación y la estabilidad del agujero. Un diseño apropiado, conjuntamente con una explotación planificada, promoverá el rendimiento y maximizará la obtención de hidrocarburos. El manejo y la explotación apropiada de un yacimiento redundarán en el incremento de la producción y la maximización de las ganancias. Dichas ganancias se determinan mediante el precio de venta del gas y aceite; las compañías operadoras tienen poco control sobre estas variables, sin embargo las mismas compañías minimizan el costo de la exploración y extracción de hidrocarburos para incrementar sus ganancias.

El control de costos se relaciona con varios componentes, incluyendo: 1) el precio del barril de aceite debe ser superior a lo pronosticado y dicho precio deberá ser sostenido por cierto tiempo; 2) incrementar los descubrimientos de yacimientos en una misma cuenca y que la curva de producción tenga una persistencia de producción mayor en los yacimientos descubiertos; y 3) la demanda de aceite y gas debe incrementarse cada año.

Lo anterior indica que la mayor producción de aceite y de calidad suprema en los yacimientos permitirá una mayor competitividad del producto en el mercado. El costo de producción en el yacimiento y la del producto extraído permitirán la competitividad del producto al momento de la venta. Una de las alternativas para lograr dichos propósitos es el uso de pozos horizontales.¹

La construcción de pozos horizontales ha ganado auge en el mundo en los últimos años.^{2, 3} El propósito es incrementar la productividad del pozo mediante el incremento del área de contacto del pozo con el yacimiento. En general, los pozos horizontales son más eficientes en yacimientos con espesores pequeños, con formaciones naturalmente fracturadas y con problemas de conificación de agua o gas.⁴

Gilman J. R. et al. (1992) demostraron que un pozo horizontal tiene los mismos rendimientos de aceite y gas que un pozo vertical fracturado; por lo tanto, es preferible construir un pozo horizontal que un pozo vertical que podría ser fracturado.⁵ En un yacimiento naturalmente fracturado, un pozo horizontal intersecta varias fracturas lo cual hace que haya mejor flujo de la formación.

La estimulación puede incrementar la producción de un pozo vertical, pero esta declina rápidamente. Generalmente, los gastos de producción de pozos horizontales son más altos con respecto a pozos verticales estimulados, sin embargo el conocimiento de su capacidad productiva fundamentó el desarrollo de la explotación de los yacimientos.⁶

En las últimas décadas, el interés por la producción de pozos horizontales se ha incrementado debido principalmente a las mejoras en las tecnologías de perforación y de terminación, permitiendo incrementar la eficiencia y la economía en la recuperación de hidrocarburos,^{3, 5} la perforación horizontal se aplica en la recuperación primaria, secundaria y mejorada.⁷

Actualmente, la explotación de los yacimientos con pozos horizontales tiene un valor estratégico y ofrece beneficios como: recuperación rápida de la inversión, incremento de reservas recuperables, la reducción de costos de producción y menor número de pozos por campo.

El primer pozo horizontal en México se perforó en 1991 y fue para probar diferentes estratos de arenas de la formación Chicontepec del Campo Agua Fría, Región Norte del Distrito de Poza Rica, Veracruz.²

La baja productividad, el incremento en la demanda por el petróleo, el crecimiento de la población y las complicaciones respecto al abasto de las necesidades de primer orden producen impactos de operación que requieren cierta aplicación de técnicas y tecnología para maximizar la productividad de los pozos y la obtención de hidrocarburos de una forma rentable y óptima; de acuerdo a esto se plantea la hipótesis de que la construcción de pozos horizontales es una opción factible en la explotación óptima de hidrocarburos.

El estudio se divide en ocho capítulos. El primero es introductorio y se relaciona con la construcción de pozos horizontales; mientras que el segundo, consiste en una revisión de la literatura sobre el diseño de perforación. El capítulo tercero comprende el desarrollo del sistema de navegación relacionado con la construcción del pozo; mientras que el cuarto se enfoca en la revisión de las bases de fluidos empleados en la perforación de pozos horizontales. En el capítulo cinco se hace un análisis de los parámetros de perforación en tiempo real; en el mismo sentido, en el sexto se describen los registros de la construcción del pozo, en el séptimo se establecen conceptos de diseños de cementación para pozos no convencionales y finalmente, en el octavo capítulo se describe un ejemplo de la construcción del pozo Chicontepec 1.

Con base en lo anterior, el objetivo del presente trabajo fue estudiar la factibilidad de perforar pozos horizontales en el paleocanal de Chicontepec revisando los fundamentos teóricos de la construcción de pozos no convencionales con el uso de tecnología moderna para incrementar el rendimiento y la productividad en la recuperación de hidrocarburos.

CAPÍTULO II.- DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL

Las diferencias entre la perforación de un pozo direccional convencional y la perforación horizontal es el uso de motores direccionales considerando el ángulo y los diseños especiales de la construcción de la sección curva del pozo horizontal.⁸

La productividad del pozo aumenta con la longitud de la sección horizontal. La longitud óptima es aquella extensión máxima que puede ser perforada de manera sucesiva dentro de la sección horizontal; el límite mecánico para un pozo horizontal se relaciona al torque y el arrastre para sarta y el equipo de perforación. Para alcanzar la máxima longitud, se requiere minimizar las fuerzas de torsión y fricción sobre la sarta y equipo de perforación. Debido a que las fuerzas de gravedad y pandeo predominan sobre los efectos de torsión y de fricción en el agujero horizontal, el diseño óptimo requiere de la selección de los componentes más ligeros en la sarta de perforación, los cuales son menos susceptibles al pandeo durante la perforación.⁸

La industria de la perforación de pozos reconoce que la desviación de la trayectoria es afectada por el diseño de la sarta de perforación (BHA, Bottom hole assembly), inclinación y curvatura del agujero, peso sobre la barrena, características de la barrena y la anisotropía de la formación.⁹

Desviación= f (ensamble de fondo (BHA), barrena, geometría del agujero, peso sobre la barrena (WOB) y anisotropía de la formación)

En este capítulo se presenta un análisis de los conceptos que se aplican en el diseño y determinación de la trayectoria de un pozo horizontal, así como ciertos métodos de cálculo, con el propósito de planear, determinar, diseñar y controlar la trayectoria de la curva de un pozo horizontal.

2.1.- Conceptos básicos en la construcción de la curva

La construcción de un pozo horizontal comprende una fase donde existe una trayectoria en forma de arco que es necesario considerar y relacionar con la estructura y modelo de cálculo de la curva.

2.1.1.- Torque y Arrastre

El torque es el momento de fuerza requerido para girar la sarta y el arrastre se define como la fuerza que se requiere para el movimiento axial de la sarta dentro del pozo para poder introducirla y extraerla del pozo.¹⁰

Estos dos conceptos están asociados con pozos desviados y por lo general originan:

- pegadura por presión diferencial.
- Agujero inestable.
- Limpieza inapropiada del fondo del agujero.
- Fricción asociada al contacto entre las paredes del pozo con la tubería a lo largo de toda la sarta.

Después del diseño del perfil óptimo de curvatura, el problema cambia de un control direccional a uno de torque y arrastre. El diseño del pozo requiere del entendimiento de las consecuencias del torque y el arrastre para las alternativas en el diseño del pozo. El análisis de torque y arrastre debe incluir la predicción mientras se rota en fondo, perforando con rotación desde la superficie y con motor direccionable, y las fuerzas de arrastre mientras viaja; esto permite conocer los esfuerzos en los componentes de la sarta debido a la curvatura del agujero y de estas cargas.⁸

Actualmente, los modelos de cómputo para calcular el torque y el arrastre en un pozo horizontal son herramientas comunes. En los casos donde el curso del pozo es complejo o si el pozo es una combinación direccional con un KOP (Kick off point) somero y una sección tangente larga, estos modelos ofrecen un método razonable para analizar el problema. Sin embargo, para un pozo horizontal costa afuera con un KOP

profundo y una curva relativamente comprimida, es posible estimar el torque y el arrastre utilizando algunas aproximaciones relativamente sencilla:⁸

- 1) La trayectoria del pozo puede representarse por un arco de 90°
- 2) El tamaño y peso de la sarta es el mismo en el ángulo de construcción
- 3) El agujero es aproximado a la horizontal
- 4) La tubería en la sección horizontal no está pandeada
- 5) El coeficiente de la fricción es igual a 0.33

2.1.2.- Cálculo de torque y arrastre

El torque y arrastre pueden aproximarse por las siguientes relaciones:

El torque de la tubería en el agujero horizontal es:

$$T_h = \frac{OD * W_m * L}{72} \dots\dots\dots 2.1$$

Dónde:

OD: diámetro externo (pg)

W_m: Peso flotado de la sarta (Lbm/pie)

L: Longitud de la sección horizontal (pie)

El torque depende de la magnitud de las fuerzas axiales aplicadas al final de la curva cuando se está rotando la tubería a 90°; por el contrario, cuando se perfora un agujero horizontal con rotación desde la superficie, la fuerza axial al final de la curva es igual al peso sobre la barrena.

Para WOB < 0.33 * W_m * R:

Dónde:

WOB: Peso sobre la barrena (Lb_f)

R: Radio de curvatura para estimar el torque y el arrastre (pie)

$$T_b = \frac{OD * W_m * R}{72} \dots\dots\dots 2.2$$

Para $WOB > 0.33 * W_m * R$: El torque total rotando lejos del fondo es:

$$T_b = \frac{OD * W_m * R}{144} + \frac{OD * WOB}{46} \dots\dots\dots 2.3$$

$$T = T_h + T_b. \dots\dots\dots 2.4$$

Dónde:

T: Torque total (Lb_f-pie)

T_h: Torque de la tubería rotando en la horizontal (Lb_f-pie)

T_b: Torque rotando en la curva (Lb_f-pie)

El arrastre axial mientras se introduce la tubería en un viaje o mientras se guía con un motor de fondo, puede calcularse con la siguiente aproximación. Para la tubería en un agujero horizontal, el arrastre axial (D_h) es dado de la siguiente manera:

$$D_h = 0.33 * W_m * L \dots\dots\dots 2.5$$

En la sección de construcción el arrastre está en función de la fuerza axial en la tubería al final de la curva. Esta fuerza es igual al peso sobre la barrena más el arrastre de la tubería en la horizontal. Si se espera que el BHA (Bottom Hole Assembly) tenga arrastre debido a los estabilizadores, esta fuerza debe de incluirse en la fuerza al final de la curva, la cual está dada por:

$$F_o = D_h + WOB + FBHA \dots\dots\dots 2.6$$

Dónde:

F_o: Fuerza axial compresiva en la tubería al final de la curva (Lb_f)

D_h : Arrastre axial mientras tira o bajar la tubería en la parte horizontal del agujero sin rotación (Lb_f)

WOB: Peso sobre la barrena (Lb_f)

FBHA: Fuerza axial en el ensamble de fondo (Lb_f)

El arrastre de la tubería en la curva de construcción depende de la magnitud de la fuerza axial al final de la curva.

Si:

$$\begin{aligned} F_o < 0.25 * W_m * R & \dots\dots\dots 2.7 \\ D_b = 0.4 * W_m * R & \dots\dots\dots \end{aligned}$$

Si:

$$\begin{aligned} F_o > 0.25 * W_m * R & \dots\dots\dots 2.8 \\ 0.25 * W_m * R + 0.69 * F_o & \dots\dots\dots \end{aligned}$$

El arrastre total será:

$$D = D_h + D_b \dots\dots\dots 2.9$$

Dónde:

D: Arrastre total (Lb_f)

D_h : Arrastre axial mientras se introduce tubería en la parte horizontal del agujero sin rotación (Lb_f)

D_b : Arrastre compresivo en la construcción de la curva (Lb_f)

Los cálculos de arrastre cuando se extrae la sarta, son similares. El arrastre en la sección horizontal del agujero está dada por:

$$D_h = 0.33 * W_m * L \dots\dots\dots 2.10$$

La tensión por arrastre en el intervalo de construcción es una función de las cargas por tensión de la tubería al final de la curva. Esta fuerza es igual a la tensión debida al arrastre por las tuberías en el intervalo horizontal más las cargas no gravitacionales de fricción tales como las debidas a los estabilizadores. El arrastre en la curva se calcula de la siguiente manera:

$$F_{ot} = D_h + FBHA \dots\dots\dots 2.11$$

Si:

$$\begin{aligned} F_{ot} &< 0.85 * W_m * R \\ D_{bt} &= 0.33 * W_m * R \end{aligned} \dots\dots\dots 2.12$$

Si:

$$\begin{aligned} F_{ot} &> 0.85 * W_m * R \\ D_{bt} &= 0.69 * F_{ot} - 0.25 * W_m * R \end{aligned} \dots\dots\dots 2.13$$

Las ecuaciones antes mencionadas pueden usarse en la estimación de la magnitud del torque y el arrastre para diseñar pozos horizontales. Cuando la evaluación de estos parámetros junto a un análisis de la fuerza crítica de pandeo, es posible evaluar el efecto del torque y arrastre cambiando componentes en la sarta de perforación horizontal. Reduciendo el peso de la tubería en la horizontal puede disminuir el torque y arrastre compresivo tanto como sea posible aligerar la tubería sin tener pandeo. Cuando se cuantifica que existen condiciones para que el al pandeo ocurra, debe realizarse un análisis más profundo y detallado del sistema.

2.2.- Técnicas de perforación horizontal

Las técnicas de perforación de un pozo horizontal se clasifican en cuatro categorías, dependiendo del radio de curvatura requerido para modificar la trayectoria vertical del agujero hasta la horizontal, ver figura 2.1.¹¹

El radio de curvatura está determinado por el rango de construcción del ángulo que se utiliza para ir de la vertical a la sección horizontal, existiendo una relación inversa entre las dos; de esta manera, cuando se usa un rango de construcción de ángulo alto, el radio de la curvatura disminuye, como se muestra en la figura 2.1

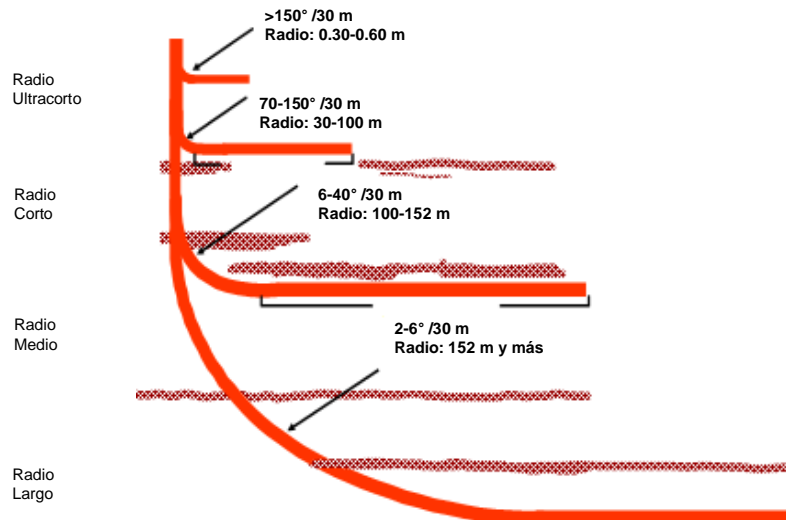


Figura 2.1 Tipos de pozos horizontales

A continuación se describen cada uno de estos tipos de pozos.

2.2.1.- Método de radio largo

El método utiliza radios de giro superiores a los 152 m, el rango de construcción es de 2 a 6°/30 m y utiliza una combinación de perforación rotatoria y motores de fondo para perforar pozos similares a la perforación direccional convencional.¹⁰

El pozo puede desviarse empleando un motor de fondo, el cual puede usarse en toda la sección, o con un aparejo convencional. Si este último se emplea, el motor se usará solo en ciertos intervalos para guiar el pozo o compensar la dirección esperada. Cuando se emplean los aparejos de fondo de radio largo, el costo y la eficiencia del motor deben de ser comparados con los correspondientes a los aparejos convencionales.

Ventajas de un pozo horizontal de radio largo son:

- 1) El equipo requerido para perforar un pozo horizontal de radio largo es mayor al que requiere para perforar un agujero vertical con una profundidad vertical verdadera similar a la profundidad total desarrollada del pozo horizontal.
- 2) Un pozo horizontal de radio largo tiene una sección vertical menor de radio medio y corto y una sección de agujero direccional mayor; lo que incrementa los costos de perforación.
- 3) Tendrá una sección de agujero descubierto mayor antes de entrar a la zona de objetivo.

Esta técnica se recomienda cuando la longitud horizontal del agujero sea grande, y no existan formaciones inestables justo antes de la zona productora.

2.2.2.- Método de radio medio

El radio de giro es de 100 a 152 m, y la relación de construcción de la curva es de 6° a 40°/30 m; este método es el más usado para perforar pozos horizontales debido al espacio interior que genera su radio de giro a lo largo de la sección la horizontal, y es posible utilizar herramientas convencionales de perforación.¹¹

La longitud horizontal promedio de un pozo perforado con la técnica de radio medio es de 500 m; y obstante la compañía Baker Hughes INTEQ en 1993 logro perforar 2610 m.

La perforación de pozos horizontales con este método es muy popular debido a: se requiere un equipo de perforación del mismo tamaño, que el que se requiere para perforar un pozo vertical con las mismas características y a la misma profundidad; así mismo debido a que la longitud de la sección de construcción del ángulo es significativamente menor a la de un pozo de radio largo, el número de días requerido para perforar la curva es menor, y existe la posibilidad de desarrollar la misma en la zona de objetivo aislando formaciones superiores inestables.

Los pozos horizontales de radio medio se han perforado eficientemente debido a los avances tecnológicos recientes, incluyendo: 1) los estudios de límites de fatiga en la sarta de perforación debido a 'patas de perro', y permite que pozos con grados altos de inclinación se perforen de manera rutinaria; 2) el desarrollo de nuevos motores de fondo confiables y capaces de desarrollar bajas revoluciones por minuto y altos torques. Los motores de fondo utilizados en el pasado hacían girar la barrena a muy altas revoluciones por minuto, limitando la utilidad de la barrena de 8 o 10 horas.

Actualmente, es común observar barrenas con 50 o más horas de vida; y 3) las computadoras portátiles de campo han hecho posible el desarrollo de herramientas de medición que transmiten información del fondo del pozo por medio de pulsos de presión en el lodo.

El manejo de la información medida en tiempo real permite una actualización constante y se puede proyectar con medidas predictivas. En rangos altos de incrementos de ángulo, la predicción precisa de la trayectoria del pozo es crítica. El éxito de la perforación de un pozo horizontal con la técnica de radio medio requiere trabajo en equipo, cuidando la fase de planeación y equipo de perforación. Los problemas mecánicos pueden evitarse aplicando los mismos principios y conceptos de diseño de sarta y limpieza del agujero desarrollados para la perforación horizontal con el método de radio largo.

En un patrón típico de un pozo horizontal de radio medio, un pozo vertical se perfora hasta el punto de inicio de desviación (KOP, por sus siglas en ingles), la inclinación del agujero se incrementa con un rango de incremento de ángulo constante; y se define como un arco con un radio constante (R). Generalmente, se perfora una sección tangencial para corregir variaciones en el rango de incremento del ángulo o efectuar correcciones para llegar al objetivo. La segunda sección de construcción del ángulo incrementa la dirección del agujero hasta llegar al ángulo del agujero lateral deseado.¹¹

2.2.3.- Método de radio corto

Las etapas más recientes de la perforación horizontal empezaron con la introducción de la tecnología de pozos de radio corto; dicha técnica permite la relación de construcción del ángulo de 1.5 a 3° / 30 m y pueden alcanzar los 90° en 6 a 12 m. Las longitudes horizontales están limitadas a aproximadamente 92 m; y se requieren herramientas especiales para construir la curva. La técnica de radio corto se inició propiamente con la introducción de los motores de fondo articulados. La técnica se utiliza para aislar formaciones problemáticas cuando los espesores son pequeños; en yacimientos depresionados una de las ventajas de esta técnica es que se requiere menos energía para levantar el fluido en una curva de 12 m de radio que en una de 92 m.

2.2.4.- Pozos de radio ultra-corto¹¹

El radio de curvatura en esta técnica es de 0.30 a 0.60 m, el ángulo de construcción es >150°/30 m.¹¹ El procedimiento requiere de chorros de agua para perforar de 30 a 60 m de longitud. La abertura deberá perforarse en formaciones blandas y no consolidadas. Los pozos de este tipo son efectivos en formaciones suaves y fáciles de penetrar como por ejemplo en arenas que contengan aceite pesado o bitumen. Para aplicar esta técnica se requiere de equipo especializado, es imposible correr registros en la sección horizontal y no pueden tomarse núcleos debido a lo severo del radio de curvatura.

2.3.- Construcción de la trayectoria¹²

Las principales características que afectan la selección de la trayectoria de perforación de un pozo incluyen la permeabilidad, tipo de formación y la presencia de fracturas naturales. Para un yacimiento isotrópico de alta permeabilidad, la dirección de la sección horizontal puede ser conflictiva. En yacimientos compactos se requiere conocer el esfuerzo principal mínimo de los pozos horizontales a diferencia de los pozos

verticales; en este tipo de formaciones las fracturas pueden inducirse a lo largo, inclinadas o perpendiculares a la sección horizontal.

En el caso de los yacimientos naturalmente fracturados, la orientación de la sección horizontal será muy importante para que el pozo pueda interceptar el mayor número de fracturas. Algunas veces el corte y análisis de núcleos de la sección vertical de la zona productora, permitirán identificar la orientación de las fracturas y por lo tanto la orientación de la sección horizontal.

Para cualquier formación futura que sea necesario aplicarle un fracturamiento hidráulico, la fractura deberá ser perpendicular al esfuerzo principal mínimo. Los estudios de mecánica de rocas determinaron que el tipo de fracturas creadas cerca del pozo controlará las presiones de ruptura y de cierre instantánea.¹²

Si el pozo se perfora con un ángulo de orientación diferente a la del esfuerzo principal mínimo, el inicio de las fracturas a partir del pozo puede causar presiones altas de ruptura y de cierre instantáneo; por lo tanto, la dirección del pozo debe ser paralela al esfuerzo principal mínimo.

Otros factores que definen la trayectoria de un pozo horizontal, aparte de aquellos para los yacimientos naturalmente fracturados, incluyen:

- Obtener altas producciones de hidrocarburos en yacimientos lenticulares
- Obtener mejores resultados en proyectos de recuperación secundaria
- Reducción de problemas de producción de arena
- Reducción de problemas de conificación de agua y gas
- Yacimientos de baja permeabilidad
- Reducción del daño de la formación

Generalmente, las condiciones del medio determinan el sistema de perforación más apropiado; la mayoría de los sistemas de perforación dependen del tipo de terminación, que paralelamente está en función del yacimiento y de las zonas que se requieran aislar

a lo largo de la trayectoria, el costo es otro factor importante en la selección del método de terminación. Por lo que el mejor sistema de perforación horizontal es aquel que permite llegar al objetivo al menor costo; esto significa alcanzar el objetivo con una apertura uniforme en el menor tiempo posible. La posible construcción del diseño de una curva está en función de la permeabilidad, tipo de formación y la presencia de fracturas naturales.

2.4.- Construcción y diseño de la curva para pozos horizontales^{12 y 8}

La perforación horizontal de un pozo requiere del conocimiento de la profundidad vertical del objetivo, la longitud lateral, columna geológica esperada hasta llegar al yacimiento, espesor y configuración del yacimiento a perforar. Con base en la información antes mencionada se tomara la decisión sobre qué tipo de pozo horizontal perforar, si de radio largo, medio, corto o ultra corto. Los geólogos deberán proporcionar una primera aproximación del azimut que deberá tener el agujero, lo anterior, con el propósito de programar la ubicación de la localización.

2.4.1.- Diseño de la curva⁸

El diseño de la curva más sencillo deberá hacerla uniforme y que comience en el punto vertical cercano al punto de desvío (KOP), terminando en 90° en un arco continuo. Si en la construcción de la curva en la profundidad vertical existe error menor que el de tolerancia del objetivo horizontal, la construcción y diseño de la curva es la óptima.

La construcción de la curva se inicia definiendo el objetivo horizontal; de acuerdo con esto, existen básicamente dos tipos de objetivos horizontales: 1) un objetivo definido en la profundidad vertical y 2) una posición estructural definida en el yacimiento. La aplicación de pozos horizontales en yacimientos con problemas de conificación de gas y/o de agua es efectiva; aquí el objetivo se puede definir en función de su profundidad vertical verdadera. Para este tipo de pozo horizontal el ángulo del objetivo será 90°.

El tipo de objetivo horizontal más común no es necesariamente horizontal; sin embargo, es una trayectoria lateral que sigue una posición estructural específica en el yacimiento. Para aplicaciones de conificación, puede ser en la cima o en el fondo del yacimiento; quizás sea también una posición específica que se ha escogido para asegurar comunicación completa con el yacimiento de fracturas hidráulicas iniciadas en esa profundidad. Los objetivos no siempre son horizontales pero procurarán seguir esa tendencia. La altura admisible de esta trayectoria representa la tolerancia del objetivo.

El propósito de la construcción y diseño de la curva debe proporcionar al personal técnico de perforación, un método eficiente para llegar al objetivo horizontal dentro de la tolerancia prescrita sin utilizar muchos cambios en la sarta de perforación. El diseño de la curva debe proporcionar un equilibrio entre las consideraciones siguientes:

- Evitar problemas en la formación.
- Minimizar el desplazamiento del fin de la curva.
- Minimizar la longitud perforada de la construcción de la curva.
- Proporcionar un intervalo de ajuste para que de otra manera se pueda construir la curva ideal.
- Permitir la utilización de marcadores estructurales encontrados en la construcción del intervalo para ajustar la profundidad final del objetivo.
- Reunir los límites de la tolerancia del objetivo.
- Proporcionar una curva que permita perforar una longitud horizontal.
- Proporcionar una terminación del pozo que permitirá el uso de herramientas y equipo necesarios para producir.

La construcción de una curva en un pozo horizontal es para proporcionar un control direccional y llegar al objetivo específico, además de construir curvas que eviten formaciones anormales. Por ejemplo, si una formación anormal se localiza a 260 m encima del objetivo horizontal, el punto de desvío se tomaría debajo de esa formación.

Si en el proceso de perforación se toma como requisito la construcción de la curva, el mejor diseño sería aquel con la relación más alta de construcción de la curvatura que se puede obtener. La tabla 2.1 muestra varios de los límites de la curvatura que se debe considerar.

2.1. Límite de la curvatura	
Herramienta	Límite de curvatura
Herramienta convencional de rotación	3-4°/100 pie
DC de perforación	6-7°/100 pie
Herramienta convencional de producción	10°/100 pie
TP HW DE 5 pg	12-15°/100 pie
Perforando sin rotación con motor	+ 30°/100 pie

Después de determinar el tipo de técnica a usar (radio largo, medio, cortó y ultra cortó), el siguiente paso en la planeación de un pozo horizontal es determinar el punto de inicio de desviación KOP; para esto se deberá decidir antes que tipo de curva se programara para llegar a la profundidad vertical total necesaria. Para tal efecto esto, existen varias aproximaciones que cubren varias secciones: 1) Construcción de curva con tangente sencilla; 2) Construcción de curva con tangente compleja y 3) construcción de curva ideal.

La construcción de estas curvas se puede calcular a través de relaciones geométricas, líneas rectas y arcos circulares. Para la curva con tangente sencilla la trayectoria se puede describir como un arco en un plano vertical ver figura 2. 2.

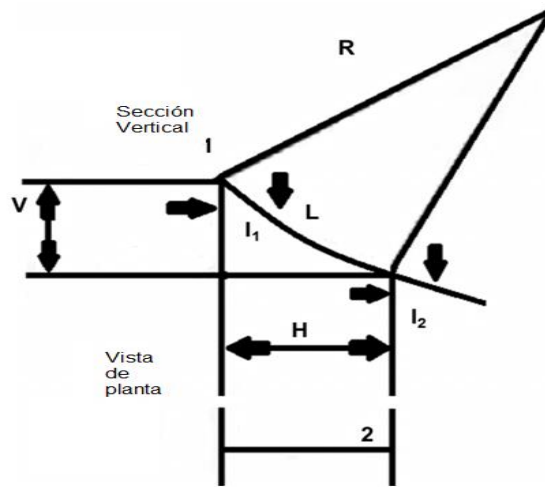


Figura 2.2 Geometría de la construcción de la curva simple.

Las ecuaciones claves para calcular la altura, el desplazamiento y la longitud vertical de un arco son:

$$R = \frac{5730}{B} \dots\dots\dots 2.14$$

Dónde:

R: Radio de curvatura para estimar el torque y el arrastre (pg)

B: Rango de construcción °/100 pie

$$V = R * (\sin I_2 - \sin I_1) \dots\dots\dots 2.15$$

$$H = R * (\cos I_1 - \cos I_2) \dots\dots\dots 2.16$$

$$L = \frac{100 * (I_2 - I_1)}{B} \dots\dots\dots 2.17$$

Para la construcción de la curva ideal y compleja que utilizan giros los segmentos, la trayectoria puede ser aproximada por la geometría de arcos circulares proyectados al plano vertical. Ver la figura 2.3.

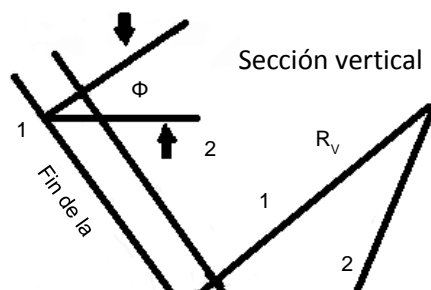


Figura 2.3 Construcción y geometría de la curva.

Las ecuaciones claves para la geometría de la construcción del segmento de la segunda curva son:

$$R_v = \frac{5730}{B_v} \dots\dots\dots 2.18$$

Dónde:

R_v : Radio vertical en la construcción del ángulo (ftr)

B_v : Curvatura vertical para la construcción del segmento ($^{\circ}/100$ ft)

$$V = R_v * (\sin I_2 - \sin I_1) \dots\dots\dots 2.19$$

Dónde:

V: Altura vertical (Ft)

$$H = R_v * (\cos I_1 - \cos I_2) \dots\dots\dots 2.20$$

$$L = \frac{100 * (I_2 - I_1)}{B_v} \dots\dots\dots 2.21$$

$$DL = (I_2 - I_1) * \frac{B_T}{B_v} \dots\dots\dots 2.22$$

$$\cos\Delta A_z = \frac{\cos DL - \cos I_1 * \cos I_2}{\sin I_1 \sin I_2} \dots\dots\dots 2.23$$

$$\cos\phi = \frac{B_v}{B_T} \dots\dots\dots 2.24$$

Finalmente, las ecuaciones apropiadas para ajustar los intervalos rectos son:

$$V = L * \cos I \dots\dots\dots 2.25$$

$$H = L * \sin I \dots\dots\dots 2.26$$

Dónde:

H: Desplazamiento (ft)

L: Longitud de la sección horizontal (ft)

❖ **Curva con tangente sencilla**

Método de construcción y diseño de curva de tangente sencillo es el más antiguo y más utilizado. La figura 2.4 muestra un ejemplo típico de una curva con tangente sencilla. La construcción de esta curva se divide en dos segmentos, los cuales son separados por una tangente de ajuste. Generalmente, se considera que la construcción de los segmentos de curva se perfora con el mismo ritmo de construcción.

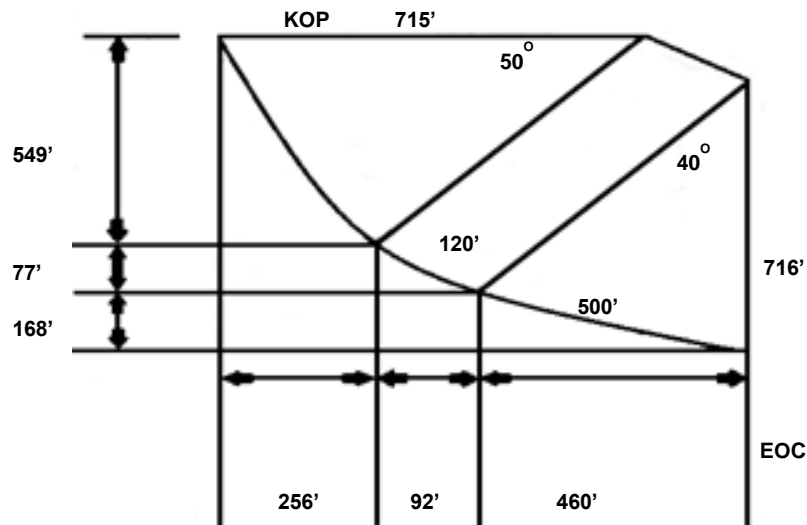


Figura 2. 4 Construcción de la curva tangente

El concepto de la construcción de la curva con el método tangente sencilla viene de las observaciones de la construcción de un ángulo con un motor y de su funcionamiento, aunque su desempeño puede variar significativamente entre pozos con diferentes objetivos o en otras áreas. Con este diseño se puede determinar la longitud probable del segundo ángulo y la sección tangente que se requiere. Esto reduce el error al llegar al objetivo al final de la curva, por la diferencia relativamente pequeña entre la profundidad verdadera y la predicha de la segunda curva construida. Para tener éxito con esta técnica es esencial que el punto de desvío y la plantación de la construcción de la curva tome el radio más pequeño posible para el ángulo determinado por el motor ensamblado.

Las premisas claves para diseñar el radio de curvatura son el ángulo del intervalo tangente y la longitud del intervalo tangente. Si el verdadero radio construido en el campo excede el radio planeado (mínimo), la longitud del segundo Intervalo tangente se ajusta para que el segundo ángulo construido llegue al objetivo. La selección del intervalo tangente apropiado es importante porque pocos aparejos perforan con ángulo constante.

Afortunadamente, no es necesario perforar un intervalo tangente con ángulo constante para tener un buen sentido del ángulo al final de la barrena. La longitud mínima recomendada está en función de la distancia a la que se encuentra el MWD (Measurement while drilling), con la finalidad de predecir la ubicación de la barrena.

La selección final de la construcción de la curva con una tangente sencilla es el ángulo para el intervalo tangente. Una de las más comunes es 45° . La altura y la magnitud del error potencial en el segundo ángulo decrecen si se incrementa el ángulo de la tangente. La altura de este último decrece tan rápido como se incrementa el ángulo por

encima de los 45°. Por ejemplo, la elevación del segundo ángulo a 8°/100 ft disminuye de 209 ft para una tangente a 45°, y 96 ft con una tangente de 60°.

Colocando la tangente a ángulos mayores de 45°, se incrementa la longitud del agujero y el desplazamiento al final de la curva; por esto, los ángulos con tangente mayores a 60° no son aceptables. Otra consideración en la elección de la posición del intervalo tangente, es la de proporcionar la habilidad para interceptar marcas estructurales en la sección tangente que permite ajustar el punto de desvío (KOP, Kick off point) de la segunda curva basada en la posición de la estratigrafía.

❖ **Curva construida con tangente compleja⁸**

La construcción de la curva con tangente compleja proporciona un paso lógico en el control de llegar a un objetivo pequeño de profundidad vertical verdadera (TVD, True Vertical Depth). En la construcción de este diseño de curva se usa el primer intervalo para establecer el funcionamiento del motor seleccionado, y también el diseño de la curva con tangente sencilla. Sin embargo, en vez de usar esta misma curvatura para el segundo intervalo se escoge un diseño con menor ritmo de construcción que el utilizado en el primero. La sección vertical aproximada y otras dimensiones claves del segundo ángulo construido pueden ser calculadas usando las ecuaciones 2.5 a la 2.11.

El diseño de la curva con tangente compleja no se considera para perforar un intervalo vertical; sin embargo, proporciona al perforador la habilidad de ajustar el ángulo de la curva hacia arriba y hacia abajo al perforar la curva. Comparando este método con el de tangente sencilla se comentan algunas de las ventajas y desventajas de este diseño, La desventaja más grande de este diseño es que la longitud, la altura y el desplazamiento de la segunda curva incrementan, por otra parte, la principal ventaja es que la altura actual de la segunda curva puede ser ajustada, y es aplicado a objetivos estructurales específicos. Este diseño es el más aplicado en pozos horizontales.

La construcción de la curva con tangente compleja proporciona un punto distante entre la posición de la profundidad verdadera y la dirección del objetivo. Para usar este

diseño eficientemente, se debe establecer una longitud más grande en el desplazamiento de la curva y dirección para controlar el objetivo vertical.

❖ **Construcción de la curva ideal.**⁸

La construcción de la curva ideal se muestra en la figura 2.5. La construcción de una curva sin un intervalo tangente puede perforarse con un solo ángulo bajando un motor limitado por la vida de la barrena. Aparentemente, esto proporcionaría el método de construcción de curvas con el costo más bajo para perforar, y también rangos menores de funcionamiento que los que están ajustados por la cara de la herramienta mientras se perfora el segundo ángulo, aunque se prescindiera de la curva ideal para el primer pozo, en el segundo y el tercero se debe considerar en esa zona.

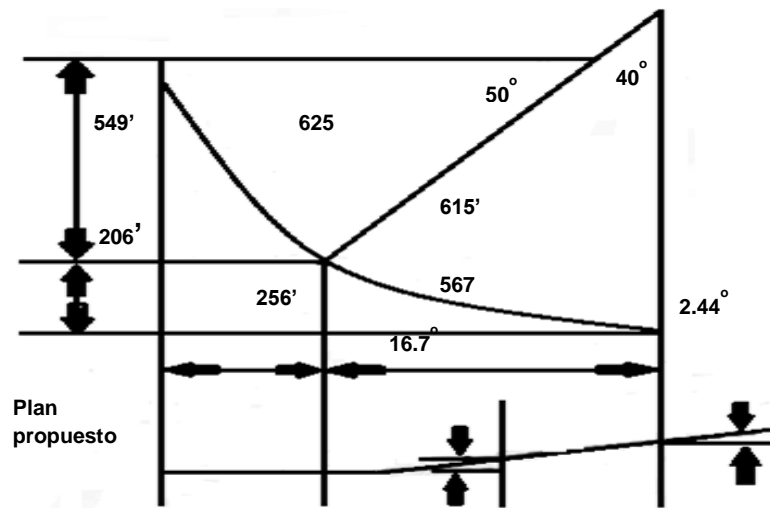


Figura 2.5 Construcción de la curva ideal

CAPÍTULO III.- SISTEMA DE NAVEGACIÓN

La disminución de las reservas y la creciente complejidad de los yacimientos hacen más desafiante el posicionamiento óptimo de un pozo. Las mediciones adquiridas durante la perforación y la interpretación de las mediciones en tiempo real puede ser la solución para un posicionamiento óptimo del pozo, lo que resulta en una recuperación máxima.

La navegación en el yacimiento requiere de información geológica. La forma más simple es monitoreando parámetros de perforación y recuperando recortes en la superficie, por ejemplo, en algunos yacimientos, cuando se incrementa la porosidad, la velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés) también incrementa; en estos pozos si la trayectoria del pozo se mantiene dentro del yacimiento, los cambios de ROP se utilizan como un indicador de cambios de porosidad.¹³

La localización correcta de los pozos se basa en el conocimiento de la estratigrafía, la trayectoria del agujero y la ubicación precisa de la barrena dentro del yacimiento, así como en los avances en materia de capacidad de geoposicionamiento. La adquisición de datos en tiempo real, los sistemas modernos de telemetría, el procesamiento de datos en la localización del pozo y las técnicas de perforación están incrementando la eficiencia, limitando la exposición del operador a los riesgos del subsuelo y mejorando la productividad y potencial del pozo.

La geonavegación se define como "la perforación de un pozo horizontal o desviado, donde las decisiones sobre la navegación del pozo se basan en datos geológicos en tiempo real." En la perforación convencional desviada, la trayectoria del pozo es dirigido de acuerdo con un plan geométrico predeterminado.

En este capítulo se describen las herramientas que conforman el sistema de navegación, así como su funcionamiento y aplicación.

El sistema de navegación está constituido por la barrena, el motor de fondo direccionable y la herramienta de medición mientras se perfora (MWD), como se muestra en la siguiente figura 3.1¹⁴

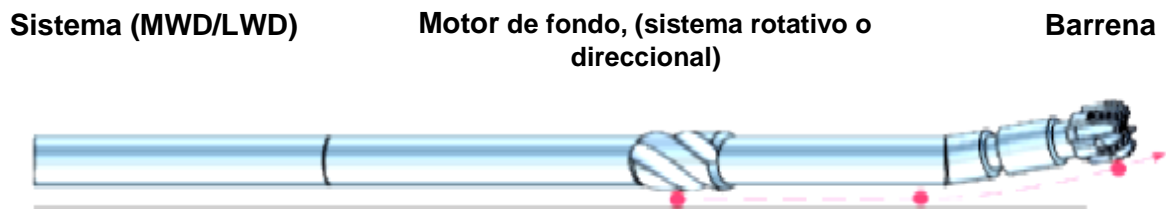


Figura 3.1 Sistema de navegación.

El aparejo de navegación es una junta doble: la primera tiene una dirección y la segunda, es opuesta a la primera. Ambas son imperceptibles e inclinan ligeramente el eje de la barrena. Dependiendo del motor y del ritmo de construcción deseado, el ángulo total de la barrena varía de 0.13° a 0.78° . Este diseño de junta doble permite conservar la excentricidad de la sarta a un mínimo.¹⁵

3.1.- Selección de la barrena

La barrena de perforación es la herramienta utilizada para cortar o triturar los estratos de la roca durante la perforación; el fundamento es lograr el vencimiento de su esfuerzo de compresión de acuerdo con la velocidad de rotación aplicada a la sarta de perforación. La selección de la barrena es crucial para la operación de proyectos de perforación que involucra no solo su aplicación correcta, sino también operarla con los parámetros correctos. La barrena de perforación constituye una fracción del costo total del pozo; sin embargo, representa un componente clave de la economía de construcción del pozo. El tiempo necesario para perforar un pozo se encuentra relacionado directamente con la velocidad con que las barrenas cortan la formación y con el tiempo que conserven sus cortadores. En términos de costo por pie o m perforado invertir en las barrenas adecuadas reduce en forma importante el tiempo de perforación y el número de viajes de tubería.¹⁶

3.1.2.- Tipo de Barrena

Las barrenas tricónicas no tienen efecto en la construcción, permanencia o caída del ángulo; sin embargo, tienen impacto en el azimutal y tienden a “deslizarse” hacia la derecha. Este efecto es más pronunciado con los cortadores largos en formaciones suaves, parcialmente debido a que la velocidad de penetración se acentúa y parcialmente debido a que el cono mayor se contrarresta. De manera contraria, las barrenas con cortadores cortos en formaciones duras tendrán mucho menos tendencia a deslizarse a la derecha.

Las barrenas PDC usando poco efecto de peso y altas velocidades de rotación han demostrado producir una ligera tendencia al “deslizamiento”. Sin embargo, no producen

efecto en el ángulo de desviación. Una barrena con un calibre menor tendrá un impacto mayor en el ajuste del ángulo que una barrena con un calibre mayor, la cual tenderá a mantener la trayectoria. El calibre de una barrena actúa como estabilizador y conforme incrementa el calibre, también incrementará el efecto estabilizador.

Las tendencias direccionales están relacionadas con la dirección de la fuerza resultante en la barrena. En ensambles rotatorios con un estabilizador cercano a la barrena, el ángulo de inclinación de la barrena es pequeño y la magnitud de la fuerza resultante es un factor clave.¹⁷

3.1.3.- Selección de la barrena en función de la formación a perforar

La selección de la barrena se considera clave en el éxito de las operaciones de perforación. La barrena desempeña un rol medular en la optimización de la velocidad de penetración (ROP); esto minimiza los costos del equipo de perforación y acorta el tiempo entre la puesta en marcha de un proyecto y la producción. En fechas recientes se han perforando pozos de alcance extendido cada vez más complejos, en los que una barrena inapropiada, los parámetros de perforación, el BHA o las herramientas de fondo, pueden resultar en aspectos dinámicos indeseados o generar fuerzas que produzcan la desviación del pozo respecto de la trayectoria planificada. Por el contrario, la selección correcta de una barrena resulta en un pozo más geométrico y el proceso de perforación es más continuo. Las características del pozo permiten registrar el agujero con facilidad e instalar la tubería, y seleccionar las herramientas y los instrumentos requeridos para la terminación.¹⁸

En la siguiente figura se puede apreciar los diferentes tipos de barrenas que existen en la industria de la perforación, ver figura 3.2

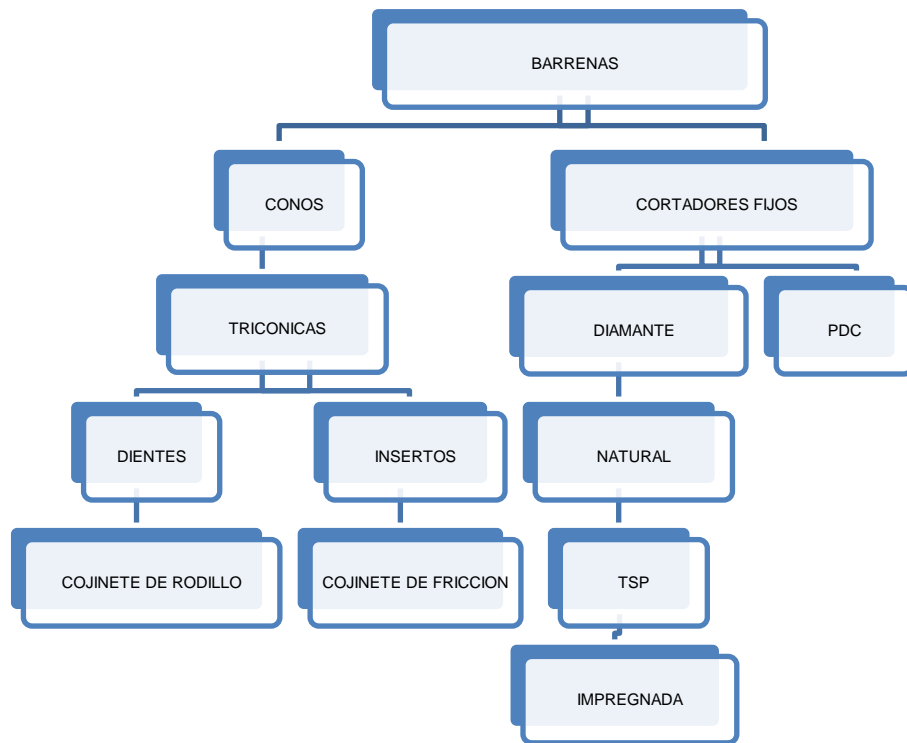


Figura 3.2. Tipos de barrenas.

La primera tarea para seleccionar una barrena en una aplicación específica es realizar la descripción de las formaciones que se perforarán; el conocimiento de las propiedades físicas de la formación indicará el tipo de barrena que se debe seleccionar en intervalos determinados.

El mecanismo de corte de las barrenas PDC (Polycrystalline Diamond Compact) es por arrastre. Además, por sus buenos resultados en la perforación rotatoria, este tipo de barrenas es la más usada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros. También representan ventajas económicas por su versatilidad, diseño y características; las barrenas PDC cuentan con una gama grande de tipos y fabricantes. Algunas son especiales para cada tipo de formación: desde muy suaves hasta muy duras, y en diferentes diámetros según el diseño de los pozos. Además, estas barrenas pueden ser rotadas a alta velocidades, utilizadas con turbinas o motores de fondo, con diferentes pesos sobre barrena por su alta resistencia y manejo fácil según las condiciones hidráulicas.

El resultado más nocivo del diseño deficiente de una barrena es la generación de impactos y vibraciones excesivas en el fondo del pozo. Las vibraciones pueden producir, desde una velocidad de perforación lenta (ROP, por sus siglas en inglés) inducido por un desgaste prematuro de la barrena, hasta el daño y la falla total de los componentes electrónicos de la herramienta, causando fenómenos de perforación conocidos como rebote, atascamiento, deslizamiento (stick-slip), flexión y movimiento en forma de remolino.

El objetivo del diseño de las barrenas de perforación es la creación de una barrena que, conjuntamente con el BHA, la formación a perforar y los parámetros de perforación correctos, alcance un rendimiento óptimo como lo definen: ¹⁸ 1) ROP, 2) durabilidad, 3) estabilidad 4) orientabilidad y 5) versatilidad.

3.2.- Herramientas direccionales comunes

3.2.1.- Sistema navegable con motor de fondo

Hay dos tipos predominantes de motores de fondo impulsados por el flujo de lodo:

- 1) El de turbina, que es básicamente un centrífugo o bombeo axial.
- 2) El de desplazamiento positivo (PDM).

Las turbinas fueron utilizadas hace algunos años, sin embargo, recientemente el PDM se ha constituido como el mecanismo de batalla principal para perforar un pozo direccional.

Los motores de fondo pueden ser de turbina o lóbulos helicoidales. En la figura 3.3 se muestra un diagrama de un motor dirigido, que es la herramienta utilizada para perforar pozos direccionales y se caracteriza por su versatilidad de perforación rotativa y deslizada.

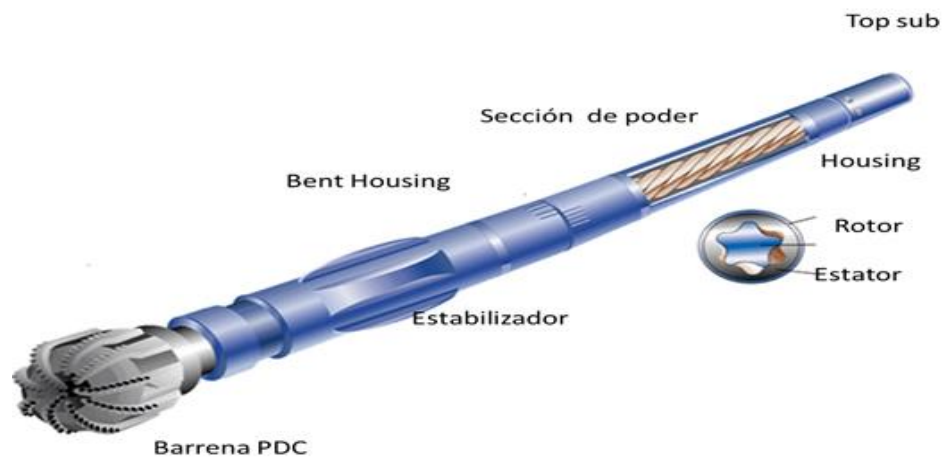


Figura 3.3. Motor de fondo

Los PDM son herramientas accionadas por fluido de perforación que convierten la barrena independiente de la rotación de la sarta de perforación. Los PDM se conocen como "motores de lodo", derivado del hecho de que el fluido de perforación es el fluido de accionamiento. La potencia de un PDM es generada por un rotor y un estator basado en la geometría, como se describe por Moineau (1932). El rotor y estator tienen lóbulos helicoidales que se engranan para formar cavidades selladas helicoidales. Los PDM son herramientas que proporcionan rotación, velocidad y torque a la barrena; también se operan hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Finalmente, los PDM se utilizan para perforar pozos verticales y direccionales.

Las principales ventajas del uso de los motores de fondo son:

- ✓ Proporciona un mejor control de desviación.
- ✓ Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
- ✓ Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- ✓ Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación de la barrena.
- ✓ Generan arcos de curvaturas suaves durante la perforación.
- ✓ Pueden obtener mejores ritmos de penetración.

Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo desviador (bent sub). El ángulo del codo desviador es el que determina la severidad en el cambio de ángulo. Los motores de fondo operan (en la mayoría de los casos) con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua o aceite), lodos con aditivos y materiales obturantes.

El tipo y diámetro del motor seleccionado depende del: diámetro del agujero; el programa hidráulico; el ángulo del agujero al inicio de la operación de desviación y los accesorios (como estabilizadores, lastrabarrenas). Por otra parte, su vida útil depende

del: el tipo de fluido; las altas temperaturas; las caídas de presión en el motor, el peso sobre la barrena y el tipo de formación.

La aplicación principal del control de desviación es limitar el ángulo de inclinación por diversas razones incluyendo: mantener el agujero dentro de líneas territoriales establecidas o dentro de líneas de drenes. El uso de motores de fondo, se ha generalizado en México. Recientemente, se utilizan para iniciar la desviación en un pozo direccional o para corregir la trayectoria de un curso fuera de programa.¹⁹

3.2.2. - Sistema navegable rotatorio

La industria petrolera tiene la misión de ser más precisos en la colocación de los pozos; por esto, se está mejorando los ritmos de penetración y la reducción de los costos de perforación. Las razones técnicas de dicha misión incluyen la reducción en la construcción de la trayectoria para mejorar el drene del yacimiento, rangos exactos de construcción y entradas precisas en pozos horizontales, y control direccional exacto.

Los sistemas rotativos direccionales aparecieron en los últimos años para responder a requerimientos complejos; dichos sistemas han demostrado el potencial de reducir los costos de perforación mientras que proporcionan control direccional mejorado (figura 3.4).



Figura 3.4 Sistema rotatorio.

<p style="text-align: center;">Tabla 3.1. Beneficios de usar herramienta direccional rotatoria (reducción de costos por barril) ²¹</p>		
Control preciso de	Rotación continua	Agujeros más limpio

Los

sistemas rotativos direccionales llaman la atención debido a su potencial para revolucionar la forma de perforar pozos direccionales. Estos sistemas tienen la capacidad de perforar con mayor rapidez, alcance, y precisión que los sistemas dirigibles convencionales. A medida que estos sistemas se vuelven atractivos en la industria, las expectativas de su rendimiento aumentarán. La estabilidad y geonavegación son de mayor prioridad; lo que resulta en mejor control de la trayectoria de los pozos. Todas estas capacidades permiten la perforación de perfiles más complejos en un sólo paso sin la necesidad de viajes a superficie, lo que redundará en mejoras significativas en el rendimiento, tiempo y ahorro monetario.¹⁸

Los sistemas rotativos direccionales permiten planificar pozos de geometrías complejas, incluyendo pozos horizontales y de alcance extendido. También permiten la rotación continua de la sarta de perforación mientras se dirige la trayectoria del pozo; este hecho elimina el deslizamiento, propio de los motores direccionales convencionales.²⁰

desvío	mientras se desvía	
Pozos sin rugosidad	Menor arrastre	Menor riesgo de atascamiento y empaquetamiento
Reducido costo de terminación	Mayor alcance horizontal	Ahorro en tiempo
Reparaciones más fáciles	Menor cantidad de pozos, menor cantidad de equipos	Menor costo por metro
Menor costo por barril		

3.2.3.- Sistema de medición mientras se perfora (MWD)

Los modernos sistemas de medición durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés) envían datos direccionales a la superficie por telemetría de pulsos de lodos; las mediciones son transmitidas como pulsos de presión en el fluido de perforación y decodificadas en la superficie mientras se avanza con la perforación. Además de la dirección y la inclinación, el sistema MWD transmite datos acerca de la orientación de la herramienta de perforación direccional. Estas herramientas indican el lugar de emplazamiento del pozo, mientras que las herramientas direccionales, desde una simple cuchara desviadora hasta los avanzados sistemas direccionales, son los que permiten al perforador mantener el control de la trayectoria del pozo.²²

En la construcción del pozo y mientras se navega, el sistema registro mientras se perfora (LWD, por sus siglas en inglés) proporciona la información geológica; mientras que el sistema MWD (medición durante la perforación) proporciona los datos de dirección del pozo; ambos sistemas son fundamentales para el éxito de la perforación horizontal. Cuando la dirección es estrecha dentro de zonas productivas pequeñas, la distancia de estas mediciones tiene un impacto grande.²³

Debido al desarrollo de la tecnología de telemetría, actualmente existen otras maneras de medir la dirección, la inclinación y la cara de la herramienta, tales como arreglos de magnetómetros y acelerómetros. La energía puede ser proporcionada por baterías, a través de un cable conductor o por un generador accionado por el fluido de perforación. Si la herramienta de medición es colocada cerca de la barrena en el aparejo de fondo, y las mediciones son tomadas durante la perforación, a ésta se le llama: herramienta de medición durante la perforación o MWD.²⁴

Los instrumentos más utilizados en la actualidad para obtener la inclinación y el rumbo de un pozo son:

1. Instrumentos giroscópicos.
2. Herramienta de orientación direccional.
3. Sistemas MWD.

El intervalo de registro se ha estandarizado, de tal manera que se recomienda registrar cada 30 metros de agujero perforado.²⁴

Ninguna otra tecnología utilizada en la construcción de pozos petroleros ha evolucionado tan rápido como la medición durante la perforación (MWD), los registros durante la perforación (LWD), y la geonavegación. Al principio sólo se debatía sobre las condiciones ambientales y mecánicas en la barrena. Con los avances en los componentes electrónicos, la ciencia de materiales y la tecnología de baterías se hizo técnicamente factible realizar mediciones mientras se perfora y transmitir las a la superficie.

Las primeras mediciones que se introdujo comercialmente fueron direccionales, y casi todas las aplicaciones se llevaron a cabo en perforación costa fuera. Era fácil demostrar el ahorro en tiempo de equipo que podrían lograrse por medio de mediciones tomadas durante la perforación y se transmitía a superficie. Las cuales en un principio eran tardadas y puntuales lo que llevaba varias horas - equipo. Mientras con la tecnología MWD se han alcanzado ciertos objetivos de fiabilidad y son menos costosos que la toma individual.

3.2.3.1.- Métodos de adquisición de datos

Los métodos de adquisición de datos se clasifican en:

- Datos en memoria.
- Datos en tiempo real.

Los datos en memoria no son muy prácticos y son costosos en la perforación direccional y es por ello que no son muy usados.

3.2.3.2.- Datos en tiempo real

Los datos en tiempo real son obtenidos por los sensores en fondo que toman muestras de la formación, codifican los datos obtenidos en un formato binario y transmiten los datos a través de algún medio a la superficie. La transmisión es decodificada en superficie, procesada y llevada a un valor confiable, asociada a una profundidad y llevada a un registro en tiempo real. Este proceso, de naturaleza simple, es complejo y requiere una combinación de eventos que ocurran perfectamente para procesar datos.

La industria LWD no crea telemetría, sin embargo adapta ésta de otras disciplinas con MWD.

Los Tipos de Telemetría en MWD son:

1. Telemetría por pulso de lodo
2. Telemetría electromagnética

Telemetría por pulso de lodo

La telemetría por pulso de lodo utiliza un camino de transmisión incompresible (columna de lodo en la tubería) para llevar ondas de presión creadas por un pulsor en el fondo. Los datos pueden ser codificados en muchas diferentes maneras (código Manchester, modulación por posición del pulso, etc.); sin embargo, todos estos métodos requieren que los pulsos de presión se detecten en superficie para poder decodificarse. Con esta técnica se obtiene información rápida del yacimiento, básicamente existen dos clases de herramientas MWD, una es direccional, también conocida como herramienta orientadora, la cual mide inclinación, azimut y la orientación de la cara de la herramienta (barrena). La adición de sensores de formación convierte a la direccional en una herramienta registradora (LWD).²⁵

Actualmente, la perforación de pozos con trayectorias complejas es cada vez más común. Los pozos considerados como marginales, ahora se perforan y terminan a través de horizontes múltiples y configuraciones multilaterales. La evaluación convencional de formaciones, el análisis de datos y la generación de imágenes en tiempo real facilitan el correcto desplazamiento del pozo, la evaluación de la estabilidad del agujero y el control continuo de los parámetros de la perforación.

Las mediciones precisas de alta resolución, mejoradas por la visualización tridimensional (3D) en tiempo real, proveen información útil para tomar decisiones acertadas y oportunas, lo que se traduce en menores riesgos y optimización de la productividad. La tecnología de telemetría y generación de imágenes permiten que los equipos multidisciplinarios a cargo de los activos de las compañías petroleras definan

una trayectoria exacta y caractericen las formaciones en tiempo real antes de adoptar decisiones costosas de perforación y de producción.²⁶

Los mecanismos para transmitir los datos son por medio de telemetría y tienen la dificultad de cubrir volúmenes grandes de información desde el fondo del pozo. La información se almacena en la memoria de la herramienta y posteriormente se recupera cuando la herramienta está en superficie. Todos los sistemas MWD tienen tres subcomponentes típicos con configuraciones diferentes: sistema de potencia, sensor direccional y sistema de telemetría.²⁷

3.2.4.- Sistema de registro LWD

En los últimos 20 años, la industria petrolera incrementó drásticamente la complejidad y el alcance de los pozos de producción; dichos avances se hicieron por la introducción de modernos sistemas rotatorios de perforación direccional y de evaluación de la formación; esto ha permitido a los operadores colocar los pozos en objetivos de una manera más precisa y rentable. En la última etapa donde se extrae el aceite, el sistema LWD cambia sustancialmente la perspectiva y la visión para asegurar la colocación del pozo y la maximizar la producción.

El aspecto de la adquisición de datos en tiempo real es clave para ofrecer respuesta mientras se perfora para y reducir la incertidumbre de la perforación y así optimizar el acceso al yacimiento y la productividad del pozo.

Los beneficios de acceder a los datos durante la perforación tienen como propósito verificar la posición y ajuste de la trayectoria del pozo. Los factores que afectan las mediciones incluyen: la anisotropía, la laminación, los efectos de buzamiento y la litología heterogénea. Además de provocar variaciones grandes en las respuestas de medición, dependiendo del ángulo del agujero. Las respuestas de registro de las distintas mediciones se ven afectadas por varios factores en pozos horizontales y requieren una interpretación y verificación completa.²⁸

En la actualidad, la eficiencia de la perforación, el manejo adecuado del riesgo y la colocación exacta del pozo son puntos clave para disminuir los costos de exploración y desarrollo de un proyecto. La eficiencia de la perforación significa minimizar el tiempo perdido o improductivo al evitar fallas en la sarta de perforación, aprisionamiento y pérdidas o entradas de fluidos; también se deben manejar los riesgos inherentes al proceso de perforación, como la inestabilidad del agujero. La colocación exacta del pozo significa dirigir los pozos a una posición óptima dentro del yacimiento para maximizar la producción. Al mismo tiempo, las restricciones económicas actuales relativas al alto costo de acceso a los yacimientos, con frecuencia llevan a que un pozo hoy tenga acceso a objetivos múltiples, comúnmente sobre largos tramos horizontales.¹⁶

En un principio el direccionamiento en tiempo real utilizaba la velocidad de penetración (ROP), y posteriormente la resistividad, para detectar los bordes de las capas de arena y lutita. Actualmente, los ingenieros de perforación utilizan medidas azimutales obtenidas en tiempo real, que incluyen imágenes del agujero, buzamientos y densidad de la formación, para encontrar el yacimiento y permanecer dentro de la zona de interés del mismo. Estos avances han resultado en un porcentaje mayor de pozos exitosos, en particular pozos de alcances extendidos y horizontales.

La más reciente adquisición en los sistemas de registro LWD es la aparición de una herramienta sónica la cual consta de dos transmisores y cuatro receptores; emite una señal que viaja a través del fluido de perforación, pasa a la formación y regresa a la herramienta, además de un “caliper” ultrasónico especial que permite compensar las medidas por “standoff” y por el estado mecánico del pozo. Esta herramienta presenta cambios con respecto al diseño de su contraparte de las herramientas a cable. Dichos cambios se relacionan con los esfuerzos que deben soportar la herramienta, el ruido en las operaciones de perforación y la recuperación de los datos.

Con el desarrollo logrado hasta el momento en la tecnología LWD, se ha logrado construir un conjunto básico de medidas que permiten una evaluación bastante detallada del yacimiento; además, se ha logrado consolidar como un servicio que puede reemplazar en muchas situaciones a los servicios de registros a cable, especialmente en aplicaciones de perforación horizontal.

Las herramientas básicas que conforman la tecnología de registro LWD son: densidad, neutrón, rayos gamma, resistividad y sónica. Las tres últimas se describen como herramientas individuales; mientras la descripción de densidad y neutrón se hace de manera simultánea en algunas herramientas y en otras de manera individual.

CAPÍTULO IV.- FLUÍDOS DE PERFORACIÓN EN POZOS HORIZONTALES

La industria de la perforación dirige su interés en los pozos direccionales y horizontales, y promueve la atención en aspectos como la limpieza del pozo, la suspensión de sólidos y la estabilidad del agujero. El fluido de perforación juega un papel sobresaliente en dichas operaciones. Los fluidos convencionales se han modificado y manipulado en la búsqueda de un rendimiento adecuado, sin embargo, el diseño y las características de un fluido no convencional se busca con el propósito de perforar pozos horizontales en forma apropiada.³⁰ Los fluidos de perforación están basados en su capacidad para lograr funciones esenciales y minimizar los problemas que puedan suscitarse durante la perforación del pozo.

4.1.- Funciones de los fluidos de perforación

Los fluidos de perforación cumplen una función trascendental en los pozos horizontales, donde las diferenciales de presión bajas del yacimiento al pozo, hacen que las operaciones de limpieza resulten difíciles. Los fluidos de perforación convencionales cargados de sólidos deben evitarse durante la perforación de intervalos horizontales. En su sustitución, deberían usarse fluidos de perforación no dañinos. Muchos fluidos pueden ser usados como fluidos de perforación, incluyendo los fluidos con base en agua, aceite y sintético.

Durante las operaciones de perforación, el lodo desempeñará diversas funciones incluyendo^{31, 32, 33.}

1. Controlar el flujo de fluidos de las formaciones hacia el pozo.
2. Levantar y sacar a la superficie los recortes o fragmentos de roca que corta la barrena.
3. Formar un enjarre y de esa forma detener las paredes del pozo.
4. Enfriar y lubricar la barrena en el fondo del pozo.
5. Suspender los recortes y demás sólidos cuando el lodo está estático.
6. Reducir la fricción de la formación con la sarta de perforación.
7. Transmitir potencia hidráulica a la barrena.
8. Reducir el daño a la formación.
9. Facilitar la cementación y la terminación
10. Minimizar el impacto al ambiente

Cuando se controla la reología de los fluidos de perforación, se logran las funciones primarias indicadas anteriormente, las cuales son clave para una operación exitosa.³¹

La principal función del fluido de perforación es la de transportar los recortes de la formación a la superficie. Sin embargo, en la sección horizontal del pozo se forma una cama continua de sólidos en la parte baja, que se origina por el asentamiento de agentes densificantes y recortes perforados que se desprenden de la corriente del lodo.³⁴

La perforación de pozos horizontales y de ángulo alto es difícil de construir. La tecnología y la técnica se han desarrollado grandemente como para que cada empresa puede perforar con confianza. Los problemas principales de perforación como limpieza deficiente del pozo, torque excesivo o fricción, inestabilidad del agujero, atrapamiento de sarta de perforación, pérdida de circulación, trabajos de cementación deficiente, problemas asociadas con la toma de registros eléctricos y daño a la formación pueden resultar si el fluido de perforación está mal diseñado o ejecutado.³⁰

4.2.- Diseño de los fluidos de perforación en pozos horizontales.³⁵

Las características claves del fluido de perforación para pozos verticales son para controlar la presión, proporcionar propiedades físicas y químicas para la estabilidad del agujero y asegurar la limpieza eficiente. Mientras que en la perforación de pozos horizontales se deberá de tener más atención y requisitos; estos últimos incluyen estabilidad, transporte de recortes, lubricidad y control de daño a la formación. El incumplimiento de cualquiera de los requisitos en pozos de alto ángulo y horizontales resultan costosos, y aumenta la posibilidad de pega de tubería y la pérdida de productividad de los pozos.³⁰

4.3.- Estabilidad del pozo

Con el aumento en la desviación del agujero, el pozo experimenta cada vez más la sobrecarga del esfuerzo vertical, en contraste con el horizontal en pozos verticales. Generalmente, se necesita una densidad mayor para soportar la carga impuesta a la pared del pozo por los esfuerzos en el fondo y para evitar el colapso del mismo. La presión hidrostática debe ser suficientemente alta para controlar la presión de la columna, y no debe exceder la presión de fractura para evitar la fractura de la formación y la pérdida de circulación.³⁰ Al reducir la presión, el esfuerzo compresivo en la pared del pozo tiende a aumentar. Cuando el esfuerzo compresivo alcanza un valor superior a

la resistencia a la compresión de la formación, el pozo falla por compresión, lo que origina el colapso del pozo.

La fractura del pozo se debe a que éste falla por tensión. El incremento en la presión produce un esfuerzo de tensión en la pared del pozo. Cuando el esfuerzo máximo de tensión es mayor que la resistencia a la tensión de la formación, ésta se fractura causando pérdida de circulación. Con base a lo anterior, es necesario establecer un rango de presión para evitar que el pozo falle por tensión o compresión. Este rango de presiones deberá estar entre la presión de fractura de la formación y la presión crítica del pozo.

La inestabilidad del pozo es un proceso que puede prevenirse; una forma es mediante el balance de la presión dentro del rango permisible establecido anteriormente. La estabilidad del pozo depende de los esfuerzos tectónicos en la región, la orientación del agujero y de las propiedades mecánicas de la formación, por lo que este problema deberá tratarse particularmente. El uso de un modelo teórico permite determinar la falla, y se puede complementar con pruebas en el campo y laboratorio.³⁴

4.4.- Limpieza de agujeros en pozos horizontales

Conforme la inclinación del hoyo aumenta, el deslizamiento axial de la partícula cambia a un deslizamiento radial, haciendo que los recortes sucumban a la parte baja del pozo. El transporte de recortes es más complejo y con frecuencia se forma una cama de éstos en la parte baja del agujero.

4.4.1. Variables que más afectan la limpieza del pozo

4.4.1.1 Velocidad anular

La velocidad anular es la variable más importante en la limpieza del agujero en un pozo horizontal; cualquier aumento en la velocidad anular disminuye el tamaño de la cama de

recortes formado en la parte baja del agujero. En la figura 4.1 se muestran tres tipos de flujo para 115, 172 y 229 ft/min. Cada aumento en la velocidad anular muestra una disminución correspondiente a la concentración de los recortes, incluso cuando se forma una cama de recorte; al aumentar la velocidad anular la cama se erosiona y el sistema queda en equilibrio.³⁶

4.4.1.2.- Régimen de flujo y viscosidad

La viscosidad y el punto de cedencia del fluido de perforación hacen poca diferencia en la capacidad de limpieza en agujeros de más de 30°. Deberá notarse las tres curvas para una velocidad anular de 115 ft/min (figura 4.1). La curva que muestra la limpieza más pobre corresponde a agua clara, mientras que el fluido con mayor capacidad de limpieza del pozo es una bentonita delgada y una mezcla de agua con una viscosidad plástica de 3.0 y un punto de cedencia de 2.0. A medida que aumenta la velocidad anular, la diferencia en la capacidad de limpieza del pozo causada por la viscosidad disminuye.³⁶

El régimen de flujo afecta a la capacidad de limpieza del fluido. La diferencia entre la capacidad de limpieza entre un lodo pesado y uno ligero con una velocidad de 115 ft/min se debe más al régimen de flujo y no a la viscosidad (figura 4.1). El fluido ligero está en flujo turbulento y el lodo pesado en flujo laminar, tanto Tomren et al³⁷, como Zamora y Hanson³⁸ concluyeron que los fluidos ligeros en flujo turbulento tienen mejor capacidad de limpieza que los fluidos pesados en flujo laminar cuando las condiciones en el pozo se mantienen constantes.

La limpieza efectiva y un acarreo de recortes seguro requieren de las siguientes condiciones en el fluido:³⁹

1. la velocidad anular del fluido es un parámetro clave en el transporte de recortes. Si surge un problema en la limpieza del hoyo, puede mejorarse el transporte de recortes aumentando el flujo a gasto máximo.

2. En el flujo laminar, las relaciones más altas del punto de cedencia a la viscosidad plástica (PC/VP). El mejoramiento en la reología del fluido tiene menos efecto en el transporte de recortes.
3. La excentricidad de la tubería dificulta el transporte de recortes a medida que la velocidad del fluido se reduce en las secciones más angostas del espacio anular.
4. Cuando el fluido en el espacio anular hace un barrido laminar, delgado y turbulento seguido por un barrido espeso, se puede facilitar la limpieza del hoyo agitando primero los recortes y luego sacándolos del hoyo.
5. puede complementarse la limpieza hidráulica del hoyo con medios mecánicos.

Los viajes cortos y la rotación de la sarta de perforación (cuando sea posible) perturban el lecho de recortes y estimulan el transporte. Los equipos con “top drive” tienen la ventaja de permitir la rotación de la tubería y la circulación durante un viaje.

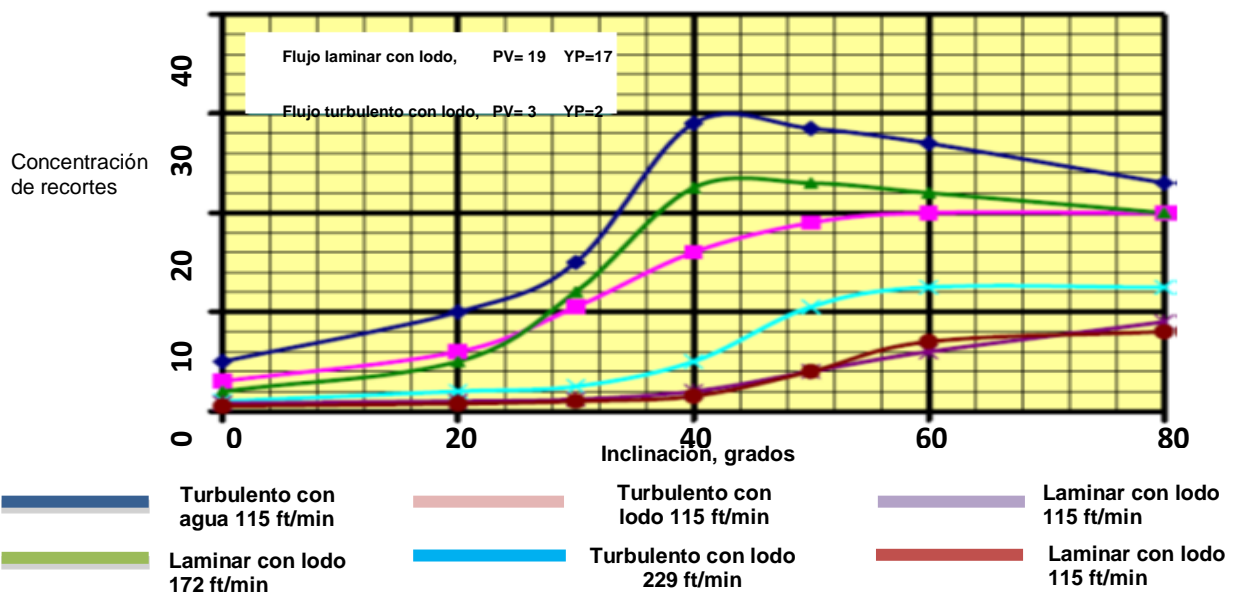


Figura 4.1 Efectos de la inclinación en la eficiencia de la limpieza del agujero.

La limpieza defectuosa del pozo puede dar lugar a la pegadura de la tubería, altos torques y arrastre, menor velocidad de penetración, fracturas a la formación y problemas en la dirección de pozos.^{31,40} Aproximadamente, un tercio de los problemas de aprisionamiento de la tubería se deben a la limpieza inadecuada del pozo.^{34, 40} La optimización del diseño hidráulico de perforación queda libre de problemas, por lo tanto se requiere una buena comprensión de la mecánica de transporte de recortes.

Ciertos experimentos han demostrado que la limpieza del pozo se ve afectada por varios parámetros, tales como la geometría del pozo (diámetro, inclinación y excentricidad), las características del recorte (tamaño y porosidad), las propiedades del fluido de perforación (reología, densidad y coeficiente de arrastre) y los parámetros de perforación (velocidad y gasto durante la perforación).⁴⁰ Los recortes de perforación deben retirarse del pozo conforme se generen por la barrena. Para esta acción se circula fluido de perforación. El fluido arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, así como de unidos a la velocidad de penetración (ROP), la rotación de la tubería y viscosidad, la densidad y la velocidad anular del fluido de perforación.³²

La viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad (agua por ejemplo) y son difíciles de circular fuera del pozo. Generalmente, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes.

La mayoría de los lodos de perforación son tixotrópicos, es decir que se gelifican bajo condiciones estáticas. Esta característica puede suspender los recortes mientras que se efectúan las conexiones de las tuberías y otras situaciones durante las cuales no se hace circular el lodo. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.

En los pozos horizontales los recortes se acumulan a lo largo de la parte inferior del pozo, formando camas. Estas restringen el flujo, aumentan el torque y son difíciles de eliminar. Comúnmente, se usan dos métodos para limpiezas difíciles, que suelen ser encontradas en los pozos de alto ángulo y horizontales:³²

- 1) El uso de fluidos tixotrópicos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tiene una alta viscosidad a muy baja velocidad de corte y condiciones de flujo laminar.** Estos tipos de fluidos incluyen los sistemas de biopolímeros y las lechadas de bentonitas floculadas. Dichos sistemas de fluidos de perforación proporcionan una alta viscosidad con un perfil de velocidad anular relativamente plano, limpiando una mayor porción de la sección transversal del pozo. Este método tiende a suspender los recortes en la trayectoria de flujo del lodo e impide que los recortes se sedimenten en la parte baja del pozo.

- 2) El uso de un gasto alto y de un lodo fluido para obtener un flujo turbulento.** El flujo turbulento proporcionara una limpieza buena del pozo e impedirá que los recortes se sedimenten durante la circulación. Sin embargo, éstos se sedimentaran rápidamente cuando se interrumpa la circulación; este método funciona manteniendo los recortes suspendidos bajo el efecto de la turbulencia y de las altas velocidades anulares.

Durante la perforación, se sugiere bombear baches de baja viscosidad y con movimientos de sarta, seguidos de baches viscosos para asegurar la limpieza del agujero; esto es debido a que el fluido de baja viscosidad provoca turbulencia en el fondo que mecánicamente perturba la cama de recortes y el fluido de alta viscosidad barre los recortes fuera del agujero.³⁰

4.5.- Control del daño a la formación⁴¹

Es muy importante no pasar inadvertido el daño a la formación en la zona productora que se ocasiona por los fluidos de perforación que pasan mucho tiempo en contacto con el yacimiento, mientras se perfora la sección horizontal y porque muchos de estos pozos no siempre son cementados o entubados. Por lo tanto, es indispensable usar fluidos con baja pérdida de filtrado y de bajo contenido de sólidos, así mismo debe asegurarse que el enjarre se pueda remover efectivamente durante la fase de terminación, que los agentes obturantes sean solubles en agua o en ácido y disponer de buen equipo de limpieza lo bastante sensible al manejo de un gran rango de sólidos.

La propiedad básica de un fluido de perforación es su densidad; ésta deberá ser mantenida dentro de las especificaciones, limitada estrechamente para mantener todo el tiempo la estabilidad del agujero, deberá ser lo suficientemente grande para ejercer una presión hidrostática capaz de controlar las presiones de formación y soportar las paredes del pozo, además de ser lo suficientemente baja para evitar fracturar a la formación.³⁴

Un estudio detallado del yacimiento es esencial para la adaptación de un sistema de fluidos que no perjudique la zona productora. El líquido no debe causar destrucción de la permeabilidad de la roca alrededor del pozo; el fluido ideal debe proporcionar el máximo retorno.

4.6.- Lubricidad

El torque y arrastre son problemas cruciales en la perforación de pozos horizontales o de alto ángulo. Los fluidos poliméricos con bajo contenido de sólidos son los mejores sistemas para obtener una lubricidad buena en el pozo. Con este sistema se han perforado yacimientos carbonatados con resultados exitosos. Los fluidos con base aceite utilizados para la perforación de los yacimientos de areniscas proporcionan una excelente lubricidad.³⁰

4.7.- Excentricidad de la tubería

La excentricidad de tuberías puede contribuir a problemas de limpieza del pozo, especialmente con los fluidos no newtonianos. En un estudio realizado por Tomren et al.,³² cuando se tiene una buena excentricidad de la tubería se tiene mejor limpieza del pozo. Cuando se perfora un pozo en la zona de inclinación de 35°, la tubería se sitúa cerca de la parte baja del agujero y causa que la limpieza del pozo sea . Cuando se está en la zona de 55°de inclinación, la tubería está cerca de la parte alta del agujero causando poca limpieza. Entre 35° y 55°, los resultados son los menos favorables en la limpieza del agujero.

En un pozo direccional la tubería muy rara vez se centra en el agujero; construyendo ángulo, la tubería estará en la parte alta del agujero, pero tumbando ángulo se colocara en la parte baja del agujero, si la sarta está girando la tubería tiende a estar a un costado del agujero.³⁰

4.8.- Variable mecánica para la limpieza de la sección horizontal

El movimiento de la tubería de perforación es una consideración notable en la limpieza del pozo. La experiencia de campo muestra que sólo circular sin mover la sarta de perforación no limpia el agujero. Se ha observado que después de alcanzar la profundidad total del pozo se circula hasta que no salen recortes en la superficie. Entonces la sarta de perforación se gira y después de un tiempo de circulación el volumen de recortes próximos en la superficie aumenta, aunque el tamaño de recortes sea pequeño; y cuando se hace girar (movimientos recíprocos y circular) a la vez el volumen de recortes aumenta. Cuando se detiene el movimiento de la tubería, el regreso de los cortes a la superficie disminuye. Cuando se reanuda el movimiento de la tubería, el volumen de recortes vuelve a aumentar en la superficie. Esto indica que sin movimiento de la tubería no es posible limpiar el agujero.

El estudio de laboratorio por Tomren et al.³² Indica que la rotación de tubería ayuda a la limpieza del pozo. Así mismo, Zamora y Hanson³³ indican que la rotación de la tubería ayuda a la limpieza del pozo, que es más efectiva con lodos viscosos.

Otros datos de campo indican que la rotación de la tubería mejorará la limpieza del pozo. Durante la perforación de un pozo horizontal con un sistema orientable en el modo navegable (sin rotación de la tubería) el arrastre aumenta. El incremento en la resistencia es una indicación de la limpieza inapropiada del pozo. Después de reanudar la rotación la fricción disminuyó. En este caso, la rotación durante la perforación hizo diferencia en la limpieza del pozo.³⁰

La práctica común es dejar de perforar, circular y limpiar el tramo perforado mediante el uso de baches viscosos, con movimientos recíprocos y rotación de la tubería. El equipo técnico de perforación debe reconocer cuándo y qué tiempo se debe de suspender la perforación para llevar a cabo la limpieza del pozo.

4.9.- Problemas de limpieza de agujeros asociados con la inclinación²⁹

El problema de la limpieza del agujero en la perforación de pozos direccionales está en función de la inclinación. La limpieza de un pozo horizontal o de alto ángulo varía de acuerdo a ciertos rangos específicos de inclinación.

Pozos con inclinación de 0° a 10°

En términos prácticos, los pozos con inclinaciones entre 0° y 10° se comportan igual que los pozos verticales.

Pozos con inclinación de 10° a 30°

Con velocidades menores de 120 ft/min, los recortes se depositan en la parte baja del agujero y se deslizan por la pared del pozo. En distancias cortas, se mueven en la parte de mayor velocidad dentro del espacio anular y se prolongarán hasta el agujero. El

fenómeno se repite continuamente hasta que los recortes se levantan fuera del agujero. En general, la capacidad de limpieza del pozo con este grado de inclinación es menos eficiente que en pozos verticales; sin embargo, por lo general es aceptable. Esto supone que la capacidad de levantamiento del lodo es lo suficientemente alta como para sacar los recortes del agujero como en pozos verticales.

En situaciones con velocidades anulares superiores a 120 ft/min, los recortes no son capaces de formar una cama en la parte baja del agujero, sino que se llevan a la boca del pozo a lo largo de la parte baja. Con gastos mayores a 180 ft/min, los cortes se deslizan sin problemas a lo largo de la parte baja del agujero. La figura 4.1 es una representación gráfica de la concentración total de recortes contra la inclinación del pozo. La concentración total de recortes es una medida de la eficiencia de la limpieza del pozo, se debe tomar en cuenta que para un pozo vertical la concentración total de recortes varía de uno a cinco y hay un cambio a partir de cuándo se tiene un ángulo de desviación de 10°. A partir de 10° a 30°, la eficiencia de la limpieza del pozo disminuye, especialmente a velocidades anulares inferiores a 120 ft/min.

Pozos con inclinación de 30° a 60°

La limpieza de recortes en pozos direcciones es crítica dentro del rango de inclinación de 30° y 60° y de 40° y 50°, que son los más difíciles. La figura 4.1 muestra que la mayor acumulación de recortes en el pozo se produce sobre estas inclinaciones. En experimentos llevados a cabo por Tomren, et al.,⁴² una cama de recortes formado en pozos con 40° de inclinación y una velocidad anular de 150 ft/min es menor a una cama formada en un pozo con ángulo de 50° y 180 ft/min.

Los estudios de Zamora y Hanson³⁸ también revelaron que en este rango de inclinación la limpieza del pozo es crítica. Esta cama no se forma rápidamente sino que se deslizan por las paredes de pozo hasta quedar en la parte baja del agujero. Las fuerzas de arrastre asociados con el fluido de perforación que van más allá de la cama tiende a reducir la velocidad de los recortes que se deslizan hacia abajo.

Cuando la bomba se saca, la fuerza de arrastre no existe y los recortes se deslizarán hacia abajo del pozo más fácilmente. Los recortes pueden empujar la sarta de perforación causando torque excesivo y arrastre y así causar una pega. Este fenómeno se muestra en la figura 4.2. Los recortes se deslizan hacia abajo del pozo hasta que alcanzan la parte inferior. La inclinación máxima es una función del tipo de fluido de perforación y la rugosidad de la boca del pozo, pero será generalmente entre 55° a 70° .

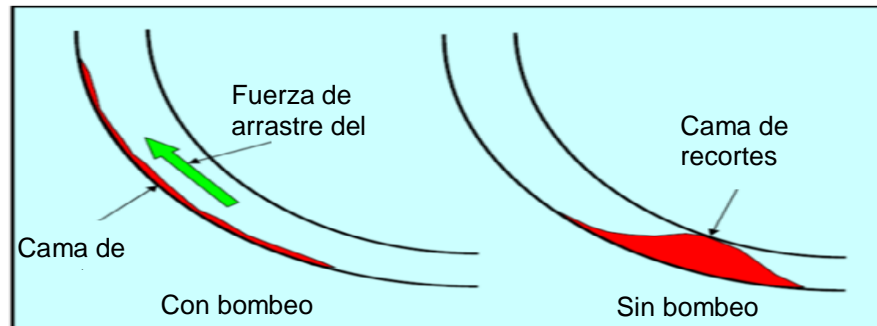


Figura 4.2 Cama de recortes con bombeo y sin bombeo de lodo

En los pozos direccionales con inclinaciones de menos de 40° , los recortes caerán a la parte inferior del agujero. En pozos horizontales o de inclinación grande, los recortes se reducirán a una inclinación máxima. En estos tipos de pozos, los recortes no caen hacia abajo sino que lo hacen a la parte baja del agujero y se deslizan hacia abajo hasta que la inclinación alcanza un valor crítico.

Pozos con inclinación de 60° a 90°

Por encima de una inclinación de 60° , la formación de la cama de recortes es de lo más complicado para la limpieza del agujero, como se puede ver en la figura 4.1. Por encima de 60° , los recortes no se deslizan hacia el fondo del pozo sino a la parte baja del agujero que reduce el volumen total en esta sección y aumenta la velocidad anular. Conforme aumenta la velocidad anular, el fluido de perforación erosionará la cama más rápido.

4.10.- Modelo de transporte de recortes en pozos horizontales

Debido a que la limpieza de la sección horizontal es uno de los temas de mayor relevancia en la construcción de pozos horizontales se considera prudente enfocarse en la información para prevenir y hacer una buena limpieza del pozo a través de prácticas y diseño de los fluidos que se ocupan para perforar los pozos.

La deficiente limpieza del pozo puede dar lugar a pegadura de la tubería, altos torques y arrastre, menor velocidad de penetración, fractura de la formación y problemas en la dirección de pozos.⁴² Se ha estimado que un tercio de los problemas de atrapamiento de la tubería se deben a la inadecuada limpieza del pozo.⁴⁴

Algunos experimentos han demostrado que la limpieza del pozo está afectada por varios parámetros, incluyendo la geometría del pozo (diámetro, inclinación, y excentricidad), las características del recorte (tamaño y porosidad de la cama), las propiedades del fluido de perforación (reología, densidad y coeficiente de arrastre) y los parámetros de perforación (velocidad, gasto y circulación).⁽⁴⁵⁻⁴⁶⁾

La mayoría de los modelos existentes no toman en cuenta la velocidad de deslizamiento entre sólidos y fluidos de perforación. En algunos casos, los autores desprecian la velocidad de deslizamiento y tratan el flujo de la mezcla de líquido-sólidos como flujo homogéneo,^(47, 48, 49,50) mientras que otros autores suponen que la velocidad de deslizamiento es igual a la velocidad de sedimentación de sólidos.⁵¹ A medida que la perforación avanza, los recortes se depositan continuamente a lo largo de la sección horizontal.

Los recortes y la integridad operacional, tienen un límite crítico para el riesgo de pérdida de circulación debido a la alta densidad equivalente de circulación (ECD por sus siglas en inglés), el aumento de la probabilidad de pega de la sarta, alta resistencia y torque. En un modelo transitorio de transporte de recortes, es necesario un mejor diseño de la hidráulica de perforación; en particular, para la perforación de secciones horizontales largas y de alcance extendido (ERD, por sus siglas en inglés).

Se desarrolló un modelo transitorio mecanicista para entender el transporte de recortes en pozos horizontales con fluidos de perforación para pozos convencionales. La predicción de la formación de la cama de recortes se presenta como una función de diversos parámetros de perforación. A continuación se describe el modelo.

Desarrollo del Modelo

Un modelo de dos capas se desarrolló para investigar el transporte de recortes con un fluido de perforación en pozos horizontales. La capa superior se compone de fluido de perforación con una concentración baja de recortes en suspensión. La capa inferior está hecha de una cama de recortes fija o móvil. Esta cama de recortes se considera compacta y uniforme con una concentración de 0.52 de recortes. En la figura 4.3 se puede observar esquemáticamente el modelo de dos capas. Este enfoque ha sido utilizado originalmente para el transporte de fluidos en suspensión en tuberías. ^(47,49)

Varios modelos de transporte de recortes también han utilizado el enfoque de dos capas. ^(51,52), con dicho propósito se siguen las premisas:

- 1) La reología del fluido de perforación está representado por un modelo de ley de potencia
- 2) se supone que los recortes son esféricos con tamaños uniformes, la forma y la velocidad en un área de sección transversal dada del pozo.
- 3) Existe deslizamiento de los recortes entre el fluido de perforación.

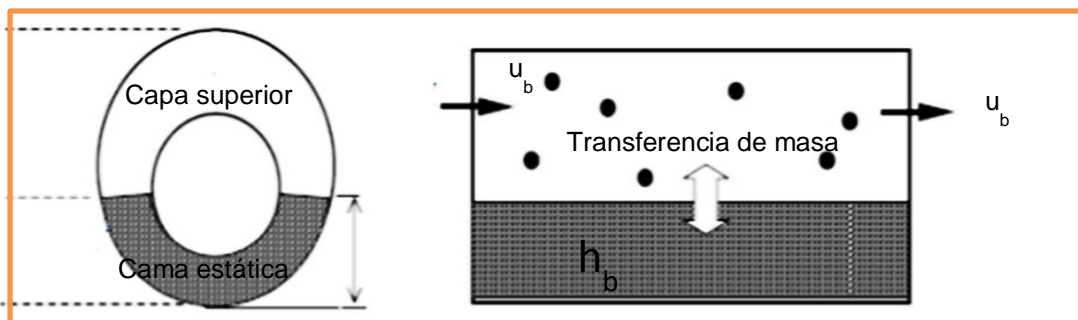


Figura 4.3 Modelo de dos capas para transporte de sólidos en pozos horizontales

Ecuaciones de continuidad y momentum

Las ecuaciones (4.1) y (4.2) describen la relación de la conservación de masa del fluido de perforación y sólidos, respectivamente:

$$\frac{\partial}{\partial t}(A_o C_f) + \frac{\partial}{\partial x}(A_o C_f u_f) = -\frac{A_o \Delta s_f}{\rho_f} \dots\dots\dots 4.1$$

y

$$\frac{\partial}{\partial t}(A_o C_s) + \frac{\partial}{\partial x}(A_o C_s u_s) = -\frac{A_o \Delta s_s}{\rho_s} \dots\dots\dots 4.2$$

Dónde Δs_f y Δs_s son los de cambios de la masa de las partículas de fluido y sólido por unidad de volumen en la perforación del pozo, respectivamente, esto se debe principalmente a los intercambios de masa entre las dos capas.

Las relaciones de conservación y de impulso para el flujo de fluido de perforación y sólidos en pozos horizontales pueden ser expresadas por las ecuaciones (4.3) y (4.4), respectivamente:

$$\frac{\partial}{\partial t}(A_o C_f \rho_f u_f) + \frac{\partial}{\partial x}((A_o C_f \rho_f u_f^2)) = -C \frac{\partial(A_o p)}{\partial x} - A_o B_v (u_f - u_s) - \frac{1}{2} C_f f_f \rho_f u_f^2 S_o \dots 4.3$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(A_o C_s \rho_s u_s) + \frac{\partial}{\partial x}((A_o C_s \rho_s u_s^2)) = -C \frac{\partial(A_o p)}{\partial x} - A_o B_v (u_f - u_s) - \frac{1}{2} C_s f_s \rho_s u_s^2 S_o \dots 4.4$$

En las ecuaciones (4.3) y (4.4), C_f y C_s denotan la concentración volumétrica de fluido de perforación y sólidos. La suma de estas dos concentraciones es igual a uno.

$$C_f + C_s = 1.0 \dots\dots\dots 4.5$$

Condiciones fuente

Si la velocidad del fluido de perforación es menor que la velocidad crítica de depositación, los sólidos se caen de la mezcla de la capa superior y se depositan formando una cama. Si se supone que el aumento de la altura de la cama de sedimentos es debido a la deposición es Δh_b (figura 4.2) durante el tiempo Δt , el cambio de la deposición de flujo de partículas por unidad de volumen es:

$$\Delta S_s = \frac{\Delta V_b \rho_s}{\Delta t V_o} \dots\dots\dots 4.6$$

ΔV_b y V_o puede ser expresado como sigue:

$$\Delta V_b = C_b \Delta A_b \Delta x \dots\dots\dots 4.7$$

y

$$V_o = A_o \Delta x \dots\dots\dots 4.8$$

Combinando la ecuación 4.6 a la 4.8, el término fuente de la fase solida se puede expresar como sigue:

$$\Delta S_s = \frac{(1-C_b)\rho_f}{\Delta t} \left(\frac{\Delta A_b}{A_o} \right), \dots\dots\dots 4.9$$

dónde A_b representa la porción de área de sección transversal que consiste en partículas depositadas, ΔA_b representa el cambio del área de sección transversal que consiste de sólidos durante Δt y C_b es la concentración de la cama depositada.

El fluido de perforación pasará en los poros de la cama de sedimentos. El cambio correspondiente al gasto de perforación del flujo de masa de fluido por unidad de volumen es:

$$\Delta S_f = \frac{(1-C_b)\rho_f}{\Delta t} \left(\frac{\Delta A_b}{A_{an}} \right), \dots\dots\dots 4.10$$

Ecuaciones de la reología de los fluidos de perforación y ecuaciones de cierre

Caracterizando los fluidos de perforación con la ley de potencia, generalizando se define por la ecuación (4.11):

$$\tau = K\gamma^n \dots\dots\dots 4.11$$

El factor de fricción del fluido, f_f en la ecuación (4.3), depende del el patrón de flujo. Para flujo laminar, f_f , se calcula utilizando la ecuación (4.12):

$$f_f = \frac{16}{Re_f} \dots\dots\dots 4.12$$

Para flujo turbulento, se utiliza la correlación de Dodge y Metzner ecuación (4.13):⁵³

$$\sqrt{\frac{1}{f_f}} = \frac{4}{n^{0.75}} \log \left(Re_f f_f^{1-n/2} \right) - \frac{0395}{n^{1.2}}, \dots\dots\dots 4.13$$

dónde Re_f es el número de Reynolds generalizado para fluidos representados por la ley de potencia:

$$Re_f = \frac{\rho_f D_H^n u_f^{2-n}}{8^{n-1} K \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n} \dots\dots\dots 4.14$$

En las ecuaciones de movimiento [ecuaciones (4.3) y (4.4)], β_v es un coeficiente que tiene en cuenta la fuerza de arrastre entre el fluido de perforación y sólidos.

$$\beta_v = \frac{3C_s}{4d_s} \rho_f C_D (u_f - u_s) \dots\dots\dots 4.15$$

Chien⁵⁴ desarrolló una ecuación (4.16) para calcular el coeficiente de arrastre para fluidos con ley de potencia ecuación (4.16) y se hizo una corrección sustituyendo en la ecuación (4.15) para calcular el término de fuerza de arrastre β_v .

$$C_D = \frac{30}{Re_s} + \frac{67.289}{e^{5.03\psi}} \quad 0.2 \leq \psi \leq 1.0 \quad \dots\dots\dots 4.16$$

En la ecuación (4.16), ψ denota esfericidad, y $0.001 < Re_s < 200,000$

Velocidad crítica de depositación

Una forma para encontrar las condiciones críticas de flujo, es la determinación de la velocidad crítica de suspensión como función de la concentración de sólidos, propiedades de fluidos, característica de sólidos y geometría de la tubería. Oroskar y Turian⁵⁵, desarrollaron una correlación basada en el balance de la energía requerida para suspender una partícula con energía efectiva de turbulencia, para predecir la velocidad crítica; la correlación es:

$$\frac{u_c}{\sqrt{gd_s \left(\frac{\rho_s}{\rho_1} - 1 \right)}} = 1.85 C_s^{0.1536} (1 - C_s)^{0.3564} \left(\frac{d_s}{D} \right)^{-0.378} \tilde{N}_{Re}^{0.09} X^{0.3}, \quad .4.17$$

donde u_c es la velocidad crítica de depositación, g es la aceleración de la gravedad, d_s es el diámetro de la partícula, X denota a un coeficiente que podría ser obtenido de la función error, D es el diámetro de la tubería y \tilde{N}_{Re} es el número de Reynolds modificado expresado como:

$$\tilde{N}_{RC} = \frac{D\rho_1}{\mu} \sqrt{gd_s \left(\frac{\rho_s}{\rho_1} - 1 \right)} \quad \dots\dots\dots 4.18$$

Shah y Lord⁵⁶ confirmaron que esta correlación es aplicable a transportes de sólidos en tuberías horizontales usando fluidos de fracturas no newtonianos. Shook et al.⁵⁷ También sugirieron que la correlación de Oroskar y Turian es la más adecuada en correlaciones de velocidad crítica para líquidos viscosos.

Condiciones de frontera.

Los gastos de fluido de perforación se deben especificar para calcular la concentración de los recortes en el espacio anular. La ecuación (4.19) define la concentración de recortes en el límite (ejemplo: barrena de perforación) como una función del gasto de perforación, la velocidad del fluido y la geometría del espacio anular:

$$(C_s)_0^n = \frac{R D_h^2}{3600(u_f - u_t)(D_h^2 - D_{dp}^2)} \dots\dots\dots 4.19$$

Condiciones iniciales

La velocidad inicial del fluido de perforación se ajusta a cero debido a que está en condiciones estáticas antes de que comience la perforación. La presión inicial en la cara de la formación se considera igual a la presión del yacimiento.

Método de Solución

El método conocido SIMPLE (ecuación de presión Semi-implícitos) se emplea para resolver las ecuaciones de flujo totalmente suspendido [ecuaciones (4.1) a (4.4)]. El método SIMPLE ha sido aceptado como una técnica de cálculo efectivo y es ampliamente utilizado para el modelado de flujo de una sola fase. El método fue desarrollado originalmente por Patankar⁵⁸ y modificada posteriormente por Crowe et

al.⁵⁹ para flujo multifásico. La solución de las ecuaciones (4.1) a (4.4) proporciona la distribución de concentración de recortes, la velocidad del líquido y la presión a lo largo de la sección horizontal.

El método para determinar la altura de las camas de recortes usando la distribución de la concentración de recortes en el espacio anular se describe a continuación:

Método para determinar la altura de la cama de recortes

Una técnica de prueba y error se ha utilizado para determinar la altura de la cama de recortes, h_b . Se describe el procedimiento de cálculo a continuación:

Paso 1. Resolver la ecuación (4.11) a (4.5) para el flujo completamente suspendido. Inicialmente, se supone que no hay cama formada y los sólidos están dispersos en el fluido de perforación. La Velocidad y distribución de las concentraciones de sólidos se calculan a continuación, a lo largo del pozo horizontal.

Paso 2. Se supone un incremento de altura de la cama. El criterio para la determinación de "si hay una cama o no" es el siguiente: **Caso I:** Construcción de la cama de recortes si $u_f < u_c$, entonces la altura de la cama aumenta, y se afirma que Δh_b existe. **Caso II:** si se estabiliza la altura de la cama de recortes, si $u_f = u_c$, entonces se puede encontrar la solución.

Paso 3. Actualización de términos en las ecuaciones. La formación de una cama de sólidos impone efectos sobre el comportamiento de flujo en la capa superior. Se reduce el canal de flujo superior, y por lo tanto se reduce el diámetro hidráulico del canal de flujo. Por lo tanto, el área de flujo y el diámetro hidráulico tienen que ser reevaluado. Además, los términos fuente en las ecuaciones (4.1) y (4.2) se ven afectados debido al intercambio de masa entre las dos capas. Estos dos términos deben ser recalculados.

Paso 4. Resolver ecuaciones (4.1) a (4.5) de nuevo con la altura de la cama establecido. La velocidad del fluido y la distribución de las concentraciones de sólidos son reevaluados con base en los términos modificados en el paso 3.

Pasó 5. Determinar la altura de la cama. Repetir los pasos 2 a 4 hasta que se obtenga un h_b convergente.

Modelo de Verificación

Los datos experimentales presentados por Campos⁵¹ se utilizaron para verificar el modelo de predicción de la altura de la cama de recortes. Los datos presentados en el estudio de Campos fueron recogidos originalmente por Jalukar.⁶⁰ Los parámetros de operación de perforación utilizados para la comparación se muestran en la Tabla 4.1.

La comparación de las alturas de camas de recortes predicho por el modelo actual con los medidos se muestra en figura 4.3; se observa que las predicciones del modelo se encuentran dentro del rango de los datos experimentales para un gasto de fluido de perforación menor a 250 gpm. Sin embargo para gastos mayores a 250 gpm, el modelo subestima ligeramente la altura de la cama de recortes.

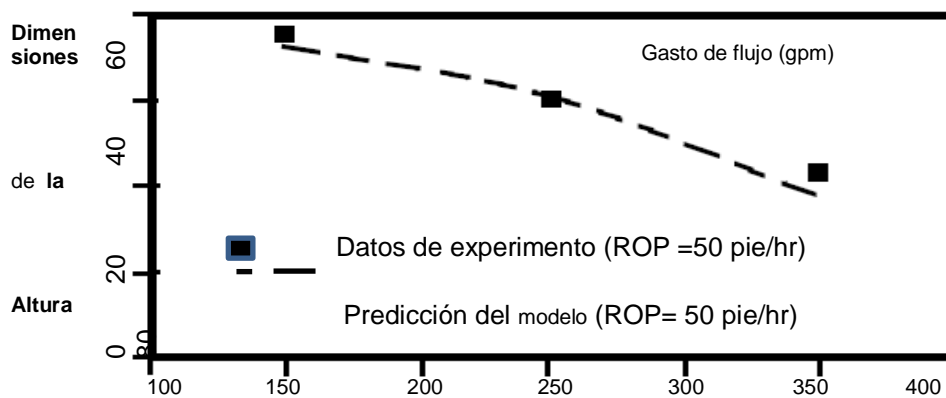


Figura 4.4 Comparación de la predicción del modelo y datos experimentales.

Tabla 4.1 Datos utilizados para comparar los resultados experimentales con los numéricos.⁶⁰

Diámetro del agujero	0.2032 m	8.0 pg
Diámetro externo de TP	0.1143 m	4.5 pg
Excentricidad	0.62	
Tamaño de recorte	0.0064 m	0.25 pg
Densidad de la roca	2600 kg/cm ³	21.7 lb/gal
Gasto de líquido	568 a 1325 lts/min	150-350 gal/min
<i>K</i>	19 eq.cp	0.004 lb _f s ⁿ /pie ²
<i>N</i>	0.58	

Tabla 4.2 Datos usados para comparar lo experimental con los resultados numéricos⁶⁰

Incremento de tiempo	200 seg	
Longitud de la sección horizontal	457 m	1500 ft
Diámetro del agujero	0.2159 m	8.5 pg
Diámetro exterior de la tubería	0.1143 m	4.5 pg
Excentricidad	1	
Tamaño de los recortes	0.0127 m	0.5 pg
Densidad de la roca	2700 kg/m ³	22.5 lb/gal
Velocidad de perforación	15.24 m/hr	50 pie/hr
Presión de formación	5.86 MPa	850 psi
Gasto de líquido	758 Lts/min	200 gal/min
Temperatura del agujero	18.6 °C	65.5 °F
Densidad del lodo	1100 kg/m ³	8. lb/gal
<i>K</i>	240 eq.cp.	0.005 lb _f s ⁿ /pie ²
<i>N</i>	0.7	

CAPÍTULO V.- PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN TIEMPO REAL

La perforación de los pozos petroleros representa una serie de problemas dentro del agujero, o durante los viajes de la sarta de perforación. Con base en lo anterior, es importante detectar y analizar el comportamiento de los parámetros de perforación, para tomar decisiones en el momento adecuado y reducir los riesgos. También se busca evitar accidentes mecánicos y costos de perforación, preservando la seguridad del personal, el equipo de perforación y el medio ambiente.

En este capítulo se describen los parámetros de perforación más comunes que permiten establecer un control de prevención de los problemas que pudieran presentarse en el proceso. El control se lleva a cabo mediante un monitoreo de las tendencias de los parámetros en tiempo real durante la perforación.

5.1.- Conceptos fundamentales¹⁹

Tendencias

Una clave para la perforación exitosa es el monitoreo cuidadoso de las tendencias durante la perforación y los viajes. Una tendencia está definida como la dirección de cambio de un parámetro con respecto a otro.

5.2.- Parámetros durante la perforación¹⁹

En la mayoría de los sistemas de monitoreo, se entiende que el peso total de la sarta dentro del lodo tiene un valor determinado por la cantidad de acero existente de acuerdo a la profundidad a la que se encuentra la barrena y a la densidad del lodo. Si la barrena es presionada en el fondo del pozo para perforar, el peso que se le carga a la misma es restado del peso total de la sarta, creando el parámetro calculado “Peso Sobre Barrena” que es la carga necesaria aplicable a la formación a través de la tubería de perforación, para que la barrena perfora a mayor o menor velocidad.

Como el volumen de acero que se extrae del agujero se está sustituyendo con volumen de lodo de perforación, en la lectura de “Volumen Total de Presas” se nota una disminución que será igual o muy aproximada a la cantidad de volumen de acero extraído.

5.2.1.- Velocidad de perforación (ROP)

Los datos de campo indican que el ritmo de penetración aumenta cuando la potencia hidráulica en la barrena se incrementa. Todavía está en controversia si estos aumentos

se correlacionan mejor con la fuerza de impacto hidráulico; es decir, la velocidad de penetración (ROP) es una función de la potencia hidráulica en la barrena:

$$ROP = f(HHP_b) = f(QV_n^2), \dots\dots\dots 5.1$$

y como función de la fuerza de impacto hidráulico en el fondo del pozo se representa de la siguiente forma:

$$ROP = f(F_b) = f(QV_n) \dots\dots\dots 5.2$$

En formaciones duras el incremento en la velocidad del fluido a través de las toberas mejora la velocidad de penetración debido a que minimiza el remolido de los recortes:

$$ROP = f(V_n) \dots\dots\dots 5.3$$

La velocidad de perforación indica qué tan rápido se perfora cada metro; indirectamente se puede conocer la litología y/o la presión de poro. Este es el primer parámetro recibido a medida que el pozo se perfora. Ver figura 5.1, aquí se ven los parámetros variando, lo cual se debe a una pegadura por derrumbe o a la inestabilidad del agujero.

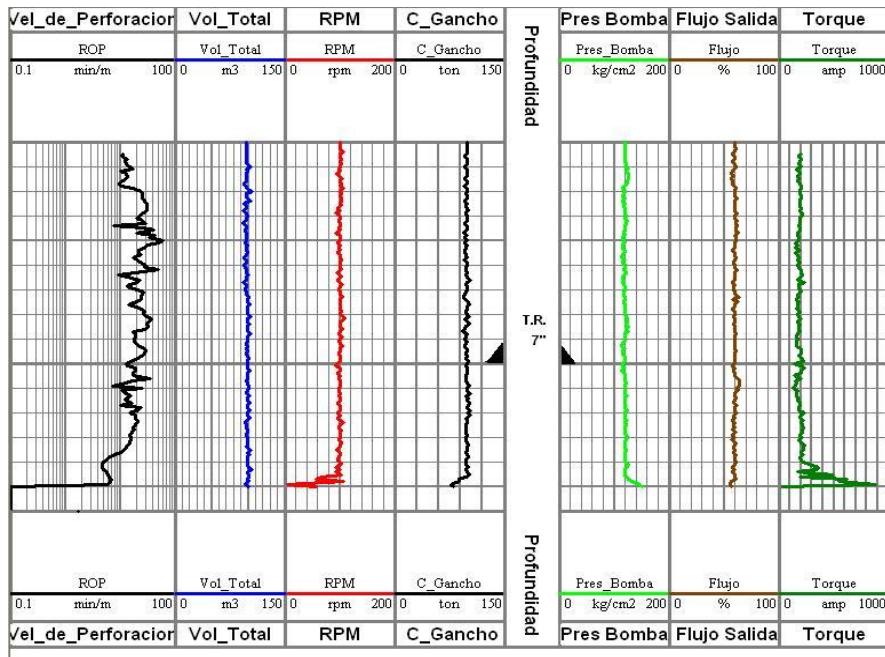


Figura 5.1 Lectura de parámetros de perforación

5.2.2.- Exponente “d” y “dc”

Jorden y Shirley, (1966) desarrollaron una técnica para calcular presiones anormales basadas en la interpretación de los datos del comportamiento de la perforación, especialmente la velocidad de penetración; está depende de la presión diferencial, el peso sobre la barrena, la velocidad de la rotaria y el diámetro de la barrena.

$$ROP/N = WOB/Dbna^d \dots\dots\dots 5.4$$

La ecuación 5.4 relaciona la velocidad de penetración ROP, con el peso sobre barrena WOB, la velocidad de la rotaria N y el diámetro de la barrena Dbna. La ecuación no describe el comportamiento de la perforación bajo condiciones reales de campo. Sin embargo, como aproximación empírica, se puede obtener la relación entre el exponente “d” de la ecuación mencionada y la presión diferencial. Sé varían solamente el peso sobre la barrena, la velocidad de la rotaria y el diámetro de la barrena, y todos lo demás parámetros se consideran constantes. La gráfica del exponente “d” contra profundidad, define una tendencia (inclinación de la pendiente) a medida que se perforan secciones con presiones normales. La tendencia del exponente cambia de dirección cuando se encuentran presiones anormales y la presión diferencial disminuye.

Para usos de unidades prácticas de campo, se utiliza la siguiente ecuación para determinar el exponente “d”:

$$d = \frac{\text{Log}(R/60N)}{\text{Log}(^{12}W/^{106}D_b)}, \dots\dots\dots 5.5$$

donde (ROP/60N) es menor que la unidad y el valor absoluto de log (R/60 N) varía inversamente con ROP. Por eso, el exponente “d” varía inversamente con la velocidad de penetración.

El exponente “d” varía inversamente con el ritmo de penetración. La tendencia normal para cada barrena usada en normalmente compactadas es de un aumento gradual con respecto a la profundidad. El comportamiento del exponente “d” en zonas anormales es característica por su disminución con respecto a la tendencia normal.

Uno de los factores que más afecta al exponente “d” es la presión diferencial o un sobrebalance mayor de 500 lb/pg². Un método para eliminar el efecto de sobrebalance, consiste en corregir el exponente “d” multiplicándolo por la relación entre el peso de la columna normal sobre el peso del lodo por encima del peso normal que sostiene la formación. Este parámetro modificado es conocido como el exponente “dc” y se define de la siguiente manera:

$$dc = d \frac{\text{Gradiente normal}}{\text{Densidad de lodo}}, \dots\dots\dots 5.6$$

dónde:

dc =exponente “d” corregido.

Las gráficas de los exponentes d y dc contra profundidad son bastantes similares, pero en esta última, la zona bajo compactada se manifiesta con más claridad.

La utilización de estos exponentes tiene algunas desventajas. Las más sobresalientes pueden ser:

- Los cálculos deben hacerse cada metro.
- No se consideran parámetros que afectan al ritmo de penetración.
- La construcción de la gráfica consume mucho tiempo.
- Se recomienda utilizar otros parámetros.

5.2.3.- Temperatura de fluido

El cambio en el gradiente mostrado por la temperatura del lodo al salir a la superficie nos puede indicar que se aproxima una zona de alta presión. También puede indicar una falla, una discordancia o un cambio litológico. Este último es la causa principal del aumento del gradiente de temperatura sobre todo si los sedimentos tienen presión anormal.

5.2.4.- Nivel de presas

Durante la perforación, cuando se observa un incremento en el volumen de lodo (en las presas), y aumento de flujo en la línea de flote, y no es igual a lo que entra por el stand-pipe, significa que hay aportación de fluido de la formación al pozo. Inmediatamente se detiene la bomba, se levanta la sarta unos cuantos metros y si el flujo continúa, se confirma entrando a una zona geopresionada.

5.2.5.- Peso sobre el gancho

Cuando el bombeo se detiene y la tubería se levanta a través del agujero, la carga soportada por el gancho puede medirse en la superficie. Si el incremento en la presión de formación es pequeño con respecto al incremento de profundidad (compactación normal) o la zona de transición es grande, la carga se incrementa lentamente y no se nota de conexión en conexión. Si la presión ejercida por el lodo es menor que la presión de formación, se presenta un incremento brusco en la carga soportada por el gancho. Esto también puede ocurrir cuando el agujero es desviado con un alto ángulo. Por estas razones, al igual que en los casos del momento de torsión, el cambio en la carga soportada por el gancho no es suficiente por sí mismo para garantizar la existencia de zonas con presiones anormales.

5.2.6.- Presión de bombeo

Observando la presión de bombeo, puede determinarse indirectamente la entrada de fluidos de las formaciones hacia el pozo, al perforar una zona con presión anormal. La entrada de fluidos de menor densidad que la del lodo en el espacio anular, reduce la presión hidrostática presentándose un efecto de tubo en “u”. Este se manifiesta inmediatamente como una disminución en la presión en el manómetro de salida de la bomba, y aumento de presión en el lodo que sale del pozo.

5.2.7.- Peso sobre la barrena

Si la tubería de perforación trabaja en compresión, de igual forma que tiende a pandearse, sufre serios daños. Para evitar este problema, parte del peso de las lastrabarrenas (10%, 15%, o 20%) se utiliza para tener en tensión la sarta de perforación y de esa forma el punto neutro queda en la herramienta, por esta razón a esta parte se le denomina factor de seguridad.

$$M_p = \frac{P_h}{F_s}, \dots\dots\dots 5.7$$

donde:

M_p = Máximo peso disponible para la barrena en toneladas.

P_h = Peso de las lastrabarrenas en el fluido de perforación.

F_s = Factor de seguridad expresándose 1.10 si es 10%, 1.15 si es 15%

5.3.- Casos comunes durante la perforación de un pozo

Los casos más comunes observados durante la perforación de un pozo petrolero, incluyen:

Caso 1. Perforando normal

Todos los parámetros monitoreados se mantienen sin variaciones dentro de los rangos establecidos como se muestran en la figura 5.2.

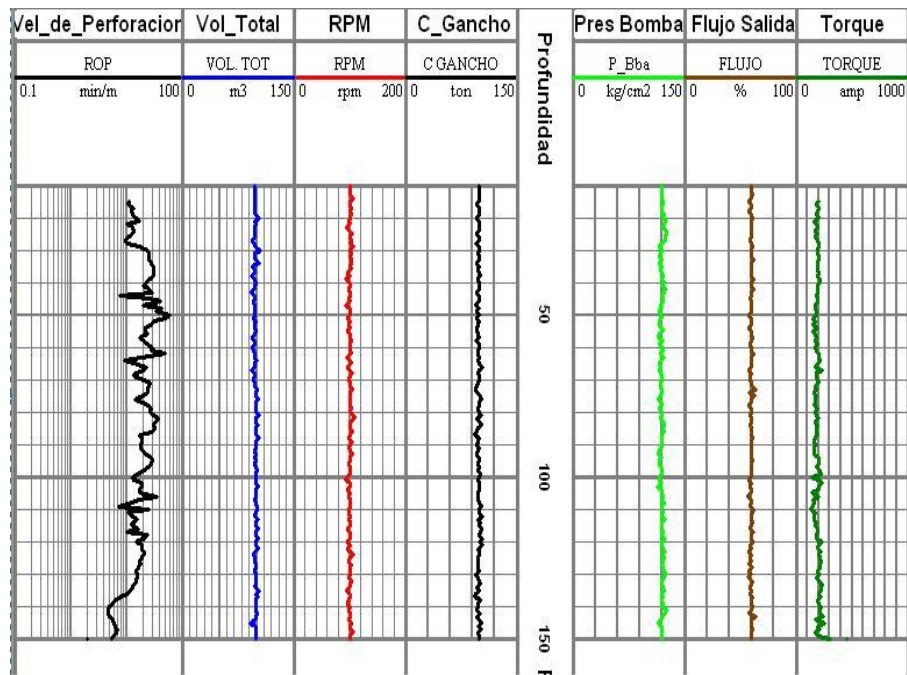


Figura 5.2 Perforando de forma normal

Caso 2. Sacando sarta de perforación a superficie

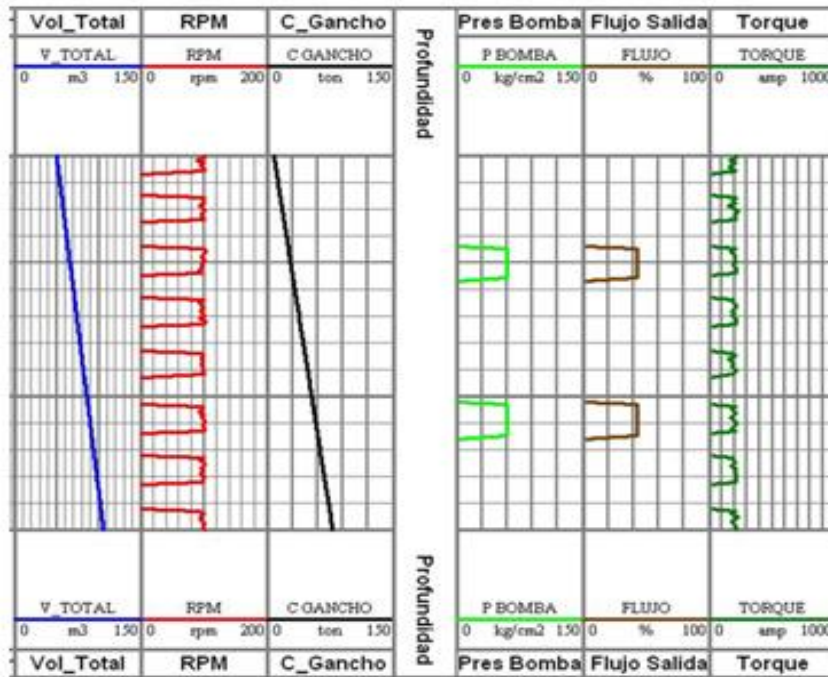


Figura 5.3 Sacando la sarta de perforación

Sacando la sarta de perforación, con un peso inicial de 100 toneladas sin problema, la carga en gancho va disminuyendo paulatinamente desde el valor máximo registrado, al quedar la tubería en la superficie, la lectura de carga en gancho únicamente debe registrar el peso del block. Cada lingada que se desconecta, ocasionalmente se desenrosca con ayuda de la rotaria. Si esto sucede, periódicamente se tendrá registrado un valor en la lectura de rotaria por cada lingada desconectada.

Cada tres lingadas como promedio, debe ir llenándose el agujero con lodo de perforación para reponer el volumen de acero que se extrae y no debilitar la columna hidrostática, por tal motivo, se registran lecturas periódicas en la gráfica de “presión de bomba”.

La carga en gancho aumenta bruscamente el punto “D” como se muestra en la figura 5.4 ocasionada por fricción. Al desconectar la tubería con rotaria, se registra torsión fuera de lo normal en ese intervalo; si incrementa el torque, disminuye la velocidad de la rotaria hasta detenerse, se incrementa la presión de bombeo, disminuye el peso de la sarta; mientras el flujo del lodo en la salida se mantiene.

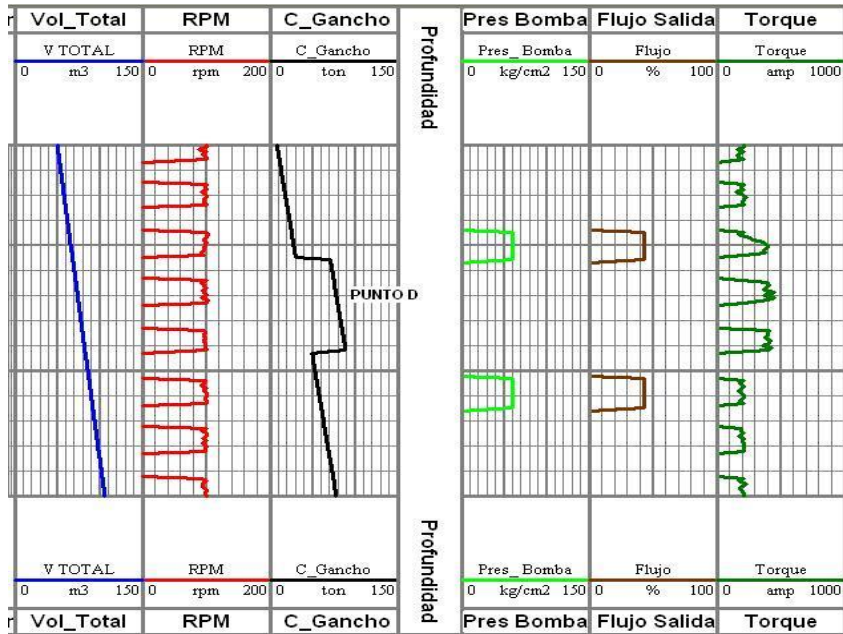


Figura 5.4 Sacando sarta de perforación

Este comportamiento de la gráfica 5.4 se debe principalmente a:

- Posible agujero con derrumbes.
- Agujero con “ pata de perro”.
- Reducción del diámetro del agujero por excesivo filtrado en lutitas hidrófilas al atravesar una zona de alta presión.
- Desprendimiento y arrastre de una aleta de estabilizadores.

Caso 4. Sacando tubería

En la figura 5.5 se puede observar que la carga en el gancho disminuye bruscamente en el punto “C”

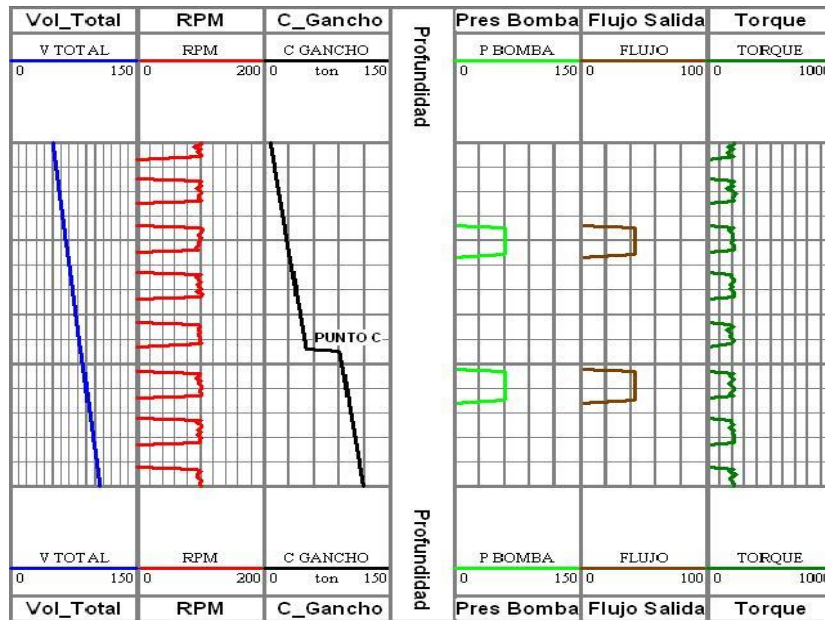


Figura 5.5 Sacando tubería

Diagnóstico

La tubería se desconectó en el punto “C” y parte de la misma se quedó dentro del agujero como “pescado”; conociendo las toneladas que se perdieron en la señal de la “Carga en Gancho”, la longitud y peso de la herramienta más el peso de la tubería de perforación y la densidad del lodo, se puede calcular la longitud de la tubería que quedó dentro del pozo.

CAPÍTULO VI.- REGISTROS EN POZOS HORIZONTALES

Con la modernización de la tecnología de registros de pozos también se incrementó el arte de la interpretación de datos. El análisis de un conjunto de perfiles elegidos provee un método para derivar e inferir valores precisos para las saturaciones de hidrocarburos y agua, la porosidad, el índice de permeabilidad y la litología de la roca del yacimiento. Con el incremento de la perforación horizontal se requiere implantar herramientas, técnicas y estrategias que permitan establecer un desarrollo de la tecnología de registros geofísicos con la intención de optimizar la perforación.

6.1.- Fundamentos de la interpretación cuantitativa de registros

La producción de petróleo y gas se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas del yacimiento, generalmente, areniscas, calizas o dolomitas. La cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de los hidrocarburos. Además de la porosidad y de la

saturación de hidrocarburos, se requiere el volumen de la formación de hidrocarburos para calcular las reservas totales y determinar si la reserva es comercial. También es necesario conocer el espesor y el área del yacimiento para calcular su volumen. Para evaluar la productividad del yacimiento, se requiere la facilidad para fluir del líquido a través del sistema poroso. Esta propiedad de la roca que depende de la manera en que los poros están intercomunicados, es la permeabilidad.

6.2.- Propiedades básicas de las rocas

Generalmente, las rocas contienen fluidos como agua, aceite, gas o combinaciones de estos que se encuentran en cavidades llamadas poros. La fracción del volumen de poro contenido con el fluido se denomina índice de saturación. Para evaluar la productividad de un depósito con fluidos es necesario conocer la facilidad con que el fluido puede atravesar el sistema poroso; esta propiedad de la formación, depende del modo en que están interconectados los poros y se define como permeabilidad.

La indicación de que el pozo es económicamente productivo depende de varios factores, incluyendo la porosidad, el índice de saturación de fluidos, la permeabilidad y el espesor de la formación impregnada con petróleo y gas. Estos parámetros pueden obtenerse o inferirse por muestras de canal, núcleos, o de registros geofísicos de pozos que se corren tanto en rocas sedimentarias, como ígneas y metamórficas. Por lo tanto, es conveniente clasificarlas y conocer su comportamiento cuando son detectadas por las sondas.⁶¹

Los principales parámetros petrofísicos requeridos para evaluar un depósito son la porosidad, la saturación de hidrocarburos, el espesor, el área y la permeabilidad. Además, la geometría, la temperatura, la presión del yacimiento y la litología pueden desempeñar un papel importante en la evaluación, terminación y producción de un yacimiento.⁶²

Porosidad⁶²

La porosidad se refiere al volumen de los poros por unidad volumétrica de formación. Las porosidades de las formaciones subterráneas pueden variar en grado superlativo. Los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sal, anhidrita, yeso) tienen porosidades prácticamente de cero; las areniscas consolidadas pueden tener una porosidad de 10 al 15%; las arenas no consolidadas pueden llegar a 30% o más; mientras que las lutitas o arcillas pueden tener porosidad con contenido de agua superior al 40%. Sin embargo, los poros individuales son pequeños de forma que la roca es impermeable al flujo de líquidos. La porosidad se define como:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de los espacios de la roca llenos con algún fluido}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad 6.1$$

Las porosidades se clasifican según la disposición física del material que rodea a los poros, la distribución y la forma de los poros. En arena limpia, la matriz de la roca se compone de granos individuales con una forma más o menos esférica, y acomodados de manera que los poros se encuentran entre los granos. A esta porosidad se le llama porosidad intergranular o de matriz. Existe en las formaciones desde el momento en que se depositaron.

De acuerdo con la forma como se depositaron, las calizas y dolomitas también pueden mostrar porosidad intergranular. También pueden tener porosidad secundaria en forma de pequeñas cavidades. La porosidad secundaria se debe a la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en la matriz de roca después del depósito. Por ejemplo, las aguas de infiltración ligeramente ácidas pueden crear y agrandar los espacios porosos al desplazarse a través de los canales de interconexión en las calizas; y los caparzones de pequeños crustáceos atrapados en el interior pueden disolverse y formar cavidades.

El agua de infiltración rica en minerales puede formar depósitos que sellen parcial o totalmente varios poros o canales de una formación; lo que reduce la porosidad de la formación y alteran la geometría de los poros. Las aguas ricas en sales de magnesio, Mg pueden infiltrarse mediante la calcita, reemplazando al carbonato por magnesio. El

reemplazo se efectúa átomo por átomo, mol por mol, tomando en cuenta el volumen de un mol de dolomita es 12% menor que calcita, el resultado es que hay una reducción en el volumen de la matriz y un aumento en el volumen de los poros.

En el proceso de perforación se pueden presentar tensiones en la formación causando redes de grietas, fisuras o fracturas que se agregan al volumen de los poros. Sin embargo, en general el volumen real de las fracturas es relativamente pequeño; éstas normalmente no aumentan la porosidad de la roca, aunque sí pueden aumentar su permeabilidad.

Procesos que afectan a la porosidad de las rocas sedimentarias⁶¹

a) Acomodamiento de los granos

Si los granos son esféricos y del mismo tamaño, darán diferentes porosidades para los siguientes arreglos geométricos, como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 6.1 Diferentes arreglos geométricos	
Arreglo geométrico	Porosidad (Φ)
Cúbico	47.6 %
Romboedral	34.5%
Hexagonal	25.9%

Algunos investigadores estudiaron la manera de obtener la porosidad de varios arreglos de esferas uniformes. La porosidad de un empaquetamiento cúbico se puede calcular como sigue:

Considérese una celda unitaria con ocho esferas de igual tamaño y radios r , arregladas cúbicamente.

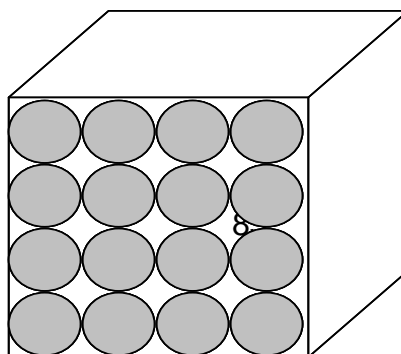


Figura 6.1 Arreglo geométrico cúbico – esférico.

Número de granos: $4^3 = 64$

Tomando el diámetro del grano: $\frac{1}{4} = 0.25$ mm, de forma que el volumen del grano es el siguiente:

$$V_{grano} = \frac{4}{3}\pi r^3 = \frac{4}{3}\pi \left(\frac{0.25}{2}\right)^3 = 0.00818125$$

El volumen de los 64 granos será: $64 \times 0.00818125 = 0.5236$

Por lo que el volumen ocupado por los granos (matriz) es de: 52.36%

La porosidad será: $1.0 - V_{ma} = 1 - 0.5236 = 0.4764$

Es decir, la porosidad es de un 47.64 %

Con los granos esféricos y con arreglo geométrico cubico, aunque disminuya el tamaño de los granos, la porosidad será 47.64% que es la máxima porosidad para este tipo de arreglo. Sin embargo, al hacerse más pequeños los granos también disminuyen el tamaño de los poros entre granos. Si este espacio se hace muy pequeño pudiera impedir el paso de los fluidos a través de ellos afectando la permeabilidad. Este es el caso de las lutitas, en donde el tamaño de los granos es pequeño.

Para que el aceite pueda fluir, el diámetro de los canales de flujo debe ser mayor de 50 μm . En el caso del gas, este diámetro es de mínimo 5 μm .

La porosidad depende de la: forma, el tamaño, la redondez, la selección y el empaquetamiento (Arreglo geométrico); este último, se refiere a la forma en que están acomodados los granos. Para un arreglo cuadrado la porosidad máxima es de 47.64%. En un arreglo hexagonal (figura 6.2), donde un grano es soportado por otros cuatro, la

porosidad máxima es de un 25.9%. El empaquetamiento es el factor que más influye en la magnitud de la porosidad.

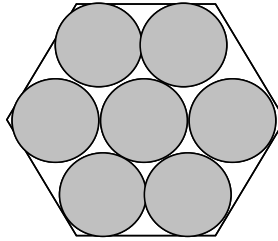


Figura 6.2 Arreglo hexagonal

Saturación⁶¹

La saturación de una formación es la fracción del volumen poroso que ocupa el líquido en consideración. La saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si sólo existe agua en los poros, la formación tiene una saturación de agua del 100%. El símbolo de saturación es S , y se utilizan varios subíndices para denotar la saturación de un líquido en particular (S_w , saturación de agua; S_o , saturación de petróleo; y S_g saturación de gas).

Permeabilidad⁶¹

En gradientes hidráulicos de poros interconectados o rocas fracturadas se puede presentar la migración de fluidos. De acuerdo con American Petroleum Instituted (API) se establece que la permeabilidad (k) es una propiedad del medio poroso y también una medida; no sólo de la capacidad del medio para transmitir fluidos sino también de la magnitud del flujo del fluido por unidad de gradiente hidráulico. La unidad de medición es el milidarcy. Con la permeabilidad puede predecirse la productividad de un acuífero o yacimiento en condiciones variantes de presión y flujo, utilizando los métodos de ingeniería de yacimientos. Debido a que la mayoría de los pozos son perforados para recuperar agua o hidrocarburos, la determinación de esta propiedad tiene un significado económico primordial.

La permeabilidad de las rocas está afectada por el tamaño y el número de poros. Generalmente, la permeabilidad aumenta con la porosidad, y en muchos casos, el tamaño del grano disminuye, mientras que la porosidad sigue siendo la misma. En formaciones arenosas, el tamaño del poro y grano aumenta conjuntamente. En depósitos de carbonatos, el tamaño del poro es mayor y la porosidad es pequeña. La determinación de la permeabilidad en rocas no porosas es una situación especial, debida a que la permeabilidad de carbonatos de baja porosidad, rocas ígneas, metamórficas y arcillosas están controladas más por las fracturas que por la matriz. La permeabilidad en fracturas se ha estimado como una función del ancho de fractura en:

$$k = 50,000,000 \times (\text{ancho,})^2 \text{ en pulgadas} \dots\dots\dots 6.2$$

Esto da una aproximación de que la permeabilidad de fractura contribuye sólo de 0.5% a 1.5% de la porosidad.

6.3.- Registros en pozos horizontales⁶²

Un registro geofísico del pozo es la representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. Un registro geofísico representa alguna propiedad física o química del sistema roca - fluido como: la resistencia al paso de la corriente, radiactividad natural, transmisión de ondas acústicas, respuestas de neutrones por efecto de contenido de hidrógeno, temperatura y contraste de salinidades entre fluidos. Estas propiedades se detectan con instrumentos llamados sondas, que son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos.⁶¹

En pozos verticales o desviados, las herramientas de registro son bajadas por gravedad con línea de acero. Con el desarrollo de pozos horizontales, donde la gravedad no ayuda en el movimiento de las herramientas de registro y donde se registran cientos de metros de la sección horizontal; es necesario llevar las herramientas de registros hasta donde se pretenda registrar dentro de esa sección horizontal. El funcionamiento de las sondas tiene cuatro principios. El primero, utiliza la sarta de perforación como un

vínculo rígido entre las herramientas y la superficie (el método Simphor); mientras que el segundo, se basa en el principio de bombeo, el tercero, utiliza una tubería flexible.

Los tres principios anteriores utilizan cable o la unidad de tubería flexible (UTF); mientras que el cuarto principio consiste en tomar mediciones de fondo en pozos muy desviados u horizontales y es el método de MWD. Este método utiliza la tubería de perforación como un medio de desplazamiento, donde los datos se envían a través del fluido de perforación y no por el cable.

El propósito de esta sección es recordar los principios de las diferentes técnicas, sus ventajas y desventajas, para indicar los rangos de uso de cada uno en función de las condiciones del pozo, la inclinación o desarrollo. Todos estos métodos han sido probados con éxito en agujero descubierto o en pozos entubados, en toma de registros con herramientas estándar o de producción. Estas técnicas son medios de transporte de la herramienta para la toma de los registros. Aquí se trata con los medios de transporte de las sondas y no la calidad de las herramientas. También se sabe que las condiciones de trabajo y las respuestas de las herramientas tienen influencia en la interpretación.⁶³

La perforación exitosa de pozos horizontales o inclinados generó un problema inusual en la toma de los registros geofísicos. Las herramientas de registros se corren con una línea de acero que desciende al fondo del pozo mediante la acción de la gravedad. La toma de registros mediante la línea de acero queda restringida a pozos desviados. Como consecuencia otras técnicas se desarrollaron para la toma de registros en pozos horizontales o altamente inclinados, y estos son:

6.3.1.- TÉCNICA DE SIMPHOR⁶³

La técnica fue desarrollada y patentada por Elf Aquitaine y el Instituto Francés del Petróleo. A continuación se describen su principio y procedimiento de operación.

Principio

La técnica SIMPHOR emplea la tubería de perforación para introducir y correr la herramienta de registro a través del agujero. El registro es realizado por medio de un cable y la herramienta es desplazada por la adición o extracción de la tubería de perforación. El sistema se integra de tres partes: 1) la herramienta de registro y su caja protectora; .2) un conductor eléctrico entre la herramienta y la tubería de perforación y 3) una ventana lateral auxiliar, que permite el paso del cable al espacio anular entre la tubería de perforación y la de revestimiento.

Procedimiento de operación

La sonda registradora y el cable conector son unidos al final de la tubería de perforación y se corre hasta el fondo del pozo, al principio de la zona que va a registrarse. En los sistemas SIMPHOR de 5 pg. para un agujero descubierto de 8 ½ pg., se pueden usar varias configuraciones de herramientas de 3 y 4 pg. de diámetro. Los registros disponibles incluyen entre otros: el rayo gama, neutrón, sónico, inducción, doble Inducción, doble laterolog, calibrador (caliper) de cuatro brazos e inclinómetro. En 7 y 9 pg., las herramientas disponibles incluyen al registro sónico de cementación, rayos gamma y localizador de coples.

Debido a que esta técnica usa tubería de perforación, en todos los pozos horizontales perforados convencionalmente, sin importar su profundidad, pueden ser registrados a lo largo del agujero. Las ventajas de esta técnica son la simplicidad, capacidad y habilidad para registrar secciones horizontales largas.

6.3.2.- TÉCNICA DE BOMBEO DE FONDO⁶³

Con esta técnica, la herramienta es desplazada hacia el fondo del pozo mediante el bombeo de lodo y es bombeada.

Principio

La técnica de bombeo de fondo es aplicable a diámetros pequeños y herramientas de registro de producción. La herramienta se monta en el extremo de una pieza de elementos atornillados que garantiza la continuidad mecánica y eléctrica. Un mandril con copas limpiadoras que es unida al sistema por medio de un cable.

Procedimiento de Operación

Después de correr tubería de perforación hasta el fondo del pozo la, al comienzo de la zona que va a registrarse, la herramienta se ensambla y se baja con línea de acero. El bombeo del fluido empuja la herramienta fuera de la tubería de perforación de acuerdo a la longitud de la bomba. La profundidad se mide por la línea de acero. Con esta técnica no es posible correr el registro a condiciones de flujo, excepto con una terminación doble. Aunque utiliza herramientas de menor diámetro, también pueden manejarse herramientas de producción sofisticadas, como por ejemplo los registros de temperatura.

6.3.3.- TÉCNICA DE TUBERÍA FLEXIBLE⁶³

Esta técnica es altamente atractiva debido a que usa equipo estándar conocido, el cual requiere muy pocas adaptaciones específicas. La experiencia de registros con un sistema de tubería flexible ha mostrado que un sistema precableado tiene capacidad suficiente para empujar herramientas estándar pesadas sobre distancias horizontales revestidas a más de 200 m. Con otras maniobras y con herramientas de producción más ligeras, ha sido posible cubrir longitudes de hasta 500 m.

Principio

El principio de esta técnica es simple. Las herramientas se montan al final de la tubería flexible; con un carrete donde el cable eléctrico se inserta previamente. La conexión entre la herramienta y la tubería flexible asegura el enlace entre los componentes mecánicos y eléctricos en el fondo; mientras que en la superficie, el cable pasa por un dispositivo rotatorio a través de la flecha y el tambor. Los movimientos descendentes y

ascendentes están provistos por la cabeza inyectora estándar de la tubería flexible, y las mediciones de profundidad son enviadas sobre la tubería cerca del inyector.

Procedimiento de Operación

El procedimiento de registro para esta técnica es parecido al usado por una tubería flexible. Si fuera necesario trabajar bajo presión, se tendría que añadir un lubricador adaptado a las herramientas. Los registros pueden hacerse hacia abajo o hacia arriba; el rango de velocidades de introducción es provisto por la cabeza inyectora y cubre las velocidades requeridas para las diferentes herramientas. Con la técnica de tubería flexible es posible de introducir herramientas de diámetro pequeño, de producción y estándar; sin embargo, su capacidad es impactada por el peso de la herramienta. Además, la circulación a través de la tubería flexible es posible, aunque el diámetro de la sección transversal sea reducido debido al diámetro del cable.

La desventaja de este sistema es su relativa fragilidad debido a que no permite empujar herramientas pesadas a distancias prolongadas. La ventaja es su rapidez y velocidad de uso.

6.3.4.- TÉCNICA MWD⁶³

La técnica genera información del yacimiento al instante. Básicamente existen dos clases de herramientas MWD: las direccionales y o las registradoras; esta últimas permiten medir la inclinación, azimut y orientación de la cara de la herramienta. La adición de sensores de formación convierte la herramienta direccional en una herramienta registradora.

La técnica MWD es mencionada debido a que se integra un sistema de medición durante la perforación, que puede ser usado en pozos altamente desviados y horizontales. La técnica también utiliza la tubería de perforación como elemento de desplazamiento; sin embargo, los datos son obtenidos a través del fluido de perforación y no por un cable eléctrico como en otras técnicas.

Los programas de investigación para desarrollar herramientas nuevas que eleven el interés por este método de registro y de información de tiempo real es cada vez mayor. La técnica consiste de varias herramientas que proporcionan un potencial de información relacionado con la formación. Con el fin de obtener un programa de perforación óptimo, esta herramienta mejora la evaluación de los yacimientos y reduce los riesgos asociados con las mediciones. El sistema LWD con herramientas de resistividad compensada y azimutal, densidad y neutrón azimutal y acústicas, permite

Tabla 6.2 Comparación entre técnicas de toma de registros en pozos direccionales.

durante la perforación o en viajes de acondicionamiento, medir en forma cualitativa la resistividad, rayos gama espectrales, densidad, efecto fotoeléctrico, porosidad neutrónica y sónica y las ondas acústicas, con lo cual se minimizan los tiempos para la obtención de la información.⁶⁴

El sistema de registro de perforación es importante durante las operaciones de perforación. Se han integrado herramientas de registros de línea con las MWD para desarrollar e introducir el sistema de registro mientras se perfora (LWD). Esta herramienta tiene la función de medir la resistividad.⁶⁴ En la tabla 6.2 se comparan las técnicas mencionadas.

Técnicas	Herramienta	Capacidad de levantamiento requerida	Producción, circulación cuando se registra	Capacidad de empuje	Velocidad de desplazamiento constante	Desviación del agujero	Sección horizontal		Comentarios
Línea de acero	Estándar, Diámetro reducido y de producción	No	Si	Nada	Si	86-70	- - - -	- - - -	Combinación de la herramienta dentro de un cable limitado
Simp hor	Estándar	Pesada	Si	Muy buena	No	90	Sin límite	Sin límite	Combinaciones de herramientas disponibles, no hay límites de peso
Bombeo en el fondo	Diámetro reducido y de producción	Ligera	No	Buena	Casi	90	700	700	
Tubería flexible	Estándar, diámetro reducido y de producción	Pesada	Si	Débil	Si	90	0	200	Límite de peso
MWD	MWD	Pesada	Si	Muy buena	No	90	Sin límite	Sin límite	Poca herramienta disponible

									bles
--	--	--	--	--	--	--	--	--	------

CAPÍTULO VII.- TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN EN POZOS HORIZONTALES

En los últimos años, la investigación para cementar pozos verticales creció enormemente; este trabajo también se aplica a pozos desviados. El objetivo de una cementación primaria es rodear a la tubería de revestimiento (TR) con un recubrimiento completo de cemento y adherirla a la formación adyacente. Debido a que el número de estos pozos se incrementó, la industria petrolera tuvo la necesidad de examinar los factores que influyen para una cementación primaria con éxito.⁶⁵ Actualmente, la perforación y terminación de pozos horizontales son áreas significativas de investigación en la industria petrolera.

Los elementos de una cementación exitosa en pozos horizontales son similares a los verticales, aunque en pozos horizontales debe tener cuidado en el: desplazamiento del cemento, el diseño de lechada, y las herramientas a utilizar.⁶⁶ En la actualidad, la mayoría de los agujeros horizontales se terminan sin cementación. La sección horizontal a menudo se termina con un liner ranurado, o en algunos casos, tubería de

revestimiento preempacada para el control de arena. En estos pozos, la formación debe tener suficiente integridad para evitar el colapso o derrumbe, en particular cuando se depresiona el yacimiento.⁶⁷

En la cementación de pozos horizontales los problemas se acentúan en el transporte de recortes, el centrado de la tubería, el desplazamiento efectivo del lodo, control del agua libre y la colocación efectiva de un sello de cemento alrededor de la tubería. Estos problemas existen y las técnicas correctivas se complican por ser pozos altamente desviados, sin embargo existe tecnología que hacen frente a las operaciones de pozos horizontales. La cementación adecuada es aquella que proporciona un sello hidráulico de forma económica, aísla intervalos o zonas y garantiza los trabajos de estimulación y operaciones en el pozo.

El uso de la tecnología avanzada requiere una amplia planificación previa e incluye la necesidad de comunicar adecuadamente los beneficios para el personal de operaciones sobre el terreno para garantizar la aplicación correcta de las técnicas y materiales nuevos o diferentes.⁶⁸ Al igual que en la cementación de pozos convencionales, el desplazamiento del lodo es absolutamente esencial para obtener un buen trabajo de cementación primaria. Los principios normales de la eliminación efectiva de los recortes de perforación se aplican en pozos horizontales, sin embargo hay algunos factores adicionales importantes. En este capítulo se analizan los temas de interés en la cementación de un pozo horizontal, y los problemas más comunes durante este trabajo, tales como: limpieza del agujero, desplazamiento, centrado de la tubería, el diseño de la lechada de cemento, y la evaluación de la cementación.

7.1.- Factores de diseño de una cementación primaria

7.1.1.- Información necesaria para la cementación

Los datos que se requieren del pozo para realizar una cementación exitosa son: estado mecánico, diámetro de agujero descubierto, profundidad, desviación, diámetro, peso, y

grado de la TR a cementar y de la TR anterior. Los datos de la formación: temperatura de fondo estática y circulante, tipo de formación, presión de poro y presión de fractura. También se requieren datos de los fluidos involucrados en la cementación, y es indispensable conocer el tipo, reología, y densidad del lodo de perforación, de la lechada de cemento, y de los fluidos lavadores y espaciadores. Para evitar reacciones indeseables entre los fluidos, se recomienda efectuar pruebas de compatibilidad cemento-lodo, lodo-fluido espaciador, y fluido espaciador - cemento.

7.2.- Cálculos para la cementación ⁶⁹

Los cálculos de una cementación se determinan con el registro de calibración o similar, considerando la cima de cemento programada y el volumen de cemento entre zapata y cople. Cuando no se cuenta con el registro de calibre del pozo, un exceso de volumen de cemento del 10 al 50 por ciento es recomendado para formaciones consolidadas y no consolidadas respectivamente.

Volumen del espacio anular (Vol_{EA}):

$$Vol_{EA} = 0.00319 * (D_{AG}^2 - D_{ETR}^2) * h, \dots\dots\dots 7.1$$

donde D_{AG} es el diámetro del agujero, D_{ETR} diámetro exterior de la TR y h . es la profundidad del pozo.

Volumen entre cople y zapata

$$Vol_{C/Z} = 0.00319 * D_{ITR}^2 * h_1 \dots\dots\dots 7.2$$

D_{ITR} es el diámetro interno de la TR y h_1 es la distancia entre el cople y la zapata.

Volumen de la lechada (Vol_C)

$$\text{Vol}_C = \text{Vol}_{EA} + \text{Vol}_{c/z} \dots\dots\dots 7.3$$

Cantidad de sacos de cemento:

$$\text{Sacos} = \frac{\text{Vol}_C}{\text{Rendimiento por saco}} \dots\dots\dots 7.4$$

Agua requerida para la mezcla:

$$\text{Agua} = \text{Saco} * \text{Rendimiento/saco} \dots\dots\dots 7.5$$

Cálculo del volumen para el desplazamiento

El volumen de desplazamiento (Vol_D) es igual al volumen dentro de la tubería de revestimiento desde la superficie hasta el cople de retención.

$$\text{Vol}_D = 0.00319 * D_{ITR}^2 * (h - h_1), \dots\dots\dots 7.6$$

donde D_{ITR} es el diámetro interior de la Tr. h es la profundidad del pozo hasta el cople y h_1 , la profundidad de la zapata al cople.

Cálculo de la presión diferencial durante el desplazamiento

Durante la ejecución de una cementación primaria, inicialmente los fluidos en el pozo se desplazan al mismo ritmo de bombeo que en la superficie. Sin embargo, cuando la diferencia de densidades entre el lodo y la lechada de cemento es significativa, el ritmo de flujo de los fluidos en el espacio anular es diferente al ritmo de flujo dentro de la tubería de revestimiento. Este fenómeno es conocido como caída libre del cemento, y se detecta cuando la presión de bombeo superficial es cero. La figura 7.1 ilustra este fenómeno.

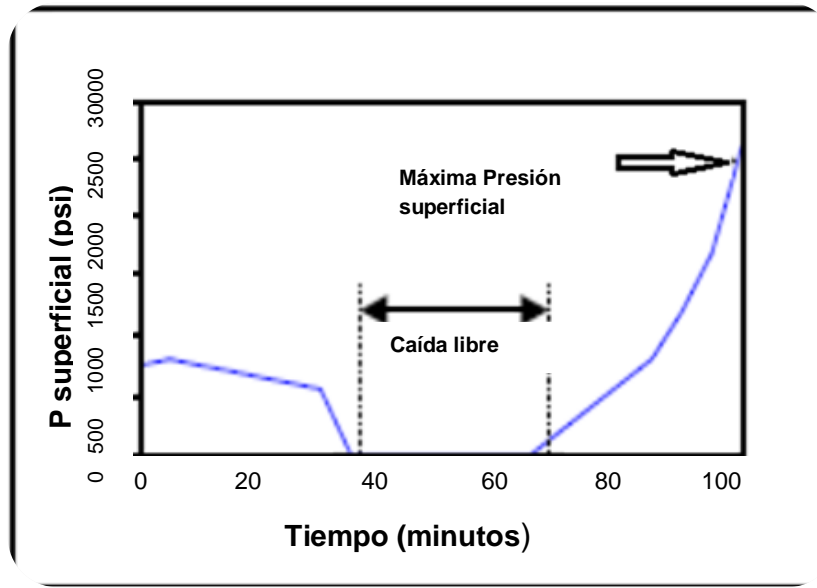


Figura 7.1 Efecto de caída libre.

El entendimiento básico del fenómeno de caída libre es indispensable debido a que la eficiencia de la cementación es controlada principalmente por los fenómenos que ocurren en el espacio anular. Inicialmente el ritmo de caída libre del cemento es alto, este ritmo disminuye paulatinamente a medida que el cemento da vuelta hacia el espacio anular. La condición más crítica ocurre cuando el gasto de desplazamiento no es suficiente, entonces el cemento puede alcanzar el equilibrio y detenerse completamente. En este caso, si el fenómeno de caída libre no es comprendido, esta condición puede ser erróneamente interpretada como una pérdida de circulación inducida durante la cementación.

La cuantificación del ritmo de caída libre sólo es posible por métodos numéricos, por lo que la utilización de software especializado es altamente recomendable para el diseño óptimo de la cementación. Otro aspecto importante es cuantificar la presión superficial (P_s) bajo condiciones dinámicas. Esta diferencial de presión está dada por la siguiente expresión.⁷⁰

$$P_s = P_A - P_{TR} + \Delta p_{FA} + \Delta p_{FTR}, \dots\dots\dots 7.7$$

donde P_A y P_{TR} son presiones hidrostáticas en el espacio anular y dentro de la TR, respectivamente, mientras que Δp_{FA} y Δp_{FTR} son pérdidas de presión por fricción.

7.3.- Problemas comunes durante la cementación de un pozo horizontal

Los problemas encontrados durante la cementación de pozos horizontales son similares a los de cualquier trabajo de cementación; sin embargo, se ven afectados por factores como la orientación del pozo y la geometría. Esta última se ve afectada por el contacto de la barrena con la formación, de tal manera que el agujero puede quedar oblicuo en vez de circular; esto conduciría a un error en el cálculo de los volúmenes, y de las fuerzas gravitacionales, que a su vez afectan el centrado de la tubería y dan lugar a la sedimentación de sólidos provenientes del fluido de perforación.⁶⁸ los problemas principales asociados a la cementación en pozos horizontales pueden ser categorizados dentro de cuatro áreas:⁶⁷

1. Limpieza del agujero y desplazamiento del fluido de perforación.
2. optimización del diseño de la lechada.
3. centralización de la tubería.
4. evaluación de la cementación con herramientas acústica.

A continuación se describen cada uno de estas problemáticas.

7.3.1.- Limpieza del agujero⁷¹

Una vez que se definieron y estudiaron parámetros como el peso de lodo, filtrado, salinidad, y contenido de sólidos es necesario adaptar la reología para proporcionar capacidad de acarreo suficiente que lleve el lodo por el espacio anular. En comparación con lo que sucede en pozos convencionales (incrementando la tixotropía se mejora el transporte de recortes), en pozos inclinados y más en pozos horizontales, los recortes

tienen que subir a través de secciones inclinadas de 90 a 0° (del fondo a la superficie), donde los parámetros óptimos requeridos para la limpieza del agujero pueden variar en un rango bastante amplio de una sección a otra.

Durante la perforación horizontal, el transporte de los recortes puede ser clasificado en tres rangos de inclinación, separados por dos ángulos críticos $\theta\alpha$ y $\theta\beta$.

Cuando se perforan pozos horizontales con ángulos de 0 a 90°, la influencia del componente axial (V_{sa}) de la velocidad de asentamiento de la partícula (V_s) disminuye mientras que la desviación aumenta. Por el contrario, el componente radial (V_{sR}) de la velocidad de asentamiento de la partícula (V_s) se incrementa hacia la parte baja del pozo (figura 7.2).

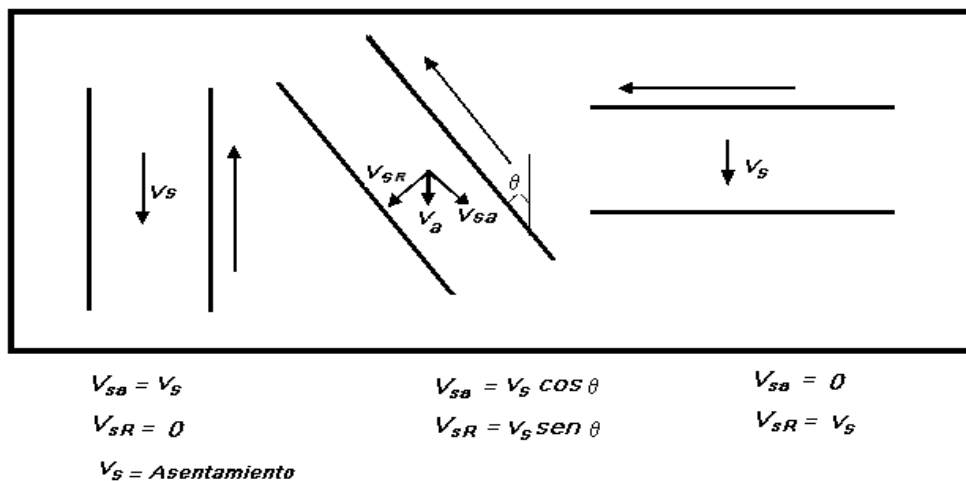


Figura 7.2 Efecto de gravedad respecto a la inclinación del pozo

1.- Secciones con rango de inclinación entre 0° y $\theta\alpha$

Esta sección se caracteriza porque el componente radial de la velocidad de asentamiento (V_{sR}) es nulo y se incrementa a medida que aumenta θ . $\theta\alpha$ Es el ángulo

crítico donde (V_{SR}) es suficiente para permitir que la partícula salga del flujo del lodo y caiga en la parte baja del espacio anular debido a (V_{sa}).

2.- Secciones con rango de inclinación entre $\theta\alpha$ y $\theta\beta$

Cuando θ aumenta de $\theta\alpha$ a $\theta\beta$, (V_{SR}) continua aumentando, y con esto también se incrementa la tendencia de las partículas a caer en la parte baja del pozo, pero cuando (V_{sa}) decrece y $\theta\beta$ es el ángulo crítico donde (V_{sa}) no es suficiente para hacer que los recortes se deslicen contra la corriente.

3.- Secciones con rango de inclinación entre $\theta\beta$ y 90°

Como θ incrementa de $\theta\beta$ a 90° la influencia del componente axial de la velocidad de asentamiento disminuye y alcanza un valor de 0 cuando θ es igual a 90° .

Discusión por intervalo de ángulo de inclinación

Base de datos de pruebas en pozos horizontales, cálculos teóricos y experiencia en campo se usaron para estimar ángulos críticos, obteniendo los siguientes datos:

25 a 35°	Para	$\theta\alpha$
55 a 65°	Para	$\theta\beta$

En las secciones donde el ángulo de inclinación está entre $25^\circ/35^\circ$

Es conveniente un régimen de flujo laminar en el caso de recortes de grano grueso. La relación Y_P/V_P debe aumentarse; para tener una mejor limpieza, se puede circular baches de fluidos de alta viscosidad en este rango de desviaciones.

Secciones donde el ángulo de inclinación es mayor que $\theta\alpha$ y menor a $\theta\beta$ ($25^\circ / 55^\circ$ a $55^\circ/65^\circ$)

En estas secciones no sólo es crítica la situación porque los recortes se acumulan en la parte baja del agujero debido a los efectos de gravedad o cuando se paran las bombas, lo cual podría conducir a una pegadura de la tubería.

Secciones donde la inclinación es mayor de 65°

En esta sección se tiene una ovalación del agujero y por dicha razón los recortes tenderán a asentarse y concentrarse en la parte baja del agujero. En este rango de ángulos, los recortes tienden a no deslizarse a la parte inferior del pozo cuando la circulación se detiene; el fluido turbulento es recomendable para prevenir el asentamiento de recortes. Cuando no se puede tener el flujo turbulento entonces se debe de aumentar los tiempos de circulación.

El desplazamiento del cemento. La limpieza del pozo y una circulación apropiada del cemento son prioridades de consideración. Las pruebas de laboratorio indican que el flujo turbulento es esencial, mientras la presión de bombeo se mantenga por abajo de la presión de fractura.⁶⁶

7.3.2.- Desplazamiento de los fluidos

El desplazamiento del fluido de perforación es el aspecto más importante de un trabajo de cementación primaria. La planeación del desplazamiento apropiado del lodo empieza en la etapa de la perforación, debiendo minimizarse el asentamiento de sólidos en la parte baja del agujero; de lo contrario, será complicado remover en las etapas posteriores durante la terminación del pozo.⁷²

Un problema que afecta la cementación de pozos horizontales es la depositación de sólidos, originado por el asentamiento de los agentes densificantes o recortes perforados provenientes del fluido de perforación. La reología del lodo, específicamente el punto de cedencia (Y_p) origina que se asientan o no los sólidos.⁷³

De estudios realizados en pozos verticales se ha encontrado que se obtiene una eficiencia alta de desplazamiento del lodo, mediante la reducción del punto cedente del lodo y la maximización de los gastos de bombeo. Sin embargo, para pozos horizontales se requieren, además, de la maximización de gastos bajo flujo turbulento para romper las zonas gelificadas, lodos con altos valores de (Y_p) para prevenir el asentamiento de sólidos.⁷³

La eficiencia del desplazamiento durante una cementación es igual al área del espacio anular cementada dividida por el área total del espacio anular. El centrado de la tubería de revestimiento o del liner con respecto al agujero del pozo es la distancia mínima o claro que existe entre la TR y la pared del pozo (C), entre la diferencia del radio del pozo (A) menos el radio exterior de la TR (B). Las condiciones óptimas se establecen cuando se logra una eficiencia de desplazamiento y un centrado igual a la unidad, valores menores a este indican un error en el control de estos parámetros.⁷³ Ver figura 7.3.

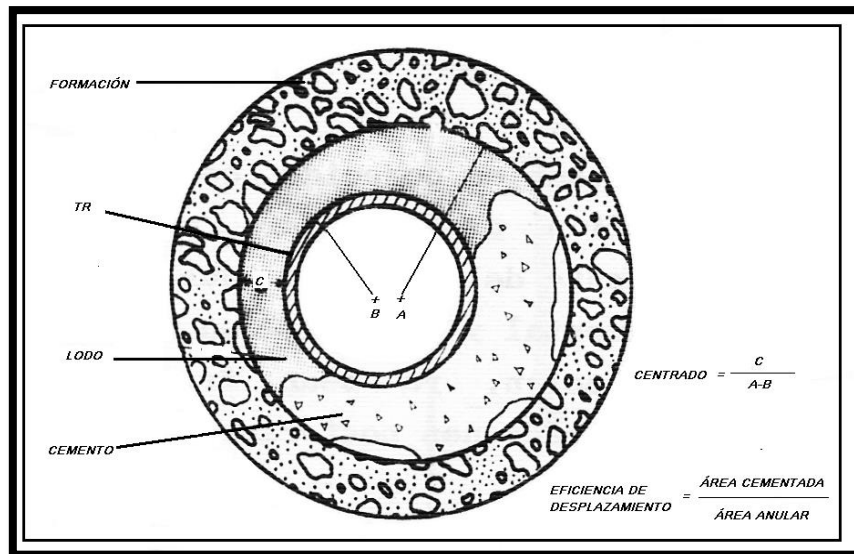


Figura 7.3 Definición del centrado de la TR y la eficiencia del desplazamiento

7.3.3.- Diseño de la lechada

El diseño apropiado de la lechada es crítico para el éxito de un trabajo de cementación; algunas deficiencias pueden ser tolerables en pozos verticales, sin embargo en los pozos horizontales se debe usar la mejor lechada. Los parámetros esenciales para un diseño apropiado de lechada incluyen, cero agua libre a temperatura de formación y asentamiento mínimo de recortes.⁶⁷

Las propiedades de la lechada del cemento toman importancia cuando, los diseños de la lechada se usan en pozos horizontales. Por ejemplo, en la industria, se considera necesario el 0% de agua libre. Si se presenta agua libre en una lechada de cemento usada en un pozo horizontal, se puede formar un canal de agua en el intervalo cementado, permitiendo la comunicación de los fluidos del yacimiento o de las fracturas; esto es indeseable; Sin embargo, un método exacto para simular las condiciones en el fondo del pozo es una prueba de contenido de agua libre. Los métodos de pruebas de lechada utilizados para obtener resultados aceptables en la cementación requieren de las condiciones siguientes:⁶⁷

Estabilidad de la lechada^{65, 66}

La estabilidad del cemento siempre es importante en todos los casos y es más relevante en un pozo desviado. La estabilidad se determina por dos propiedades: la suspensión de sedimentos y el agua libre; esta última es importante debido a que puede migrar a la parte alta del hueco y crear un canal abierto de flujo (Keller et al, 1987; Wilson y Sabins, 1988). La sedimentación puede dar como resultado una resistencia baja, y cemento sumamente poroso en la parte superior del pozo. La pérdida de aislamiento de zonas puede ocurrir, resultando en la migración de fluidos y la reducción de la eficiencia del control del yacimiento. Aunque el agua libre y la sedimentación pueden ocurrir juntas, no están necesariamente conectados. Uno puede fácilmente existir sin el otro, por lo tanto las pruebas deben llevarse a cabo para asegurar que no se produzca ninguna de las dos situaciones. Actualmente, cualquier sistema usado para cementar pozos verticales y desviados puede ser utilizado en

pozos horizontales, con la premisa que las propiedades diseñadas sean adecuadas para las condiciones de un agujero horizontal.

La composición y técnicas de cementación para cada trabajo deben de combinarse, de forma que una vez que el cemento se colocó, éste alcance rápidamente su resistencia adecuada, evitando con esto largos periodos de tiempo de fraguado. Además el cemento debe ser diseñado con suficiente tiempo de bombeo para que no haya problema en su colocación adecuada.

7.3.4.- Centrado de la tubería

En los pozos de altos ángulos de desviación es más difícil remover los recortes y sólidos de los fluidos de perforación, que se asientan en la parte baja del agujero y se recomiendan ayudas mecánicas para realizar la cementación. El centrado de la tubería de revestimiento es un problema en los pozos horizontales y se debe de hacer uso de programas de cómputo para optimizar el número de centradores y espaciamiento; y garantizar que al estar fuera de la zona productiva exista por lo menos el 60% de centrado y dentro de la zona productiva que haya 70%. El estrecho canal de flujo en el espacio anular puede requerir un mayor porcentaje de centralización con el fin para proporcionar un canal suficiente para el flujo que se produzca a lo largo de todo el espacio anular y para prevenir la acumulación de sólidos del lodo en la parte baja del agujero.⁷⁴

Independientemente de la geometría, el API recomienda como mínimo el 67% del centrado de la tubería para tener un espacio de flujo en el espacio anular y se pueda eliminar los recortes de la parte baja del agujero y así obtener un trabajo de cementación bueno. Cuando se cementa un liner, muchos operadores y compañías de servicios recomiendan el 80% de centrado para garantizar un trabajo de cementación de calidad confiable. A medida que aumenta el ángulo de desviación, se requiere un mayor número de centradores. Además, los centradores compresibles (tipo arco) tienen que soportar el peso de la tubería que se encuentra a lo largo de la parte baja del pozo.

Además, se ha encontrado que un número excesivo de centradores aumentaría las fuerzas de fricción del centralizador - pozo más allá de límites manejables. Los centradores utilizados tienen un diseño de espiral que mejora la limpieza, el diámetro del agujero y la colocación de cemento. El diseño de las cuchillas promueve la turbulencia de los fluidos en el espacio anular y mejora la eliminación de los sólidos.⁷⁵

Los efectos de flotabilidad y diferenciales de densidad también deben tenerse en cuenta en la planificación del programa de centradores. La colocación de un cemento de alta densidad cuando el lodo es de baja densidad puede provocar un pobre centrado, porque el cemento pesado puede causar el colapso de los centradores. Debido a la importancia del centrado, algunos operadores recomiendan una separación mínima anular de 0.75 a 1 pg (2 a 2.54 cm) para lograr la eliminación del lodo y la colocación de cemento apropiado. Para un agujero horizontal de 8 1/2 pg (22 cm) se recomienda una TR de 5 ½ pg. (14 cm) desde un punto de vista de cementación.⁶⁷

La dificultad de mantener un flujo turbulento alrededor de una tubería no centrada se muestra gráficamente en la figura 7.4. El número promedio de Reynolds crítico aumenta 2,5 veces cuando la centralización se reduce del 67% al 40%. Crook et al. (1987) observaron que algo de turbulencia puede ser inducida por los centralizadores en tipo de arcos, lo que mejora la remoción del lodo, sin embargo el efecto fue localizado cerca de los centradores.

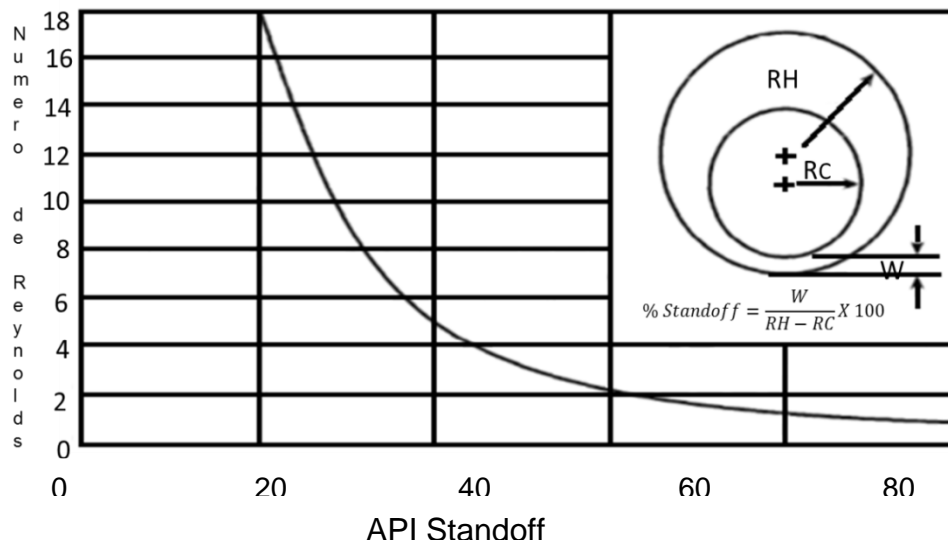


Figura 7.4. Relación de la variación del número de Reynolds Vs centrado de la tubería.

7.3.5.- Evaluación de la cementación con herramienta acústica

Los trabajos de cementación se evalúan con herramientas acústicas después de ser colocados en un pozo horizontal y esperar el tiempo suficiente para que quede de una forma adecuada alrededor de la tubería y afianzada en la formación. Los parámetros considerados en la evaluación y la calidad del trabajo son relacionados a la tubería, al espacio anular lleno, y la presencia de canales.

La capacidad de las herramientas acústicas para la predicción de esos parámetros puede estar sujeta a muchas discusiones en la industria. En pozos horizontales, uno de los más grandes problemas el centrado de la herramienta para obtener datos exactos.⁶⁷ Para que un pozo horizontal tenga la perspectiva de ser redituable, tanto técnica como económicamente hablando, debe de cumplir con requisitos que le permitan establecer condiciones en donde la perforación y la terminación del pozo se optimice y al mismo tiempo se minimicen los gastos con la premisa de que las operaciones tengan éxito.

CAPÍTULO VIII.- CASO HISTÓRICO, CONSTRUCCIÓN DEL POZO HORIZONTAL CHICONTEPEC 1

Actualmente “Chicontepec” representa aproximadamente 29% de las reservas probadas de hidrocarburos del país y el 81% de la Región Norte (Referencias al 2011); es uno de los yacimientos más importantes de México y uno de los retos mayores para Pemex. Como ya se menciona antes, la complejidad del yacimiento, su baja permeabilidad y porosidad, así como su poca presión hace de este yacimiento un reto poder explotarlo de una forma rentable; con este trabajo se pretende estudiar la factibilidad de construir pozos horizontales en el paleocanal con la finalidad de

incrementar la productividad de los pozos y del factor de recuperación del yacimiento; a continuación se describen sus principales antecedentes del campo, los antecedentes de los pozos horizontales en Chicontepec y también se describe un caso histórico de la perforación de pozo Chicontepec¹.

8.1.- Antecedentes de explotación del campo Chicontepec⁷⁶

La presencia de hidrocarburos en Chicontepec se conoce desde 1926 cuando las compañías “El Águila” y “Stanford” perforaron pozos con objetivo Cretácico. A partir de entonces, se detectaron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos, los cuales se consideraron como pozos económicamente no rentables. Durante el desarrollo del campo Poza Rica, con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica-8, se confirmó el potencial de hidrocarburos de la formación Chicontepec en mayo de 1935.

Posteriormente, entre 1952 y 1963, al perforar pozos con objetivo Jurásico en los Distritos de Poza Rica y Cerro Azul, se manifestó nuevamente la presencia de hidrocarburos en formaciones arcillo-arenosas del Terciario. Sin embargo, debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación. Cuando los pozos de los campos Presidente Alemán y Soledad dejaron de fluir en la formación Tamabra, se realizaron reparaciones mayores en las arenas de la formación Chicontepec entre 1963 y 1970.

Con base en los resultados de estas intervenciones y el éxito obtenido en los pozos con objetivo Eoceno Inferior, se concluyó que a pesar de no ser pozos de alta productividad, eran pozos someros y de bajo costo en su perforación, por lo tanto se inició el desarrollo del campo. La explotación comercial de “Chicontepec” se inició en el año de 1970, con la perforación de seis pozos en el campo Presidente Alemán.

En su primera etapa, la producción de aceite se incrementó de 2.5 MBPD a 14.3 MBPD, mediante la perforación de 300 pozos en los campos Soledad, Aragón, Coyotes, Horcones y Soledad Norte. Con la finalidad de contrarrestar la declinación de la producción de 14.3 MBPD a 9.8 MBPD, en el periodo de 1983 a 1991, las actividades

se enfocaron al mantenimiento a pozos y a perforar 228 de desarrollo en los campos Agua Fría y Tajín.

De 1992 a 2001, después de haber alcanzado una producción máxima de 17.8 MBPD, se observó que la producción declinó al final de este periodo hasta en un 50%. Con la finalidad de mejorar el conocimiento del subsuelo, en 1998 se realizó un estudio geológico-geofísico previo a la certificación de reservas, programada con la compañía de Golyer and MacNaughton en el año de 1999. Este estudio permitió sustentar el nuevo valor de aceite *in situ* de 139 MMBPCE y una reserva probable (2P) de 6,500 MMBPCE. Debido a la disponibilidad de instalaciones superficiales, calidad del aceite (°API), espesor de los yacimientos, índice de productividad y profundidad de los yacimientos, se identificaron 5 áreas de oportunidad. Durante 2002 a 2006 se reactivó la perforación en los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, logrando alcanzar un incremento de producción de aceite de 27.2 MBPD.

La creación del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo para atender el desarrollo de “Chicontepec” se realizó en 2007. La estrategia inicial del activo se destacó por una actividad grande de perforación y terminación de pozos del 2008 al 2010, lo cual representó una inversión superlativa; sin embargo, la producción cerró con solo 44.8 MBPD en 2010. A continuación se muestra en la figura 8.1 la evidencia de evolución de la producción de Chicontepec.

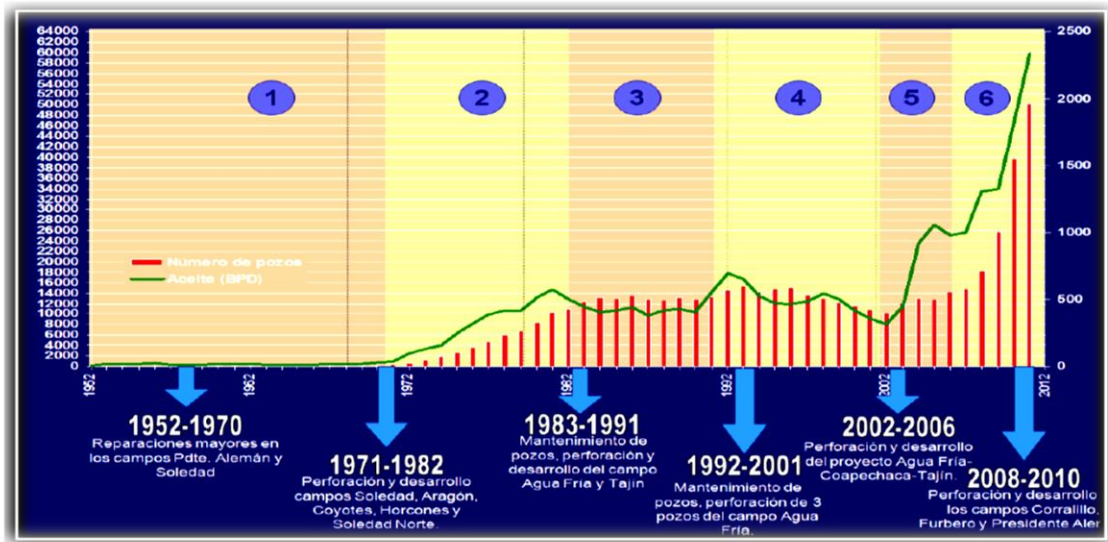


Figura 8.1 Comportamiento histórico de producción en Chicontepec

En el 2011 se cambió la estrategia a un balance adecuado de actividades, destacando las actividades de optimización, las cuales permitieron un monto de inversión bajo, y lograron aumentar los volúmenes de producción por pozo. Durante este proceso la producción se incrementó 44.8 mil BPD, en enero a más de 65 mil BPD a finales del mes de octubre del 2011. Debe indicarse que dicha producción se alcanzó con los pozos nuevos; actualmente, se cuenta con más de 3,000 pozos. Para diciembre del 2012 se tuvo un cierre de producción a 75.283 mil BPD; el pico más alto de producción fue en enero del 2013 con una producción de 77.626 mil BPD.

8.2.- Antecedentes de pozos horizontales en Chicontepec

La perforación de pozos horizontales en el Paleocanal de Chicontepec se inició en 1991, en el campo Agua Fría; en ese mismo tiempo, se perforaron tres pozos horizontales sin fracturar. El desarrollo horizontal promedio fue de 700 metros y la profundidad vertical de 1600 metros. La perforación horizontal en el campo Coapechaca, con un pozo que consta de un agujero piloto y tres agujeros horizontales que contactan una arena cada uno, se reanudó en el 2007. La profundidad vertical promedio es de 1,700 m y el desarrollo horizontal fue de 700 m. Actualmente el pozo se encuentra cerrado.

Los pozos horizontales: Soledad 408, Soledad 438, Soledad 693, Presidente Alemán 2484H, se perforaron entre los años 2008-2009; recientemente, se perforaron los pozos Coyotes 423D y Presidente Alemán 1565 el cual tuvo una producción inicial de 4300 BPD y alcanzo una producción acumulada de 142.00 mil bls aproximadamente en tres meses, con un gasto de 560 BPD.

En el 2012 se perforaron 18 pozos considerados como perforación no convencional con altos ángulos de construcción en la parte horizontal (de 60 a 89°); éstos fueron multifracturados por las condiciones petrofísicas que presenta Chicontepec y alcanzaron desplazamientos máximos de 1150 m; fue hasta agosto del 2013 cuando se construyeron 81 pozos horizontales. Como implantación de nuevas tecnología con esta técnica de perforación se ha logrado incrementar las reservas, administrar los yacimientos e incrementar la productividad de los pozos.

8.3.- Caso histórico pozo Chicontepec 1^{77, 78}

8.3.1.- Resumen

La idea original de producir la formación Chicontepec, y en este caso particular el área de coyotes sección superior (z_100, SIM-18) y la sección media (z_70, SIM-50) con pozos horizontales y multifracturados fue para tener un factor de recuperación mayor y drenar el área de una forma óptima. Por esto se pensó perforar dos pozos horizontales o un pozo multilateral (con dos ramas), después de diversos estudios se decidió perforar un sólo pozo horizontal debido a la información geológica y sísmica del campo.

Las fracturas hidráulicas realizadas en el campo produjeron información que demostró que tienden a crecer más en altura que lo estimado en los diseños. Esto permitió ajustar el diseño de las fracturas y poder contactar la capa z_100 desde la unidad z_70; lo que permite el ahorro de una rama. Para poder confirmar esta hipótesis se evaluó la geometría de las fracturas mediante un mapeo microsísmico y con ello se garantizó la comunicación de dos arenas y explotarlas con un solo pozo. En la figura 8.2 se puede

observar los dos diseños propuestos, tanto con la perforación de un pozo multilateral como la realización de un pozo horizontal contactando la capa z_100 desde la unidad z_70.

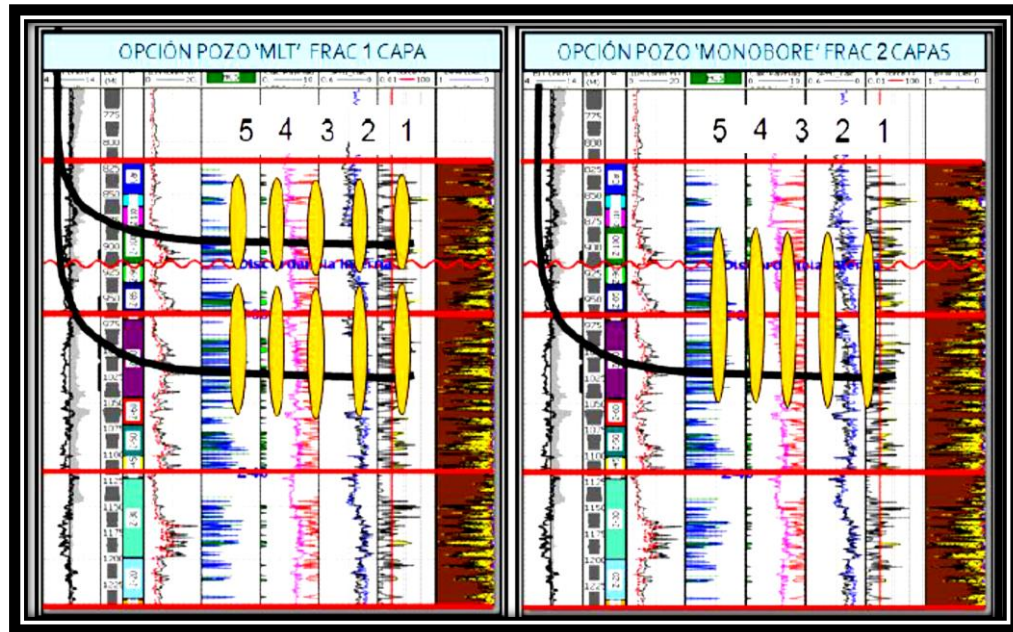


Figura 8.2 Diseño propuesto para la explotación del pozo Chicontepec 1

8.3.2.- Objetivo

El objetivo fue la perforación de un pozo horizontal productor de aceite con terminación de aparejo múltiple de fracturas. Se perforó un pozo de desarrollo, terrestre, horizontal, a la profundidad medida de 1816 m (MD) (1034.5 m TVD), en la formación Chicontepec Medio (Paleoceno Superior), en la unidad Z-70 (arena SIM_50), lo que permitirá evaluar la eficiencia de la tecnología en la productividad del pozo y también comparar la producción de pozos vecinos direccionales, y explotar dos arenas con un pozo horizontal.

8.3.3.- Geología

El Campo se caracteriza por presentar pozos someros entre 900 a 1200 m TVD, de alta estratificación vertical y lateral, calidad petrofísica regular a buena, con una variación de la porosidad de 6% a 12% (promedio 9.7%), espesor neto impregnado de 20 a 70 metros (promedio 40 m), saturación de agua de 45 a 52% (promedio 49%), y permeabilidad absoluta de 0.1 a 4.0 milidarcys (promedio de 1.6 mD.) y el promedio de producción dentro del Campo Coyotes es de 5 bpd a 35 bpd.

En la Tabla 8.1 se muestran las formaciones atravesadas durante la perforación del pozo Chicontepec 1.

Tabla 8.1 Formación perforada en el pozo Chicontepec 1				
Formación	Profundidad vertical programada	Profundidad vertical real (m.v.b.m.r.)	Espesor (m.d.)	Litología
E. Guayabal	Aflora	Aflora	275	Lutita
E. Aragón	-166	-166	340	Lutita y
E.	-506	-506	220	Lutita y
P.	-726	-726	87	Lutita y
Z_90	-799	-813	12	Arenisca
Z_85	-820	-831	11	Arenisca
Z_80	-846	-842	13	Arenisca
Z_70	-856	-855	80.8	Arenisca

8.3.4.- Plano estructural

En la figura 8.3 se muestra un mapa estructural correspondiente a la unidad Z-70 (arena SIM_50) y la ubicación de la plataforma seleccionada para la perforación del pozo horizontal Chicontepec 1 (Horizontal), el cual será perforado desde la macropera Chicontepec. La parte estructural más alta se encuentra a -860 mbnm hacia el noreste del pozo propuesto y su parte más baja a -900 mbnm hacia el Oeste. El pozo propuesto se desarrolla entre las profundidades de -865 mbnm y -880 mbnm.

En la figura 8.3 se muestra una sección estructural en dirección Oeste/Noroeste-Este Sureste a nivel de la formación Chicontepec Medio, con la correlación de los pozos

Chicontepec A, B y C, donde está ubicado el pozo horizontal Chicontepec 1 en el centro de la macroperla Chicontepec.

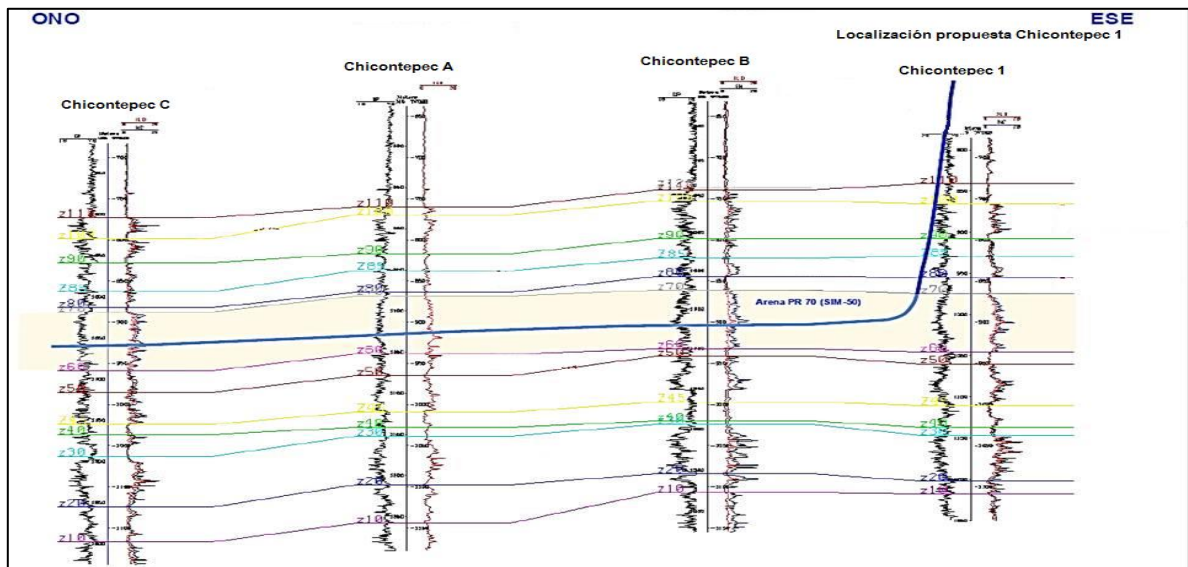


Figura 8.3. Sección estructural en dirección ONO-ESE con pozos de correlación

8.3.5.- Estado mecánico programado y real

En la figura 8.4 se presenta el estado mecánico programado, y en la figura 8.5 el estadomecánico real.

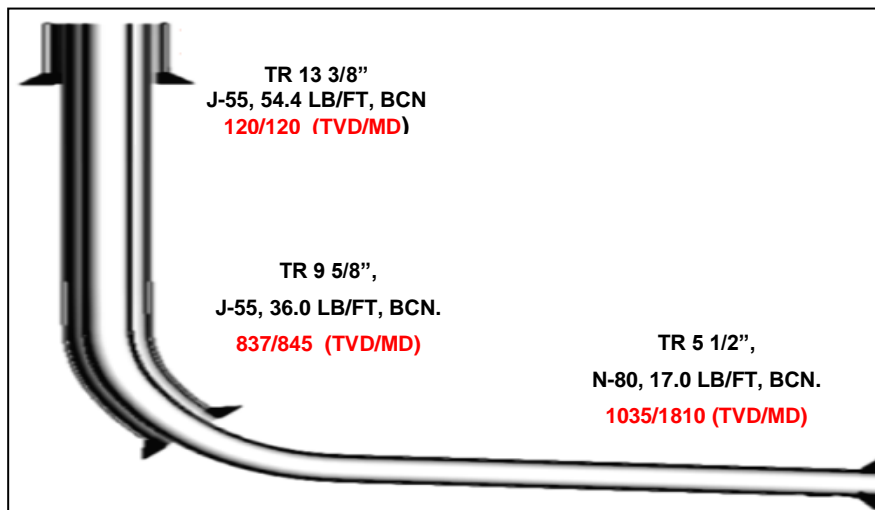
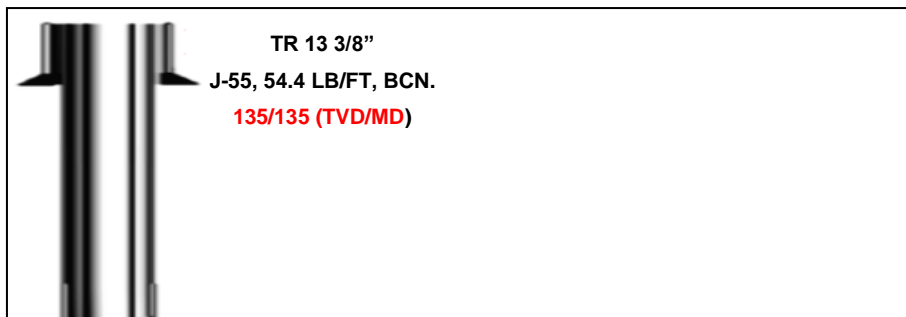


Figura 8.4 Estado mecánico programado



8.3.6.- Resumen por etapa de perforación

a) Primera Etapa

El objetivo de esta etapa es aislar las formaciones someras no consolidadas, acuíferos superficiales y tener un medio de control para la circulación del fluido de perforación. En la primera etapa de perforación del pozo se programó el uso de una barrena tricónica de 17 ½” de dientes para perforar verticalmente. Se armó con una hidráulica de 3 toberas de 18/32” y una central de 16/32” para tener un área de flujo de 0.942 in². Se perforó hasta 135 m. Se acondiciono agujero, bajó TR de 13 5/8” y se cementó.

Tabla 8.2 Resumen de la primera etapa de perforación del pozo Chicontepec 1	
Primera etapa	Superficial TR 13-3/8”, J-55, 54.5 lb/ft, BCN
Barrena	Triconica de 17 ½”
Intervalo	0 – 135 m (MD)
Tipo de lodo	Bentonítico, Densidad: 1.04 – 1.15 g/cm ³
Tiempo de operación	18-22 abril 2011

b) Segunda Etapa

El objetivo de esta etapa es aislar las formaciones superiores y garantizar una buena integridad de la zapata que permita continuar con el avance de la perforación hasta el objetivo.

Con barrena PDC 12 1/4" y sarta direccional navegable se perforó rotando y deslizando. Desde 695 mts se fue construyendo un ángulo hasta 950 mts, tomando un survey cada 30 m perforado. La perforación fue normal, como procedimiento de limpieza de agujero, cada tres lingadas se circuló un tiempo de atraso, y con movimientos recíprocos y rotacional de la sarta de perforación. Se realizaron viajes de reconocimiento para conformar el agujero; en algunos tramos se detectó torque y arrastre; esto se debió a que el agujero estuvo expuesto por un tiempo estático por fallas en las bombas y a que la formación en esa zona son lutitas.

Durante la recuperación de la sarta de perforación se detectaron puntos con arrastre los cuales se vencieron con bombeo y rotación; durante la introducción de la TR también se observaron torques y arrastres; estos se trabajaron y vencieron con circulación y rotaria sin dificultades, se cementó la TR a 943 m, con unidad de registros eléctrico (URE) se tomaron registros CBL-VDL-CCL-GR de 939 a 135 m, donde se detectó anomalía en la cementación. Además, con URE se realizó un puncher a TR a 175 m para corregir cementación probando ok

Segunda etapa	Intermedia TR 9-5/8", J-55, 36.0 lb/ft, BCN
Barrena	PDC 12 1/4", 5 aletas con cortadores de 19 mm, sarta direccional navegable, motor de fondo, MWD y LWD
Intervalo	135 – 950 m (MD)
Tipo de lodo	Polimérico inhibido Densidad: 1.15 – 1.29 g/cm ³
Tiempo de	22 de abril al 12 mayo del 2011

operación	
-----------	--

c) Tercera Etapa

El objetivo de esta etapa es aislar las zonas productoras de la formación SIM_70, para permitir la explotación selectiva de los intervalos. Con barrena PDC de 8 ½ y sarta direccional se perforaron 5 m de formación y se realizó prueba de integridad de formación teniendo como resultante una densidad equivalente de circulación (DEC) de 1.50 gr/cc. Se perforó hasta 1235 m rotando y deslizando. Posteriormente, se circuló para limpiar agujero y homogenizó columnas con fluido de 1.24 gr/cc, también se realizó un viaje de calibración de agujero perforado a 950 m y se observaron arrastres puntuales de 1145 a 1076 m venciéndolos con rotación y bombeo.

Con barrena se bajó a fondo perforado 1235 m libre. Se continuó perforando rotando y deslizando hasta 1816 m, donde se circuló para limpiar el agujero y homogenizar columnas. También se realizó un viaje corto a zapata de 9 5/8", levantando con circulación libre, se reconoció el fondo perforado libre, circuló y limpió el agujero hasta tener retorno de lodo limpio. Se armó sarta con herramienta para toma de registro LWD (sónico- GR- Densidad-Neutrón) + MWD y registró de 943 a 1816 m, se levantó la sarta con herramienta a 1816 m; con rotación y circulación registrando Densidad-Neutrón hasta superficie, y finalmente, se introdujo TR de 5 ½" a 1811 m y se cementó.

Tabla 8.4. Resumen de la tercera etapa de perforación del pozo Chicontepec 1	
Tercera Etapa	Producción TR 5-1/2", N-80, 17 lb/ft, BCN
Barrena	8 ½", 6 aletas y cortadores de 16 mm, sarta direccional navegable, motor de fondo, MWD y LWD
Intervalo	950 – 1816 m (MD)
Tipo de lodo	Emulsión Inversa, densidad: 1.15 – 1.29 g/cm ³
Tiempo de operación	12 al 24 de mayo del 2011

8.3.7.- Trayectoria direccional

Perforación horizontal: Se realizó labor direccional para navegar en el cuerpo SIM_50 (arena Z_70) del Paleoceno Chicontepec Medio con inclinación de 87° . Se navegó 632 m de sección horizontal, desde 1184 m hasta 1816 m; como se observa en la figura 8.6.

El pozo se perforó con un sistema navegable, motor de fondo y barrena PDC, durante la perforación no se tuvo problema con la herramienta direccional, cabe aclarar que las practicas operativas bien ejecutadas ayudan a que la construcción y navegación del pozo se lleven con forme a lo programado.

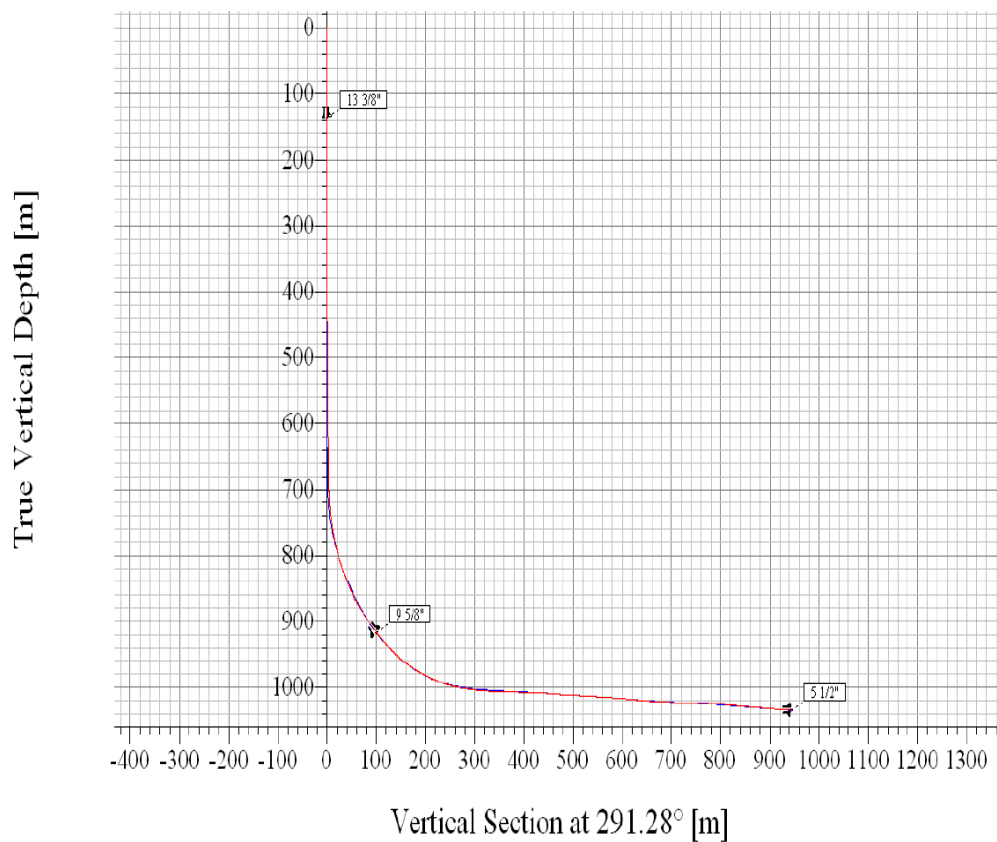


Figura 8.6 Trayectoria real del pozo Chicontepec 1

En la tabla 8.5 se puede ver los fluidos que se usaron en cada una de las etapas perforadas del pozo Chicontepec 1.

Tabla 8.5 Reportes de fluidos de perforación utilizados en el pozo Chicontepec 1											
Eta pa	Compa ña	Pro f. MD	Den s. Gr/c c	Vis c (se g	Vp (c p)	Yp (lb/100 ft ²)	Filtra do (ml)	Sólid os (%)	Salinid ad x1000 (ppm)	P H	Tipo de fluido
1	Bariod	0- 135	1.05 - 1.15	58- 70	16 - 18	21-22	1-1	5-10	0.1- 0.12	9. 5	Bentonit ico
2	Bariod	135 - 950	1.15 - 1.29	45- 74	10 - 20	15-22	5-9	8-14	21-23	9. 2	Polimeri co
3	Bariod	950 - 181 6	1.20 - 1.27	60- 63	19 - 23	15-28	2-5	14- 17	235- 265		E. inversa

En la tabla 8.6 se puede ver los parámetros de perforación del pozo Chicontepec 1.

Tabla 8.6 Reporte de Barrenas y parámetros de perforación utilizados en el pozo Chicontepec 1										
Corridas	Prof. mts	Dia. Bna in ²	ATF In ²	mts	Hrs.	ROP m/hrs	PSB	RPM+MF	Q gpm	Presión psi
1	135	17 1/2	0.942	128	7.65	16.73	2-4	100-130	350- 700	250
2	746	12 1/2	1.208	611	23.70	25.78	2-6	70+138	510- 550	860
3	822	12 1/2	1.208	76	50.50	1.50	2-6	40+138	230	600
4	950	12 1/2	1.208	128	21.0	6.18	3-10	40+138	450- 550	1400

5	1819	8 1/2	0.778	866	77.30	11.20	3-10	50+132	390-470	2000
---	------	-------	-------	-----	-------	-------	------	--------	---------	------

En la tabla 8.7 se puede ver los parámetros de perforación del pozo Chicontepec 1.

Etapa	Etapa	Método	Registro
2	Intermedia	LWD	GR
		WL	CBL-VDL
3	Producción	LWD	GR/Resistividad
		LWD	Sónico
		LWD	Densidad/neutrón
		TF	CBL-VDL

En la tabla

8.8 se puede observar los tiempos de perforación del pozo Chicontepec 1

Etapa TR	Días programados			Días reales		
Transporte e instalación			7	Transporte e instalación		7
13 3/8"	Prof (m)	120	3.47	Prof (m)	135	3.48
	P	0.92		P	0.84	
	TI			TI		
	CE	2.55		CE	2.64	
9 5/8"	Prof (m)	845	7.76	Prof (m)	950	19.84
	P	4.31		P	9.53	
	TI	0.46		TI	0.40	
	CE	2.99		CE	9.91	
5 1/2"	Prof (m)	1810		Prof (m)	1816	
	P	9.79		P	5.58	
	TI			TI		

	R	8.47	21.51		4.83	12.42
	CE	3.25		CE	2.01	
Días totales de perforación			32.74			35.74
Días totales de transporte, instalación y perforación			39.74			42.74

Dónde:

P: Perforando
 TI: Toma de Información Adicional (Núcleos),
 R: Registros
 CE: Cambio Etapa (Registra, Cementa TR, C.S.C.)

8.3.8.- Desviación de tiempo programado

Las desviaciones de tiempo se dieron durante la etapa intermedia. Estos desvíos se presentaron por fallas en el equipo de perforación, principalmente en las bombas de lodo. Estas mostraron pérdidas de presión durante el bombeo continuo de lodo, lo cual llevó a desarmarlas y revisarlas por completo, realizando distintas pruebas para determinar el lugar y motivo de las pérdidas. Después de revisar todos los lugares que podrían presentar pérdidas, se determinó que estaban fallando los módulos por la parte inferior, entre el cuerpo del módulo y el asiento de válvulas de admisión.

Otro desvío que se presentó fue por la necesidad de realizar seis viajes de acondicionamiento luego de perforar la etapa intermedia a 950 m, debido a que se observó inestabilidad de agujero y la consecuente aparición de derrumbe en temblorinas. Esto se debió a que el pozo perforado, compuesto principalmente de lutitas en toda su longitud, estuvo abierto y expuesto a lodo base agua durante la perforación y los 4 días perdidos por reparaciones de equipo y cómo podemos observar en la etapa de producción no se tuvo problemas, aquí los tiempos fueron menores a los programados.

8.4.- Resultados de producción de la macropera Chicontepec 1

El pozo inició su producción el día 27 de Septiembre del 2011 asistido con bombeo mecánico aportando agua de fractura. Luego de un período de 9 días se produjo la surgencia de gas y aceite con un corte de agua del orden de 50%, alcanzando un pico de 1068 bpd de fluido (medición horaria). Se logró estabilizar parando el bombeo, produciendo por TR a separador, y restringiendo el flujo con un estrangulador. El pozo de esta manera tuvo una declinación, y posterior estabilizó en unos 300 bpd de fluido, se observó menor corte de agua.

Para mejorar la limpieza del pozo se implementó aumentos progresivos del estrangulador desde 12.7 mm a 13.5 mm, y 13.89 mm; observándose un leve aumento de la producción bruta, agua y gas, con un mantenimiento del aceite, aumentando de esta manera el porcentaje de agua. A los 51 días de producción efectiva, acumulo 7000 bls de agua, 11200 bls de aceite, y 13.6 MMPC de gas.

La producción obtenida del pozo horizontal Chicontepec 1 comparado con los pozos direccionales realizados en su misma macropera, se muestra en la figura 8.7 la cual presenta una gráfica del comportamiento de producción en la Macropera Chicontepec.

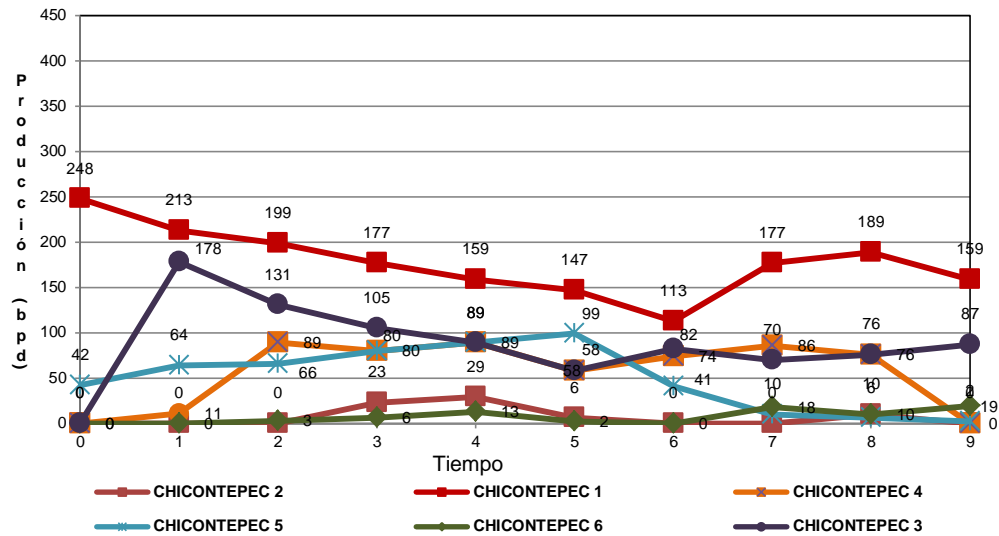


Figura 8.7 Producción de aceite de la macropera Chicontepec

En esta figura se puede observar que el pozo horizontal Chicontepec 1 desde su inicio de producción tuvo un mayor aporte de aceite a comparación a sus pozos vecinos de la misma macropera; se puede identificar que el estándar promedio de gasto de aceite al inicio de la producción está entre los 20 bpd a 40 bpd y con el pozo horizontal se obtuvo un gasto de 250 bpd.

En las figuras 8.8 a 8.13 se muestra la producción por día y la producción acumulada de los pozos en la macropera Chicontepec.

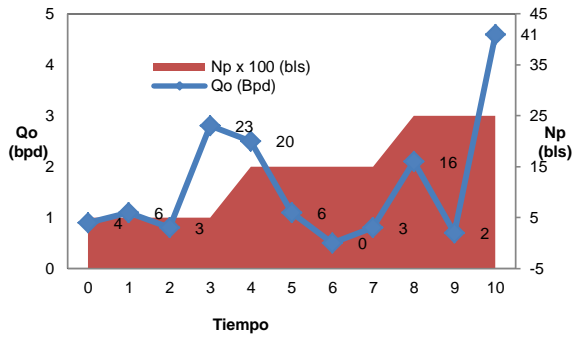


Figura 8.8 Producción acumulada (bls) de aceite del pozo Chicontepec 2

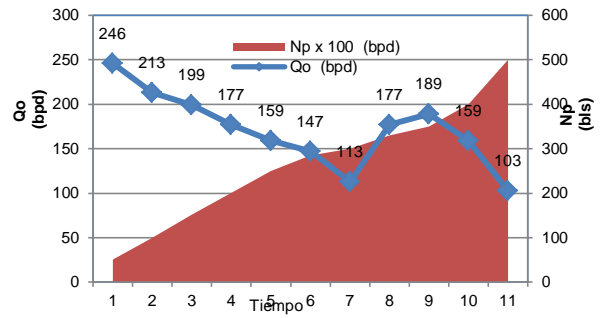


Figura 8.9 Producción acumulada (bls) de aceite del pozo Chicontepec 1

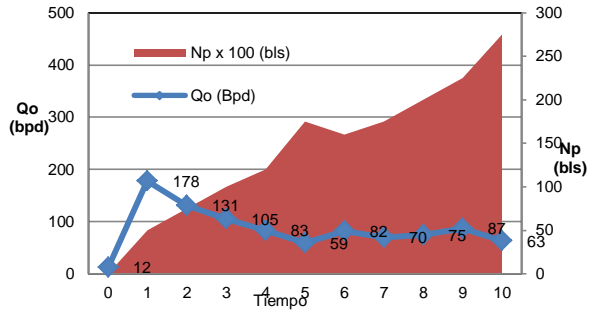


Figura 8.10 Producción acumulada (bls) de aceite del pozo Chicontepec 3

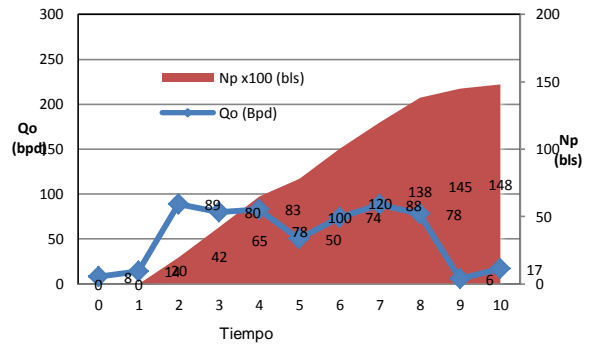


Figura 8.11 Producción acumulada (bls) de aceite del pozo Chicontepec 4

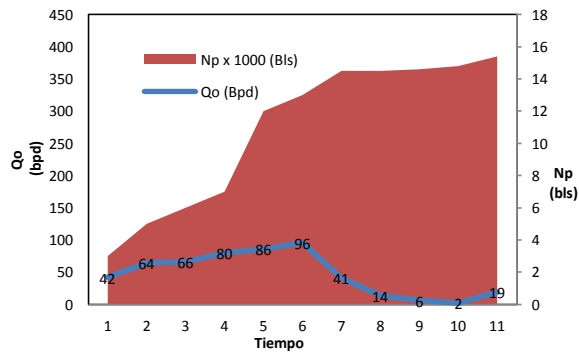


Figura 8.12 Producción acumulada de aceite (bls) en el pozo Chicontepec 5

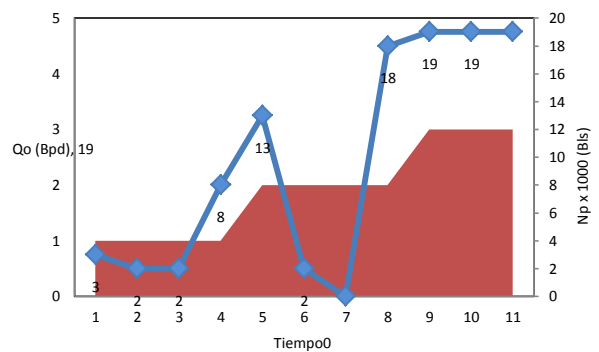


Figura 8.13 Producción acumulada de aceite (bls) en el pozo Chicontepec 6

De acuerdo a las figuras 8.8 a 8.13 al comparar la producción de los pozos en la Macropera Chicontepec nos dice el alto margen de producción que tiene el pozo horizontal Chicontepec 1 respecto a sus pozos vecinos; cabe destacar que la producción de este campo está por debajo de la producción que se obtuvo a través del pozo horizontal.

Como se puede observar los pozos direccionales perforados están en un rango de producción acumulada entre los 15000 barriles y 30000 barriles llevados desde un tiempo 0 aun tiempo 10, el pozo horizontal lleva acumulados aproximadamente 50000 barriles dadas las mismas circunstancias de tiempo, teniendo el pozo horizontal Chicontepec 1 un mayor factor de recuperación de hidrocarburo como se observa en la figura 8.14 donde se concentran todos los pozos de la Macropera Chicontepec.

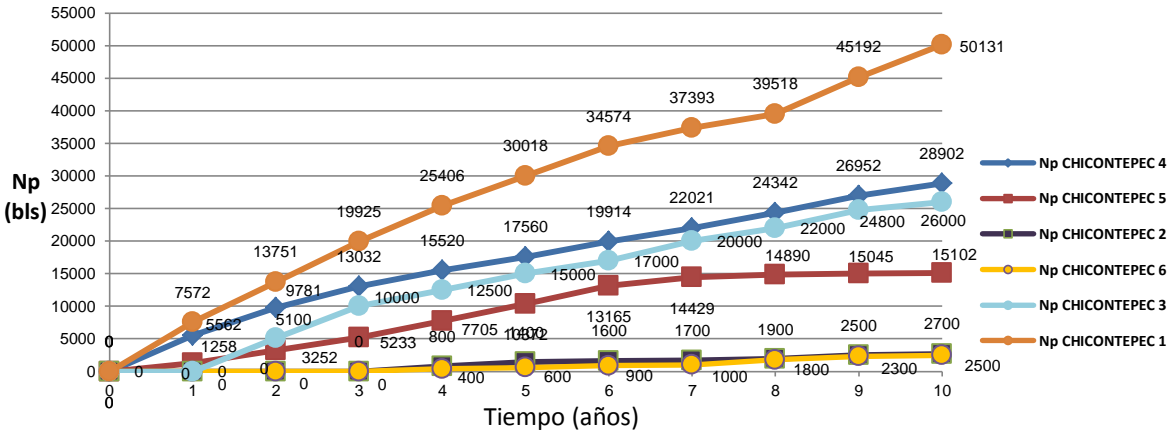


Figura 8.14 Producción acumulada de aceite en la macropera Chicontepec

8.5.- Resultados de pozos horizontales vs pozos direccionales

En la tabla 8.9 se muestra el resultado de pozos direccionales vs verticales más importantes realizados en Chicontepec partiendo de su gasto inicial los cuales han podido incrementar la producción a la fecha aportando el 11 % de la producción con 23 pozos únicamente.

Tabla 8.9. Comparativo con respecto al gasto de pozos direccionales Vs verticales en el campo Chicontepec

Pozo	Q _o (bls)	Q _o actual (bls)	Np a 90 días (BlS)	Np (BlS)	Tiempo de operación (días)	Co sto (M M\$)	RI (Me ses)	Tipo de pozo
Corralillo 629	1100	704	104130	510620	565	52	2	Direccional
Chicontepec 1	400	98	19738	69493	457	78	14	Horizontal
PA-1565	3445	405	141921	338630	391	108	2	Horizontal
Remolino 1631	1334	249	80040	156167	327	52	2	Direccional
Remolino 1648	1248	133	67402	117698	320	108	6	Horizontal
Remolino 1608	1063	111	47575	75911	257	52	4	Direccional
Remolino 1606	2518	128	66073	90417	241	52	2	Direccional
Escobal 197	3000	857	132347	258568	205	134	3	Horizontal
Escobal 195	1080	1303	107425	234616	190	154	5	Horizontal
Remolino 1366	988	342	55288	89680	187	35	2	Vertical
PA-3367	1152	215	51699	65279	150	52	2	Direccional
PA-1505	1398	263	19819	24492	118	108	38	Horizontal
PA-3365	775	99	22332	22791	95	52	12	Direccional
Tajin 195	800	600	49012	56505	105	52	3	Horizontal
PA-3692	1234	228		35685	76	52		Direccional
PA-1526	723	278		22333	63	108		Horizontal

Corralillo 785	1999	1145		81072	62	108		Horizontal
Coyotes 276 D	319	276		12231	75	78		Horizontal
PA-3697	1042	256		60803	58	108		Horizontal
Coyotes 168 D	70	39		1848	56	50		Horizontal
PA-3612	1106	419		30341	56	52		Vertical
PA-1758	246	146		12831	49	108		Horizontal
TOTAL	27040	8294	964801	2368011		1753		

Como se observa en la tabla 8.6 que los pozos horizontales aportan un gasto inicial (Qoi) mayor obteniendo un factor de recuperación más alto. Sin embargo, ha habido pozos direccionales que no son horizontales que compiten con la misma producción, por ejemplo, el Corralillo 629, que siendo un pozo direccional, es campeón debido a que en su vida productiva se ha mantenido durante largo tiempo, considerando las características petrofísicas que se tienen en Chicontepec, donde la producción tiende a caer rápidamente; caso contrario con los pozos horizontales perforados.

Conclusiones

Las conclusiones del presente trabajo son:

1. En comparación con los pozos convencionales, los horizontales pueden incrementar drásticamente el área de drenaje e incrementar el factor de recuperación de los yacimientos no convencionales.

2. En algunos campos, la tecnología de pozos horizontales permite su explotación con pocos pozos; de esta manera, es posible construir un pozo horizontal por cada 4 pozos verticales, obteniendo una producción de 4 a 5 veces más, y hasta 20 veces si el pozo en la sección horizontal interseca fracturas naturales.
3. Las dificultades de la perforación horizontal han disminuido notablemente debido a los recientes adelantos tecnológicos y a la reducción de los costos que implica; esto ha permitido incorporar nuevas reservas asociadas a los yacimientos no convencionales.
4. En campos como el Paleocanal de Chicontepec (estratificados y con permeabilidad vertical pequeña) es factible aplicar la perforación horizontal, en conjunto con un tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico para crear un número óptimo de fracturas sustentadas a lo largo de la sección horizontal; eventualmente, esto permitirá minimizar los costos de la explotación y maximizar el factor de recuperación del yacimiento.
5. De acuerdo al análisis de los datos de producción de los pozos del campo Chicontepec considerados en el estudio, es factible construir pozos horizontales de una forma rentable y con una relación costo/beneficio a favor del proyecto en este yacimiento.

Bibliografía

1. - Joshi, S. D., and W. Ding, Joshi "Horizontal well Application: Reservoir Management". Paper SPE 37036, presentado en la conferencia internacional de tecnología de pozos horizontales, Calgary, Canadá, Nov. 18-20. 1996.
2. - Joshi, S. D. "A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology". Paper SPE 16868, presentado en la conferencia técnica anual, Dallas, Texas, 1987.
3. - Bosio J. C. Fincher R. W., Giannesini J. F., and Hatten J. L.: "Horizontal Drilling – A New Production Method". Trabajo presentado en el 12º congreso, Houston Texas, Abril de 1987.

4. - León Ventura, R., González G, G., y Leyva G, H. "Evaluation of horizontal well production". SPE 59062, febrero de 2000, Villahermosa, Tabasco.
5. - Gilman J. R. y Jargon J. R.: Evaluating Horizontal vs. Vertical Well Performance. World Oil. April, 1992.
6. - Joshi S. D. Production forecasting methods for horizontal wells. Paper SPE 17580 presented at the SPE International meeting Tianjin, China (Nov., 1984).
7. - Giger F. M.: The reservoir engineering aspects of horizontal wells, presented at the 59th annual technical conference Dallas, TX (Sep 16-19, 1984)
8. - Schuh, F. J.: "Horizontal Well Planning – Build Curve Design", paper SPE 20150. Presented in the Centennial Symposium, Nuevo México. October 16-19. 1989.
9. - Boualleg, R., Sellami, H., and Menand S. "Effect of Formation Anisotropy on Directional Tendencies Of Drilling Systems", paper IADC/SPE 98865. This paper was prepared for presentation at the IADC/SEP Drilling Conference held in Miami, Florida U.S.A. 21-23 February 2006.
10. - Johancsik, C. A.; Friesen, D. B.; and Dawson, R.; "Torque and Drag in Directional Wells – Prediction and Measurement", JPT (June 1984), 87-92.
11. - Joshi, S. D., Horizontal Well Technology, published by Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma, 1991.
12. - Martínez Castañeda, Marco Antonio. Selección de la trayectoria de un pozo horizontal. Tesis de maestría en ingeniería. Facultad de Ingeniería, UNAM. 1998.
13. - Gus. D. A. Horizontal drilling an enabling technology. Sperry sun drilling.
14. - Silva Sánchez, César. Perforación de pozos horizontales. Tesis de Maestría en Ingeniería petrolera. Facultad de Ingeniería UNAM. México 1991.
15. - Silva Sánchez, César. Perforación de pozos horizontales. Tesis de Maestría en Ingeniería petrolera. Facultad de Ingeniería UNAM. México 1991.
16. - Schlumberger. Oilfield Review. El auge de las imágenes de la pared del pozo. VOL 15 num. 1. 2003. Pág. 24-38.
17. - Escuela de perforación, perforación direccional. Schlumberger.
18. - SPE 62519 Application of a Point the Bit Rotary Steerable System in Directional Drilling Prototype Well-bore Profiles Stuart Schaaf/Schlumberger; Demos Pafitis/Schlumberger; Eric Guichemerre/Schlumberger.
19. - Un siglo de la Perforación en México. Capítulo 8 diseño de la perforación. PEMEX

2000.

20. - Schlumberger. Oilfield Review Downton Geoff, Hendricks Andy, Skei Klausen, Trond y Pfitis Demos nuevos rumbos de la perforación rotativa direccional.

21. - Una flota completa de herramientas direccionales rotatorias para reducir el costo total de los pozos. Power drive. Schlumberger

22. - Schlumberger. Oilfield Review. Nuevos rumbos en la perforación rotativa direccional VOL 15 num. 1 2004. Pág. 20-31.

23. - Schlumberger. Oilfield Review. El auge de las imágenes de la pared del pozo. Vol 23 num. 2. 2011.

24. - Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación. UPMP. PEMEX.

25. - Hernández Tapia, Ramón. Terminación de pozos horizontales. Tesis de maestría en ingeniería petrolera. Facultad de ingeniería, UNAM. 1998.

26. - Schlumberger. Oilfield Review. El auge de las imágenes de la pared del pozo. Vol 15 num. 1. 2003. Pág. 24-38

27.-. Tzompantzi Juárez, Jaime. Proceso de medición y registro de la formación durante la perforación. Tesis de licenciatura en ingeniería petrolera. Facultad de ingeniería, UNAM. 2004.

28. - J. Holden Andrew, K. Thorsen Arve, Gravem Trond, and Busengdal Christian. Application and interpretation of multiple advanced LWD measurements in horizontal wells, paper presented in the SPWLA 47th Annual Logging Symposium, June 4-7, 2006.

29. - Schlumberger. Oilfield Review. LWD en tiempo real: registro para la perforación Revista de schlumberger.

30. - Polnaszek C.S. and Fraser J. F. Drilling Fluid Formulation for Shallow Offshore Horizontal Well Applications paper 22577. This paper was prepared for presentation at the 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Dallas, TX, October 6-9, 1991.

31. - Li Y., Bjorndalen N. Kuru E. Numerical Modelling of Cuttings Transport in Horizontal Wells Using Conventional Drilling Fluids. Published as a technical note July 2007

32. - Aragón Santos, Miguel y Oseguera Peña Gerardo Antonio. Tecnología de pozos horizontales y estudio de factibilidad para su aplicación en México. Tesis de licenciatura, en ingeniería petrolera, Facultad de ingeniería, UNAM. 1991.

33. - Drilling Fluids Engineering Manual Version 2.0. Spanish. 2001
34. - Aguilera R., Cordell G., Artindale J., Ng M., Nicholl G., and Runions G. Horizontal Wells. Gulf Publishing Company. Houston Tex. 1991.
35. - Ezzat M. A, Horizontal Drilling and Completion Fluids Design Criteria SPE 25595 This paper was prepared for presentation at the SPE Middle East Oil Technical Conference & Exhibition held in Bahrain, 3-6 April 1993.
36. - Horizontal and directional drilling. Presented Richard S. Carden Robert D. Grace.
37. - Hartog, J.J., Davies, D.R., and Stewart, R.B.; "An Integrated Approach for Successful Primary Cementations," Journal of Petroleum Technology, Sept., 1983, pp 1600-1610.
38. - Ikeda, S., Takeuchi, T. and C. Croase, p. "An Investigative Study on Horizontal Well and Extended Reach Technologies with Reported Problem Areas and Operation Practice in North America and Europe". Presented en Drilling conference held in New Orleans SPE paper marzo 12-15 1996.
39. - Slagle, K.A. and Smith, D.K.; "Salt Cement for Shale and Bentonitic Sands," Journal of Petroleum Technology, Feb. 1963, pp 187-194.
40. - García Rivera A. y Padilla Maltrana R. "Elección del tipo de terminación para pozos horizontales". Tesis de licenciatura en Ingeniería Petrolera. UNAM. 1992.
41. - Tomren, P.H., Iyoho, A.W., and Azar, J.J. Experimental Study of Cuttings Transport in Directional Wells; SPE Drilling Engineering, Vol. 1, No. 1, pp. 43-56, February 1986.
42. - Silva Sánchez César: "Perforación de pozos horizontales". Tesis de Maestría en Ingeniería Petrolera. Facultad de ingeniería UNAM. Febrero 1991.
43. - Kamp, A. M. and Rivero, M., Layer Modelling for Cuttings Transport in Highly Inclined Wellbores; paper SPE 53942 presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 21-23 April 1999.
44. - Hopkins C. J. and Leicksenring R.A., Reducing the Risk of Stuck Pipe in the Netherlands; paper SPE 29422 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, 28 February – 2 March 1995.
45. - IYOHO, A.W., Drilled-Cuttings Transport by Non-Newtonian Drilling Fluids Through Inclined, Eccentric Annuli; Ph.D. Dissertation, University of Tulsa, Tulsa, OK, 1980.
46. - Okrajni, S.S. and Azar, J.J., The Effects of Mud Rheology on Annular Hole Cleaning in Directional Wells; SPE Drilling Engineering, Vol. 1, No. 4, pp. 297-308, August 1986.

47. - CAMPOS, W., Mechanistic Modelling of Cuttings Transport in Directional Wells; Ph.D. Dissertation, University of Tulsa, Tulsa, OK, 1995.
48. - Doron, P., Granica, D., and Barnea, D., Slurry Flow in Horizontal Pipes Experimental and Modelling; International Journal of Multiphase Flow, Vol. 13, pp. 535-548, 1987.
49. - Martins, A. L., and Santana, C.C. Evaluation of Cuttings Transport in Horizontal and Near Horizontal Wells—A Dimensionless Approach; paper SPE 23643 presented at the SPE Latin America Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 8-11 March 1992.
50. - Gillies, R.G., and Shook, C.A. Modelling High Concentration Settling Slurry Flows; Canadian Journal of Chemical Engineering, Vol. 78, No. 4, pp. 709-716, August 2000.
51. - GAVIGNET, A.A. and SOBEY, I.J., Model Aids Cuttings Transport Prediction; Journal of Petroleum Technology, Vol. 41, No. 9, pp. 916- 921, September 1989.
52. - RASI, M., Hole Cleaning in Large, High-Angle Wellbores; paper SPE 27464 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Dallas, TX, 15-18 February 1994.
53. - Cho, H., Shah, S.N. and Osisanya, S.O., A Three Segment Hydraulic Model for Cuttings Transport in Coiled Tubing Horizontal and Deviated Drilling; Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 41, No. 6, pp. 32-39, June 2002.
54. - Skelland, A. H. P., Non-Newtonian Flow and Heat Transfer; John Wiley and Sons, Inc., New York, NY, 1967.
55. - Chien, S. F., Settling Velocity of Irregularly Shaped Particles; SPE Drilling & Completion, Vol. 9, No. 4, pp. 281-289, December 1994.
56. - Oroskar , A.R. and Turian, R.M., The Critical Velocity in Pipeline Flow of Slurries; AIChE Journal, Vol. 26, No. 4, pp. 550-558, 1980.
57. - Shah, S.N. and Lord, D.L., Hydraulic Fracturing Slurry Transport in Horizontal Pipes; SPE Drilling Engineering, Vol. 5, No. 3, pp. 225- 232, September 1990.
58. - Shook, C.A., Gillies, R.G., Kristoff, B. J. and Small, M. H., Sand Transport Mechanism in Horizontal Wells; paper No. 15 presented at the Fourth Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section of the Petroleum Society of CIM held with CANMET, Regina, SK, 7-9 October 1991.
59. - Patankar, S.V., Numerical Heat Transfer and Fluid Flow; Hemisphere Publishing Corporation, Washington, DC, 1980.
60. - Jalukar, L.S., A Study of Hole Size Effect on Critical and Subcritical Drilling Fluid

Velocities in Cuttings Transport of Inclined Wellbores; M.S. Thesis, University of Tulsa, Tulsa, OK, 1994.

61. - Arroyo Carrasco Francisco Alejandro. Bases teóricas e interpretación de registros geofísico de pozos, 1ª parte. División de ingeniería en ciencias de la tierra, departamento de geofísica. México, D.F. 1996.

62. - M. Spreux, A., and Louis, Rocca, M. "Logging Horizontal Wells: Field Practice for Various Techniques". Paper SPE 16565. October 1988.

63. - Pérez Soto María del Carmen. Análisis de rentabilidad técnico económica de la perforación con tubería de revestimiento en México. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería. UNAM 2003.

64. - Tzompantzi Juárez, Jaime. "Proceso de medición y registro de la formación durante la perforación". Tesis de licenciatura en ingeniería petrolera. Facultad de ingeniería, UNAM. 2004.

65. - L. Sabins, Fred. "Problems in Cementing Horizontal Wells" Halliburton Energy Services, Inc. JTP, April 1990.

66. - A. M. Wilson, F. L. Sabins, Fred. "A laboratory Investigation of Cementing Horizontal Wells" SPE Paper 16928. 1988.

67. - E. Robert, Cooper and Birch George. Horizontal well cementing.

68. - F.E. Ketti, G M. Edwards, and R.L. SPE 25546. Practical Horizontal Cementing Today This paper was prepared for presentation at the SPE Middle East Oil Technical Conference & Exhibition held in Bahrain, 3-6 April 1993.

69. - Guía Práctica para Diseñar y Efectuar Cementaciones Primarias, gerencia de perforación. Pemex 2000.

70. - Un siglo de la perforación en México, manual de perforación. Capítulo 8, cementación de pozos petroleros. PEMEX, UPMP. 2001.

71. - Zurdo, C. and Georges C, M. Martin "Mud and Cement for Horizontal Wells". SPE 15464. Presented in the Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans 5 al 8 de Oct. 1986.

72. - Parcevaux P. "Guides Emerge for Cementing Horizontal String", Oil And Gas Journal, October 1987.

73. - Crook R. J., et al., "Deviated Wellbore Cementing: part 2- solutions", Journal of petroleum Technology, August 1987.

74. - Ahmed U., and Jacobsen, S. Practical of Horizontal Well Technology: A

Perspective. SPE Paper 21260 presented in this Eastern Regional Meeting held in Columbus, Ohio. October 31- November - 2, 1990.

75. - A S. McPherson, Cementation of Horizontal Wellbores. SPE 62893 This paper was prepared for presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000.

76. - Narváez, A. (2012). Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, “Chicontepec”.ai. México, diciembre 8 del 2012.

77. - Informe final de perforación del pozo de desarrollo Coyotes 423D (HORIZONTAL), Laboratorio de desarrollo tecnológico (laboratorio de campo) en el campo Coyotes, del Activo integral Aceite Terciario del Golfo, Junio del 2011.

78. - Datos proporcionados por Laboratorio de desarrollo tecnológico (laboratorio de campo) en el campo Coyotes, del Activo integral Aceite Terciario del Golfo, Junio del 2011.