

# Diseño de la Perforación de Pozos

## ÍNDICE

	<b>página</b>
Aspectos Generales	7
Introducción	7
I. OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN	7
Coordenadas del conductor y objetivo	7
Posición estructural	8
Profundidad total programada	9
Diámetro de la tubería de explotación	9
Preguntas y respuestas	11
II. COLUMNA GEOLÓGICA ESPERADA	11
Preguntas y respuestas	11
III. PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN	11
Registros	12
Núcleos	13
Pruebas de producción	16
Preguntas y respuestas	18
IV. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE POZOS DE CORRELACIÓN	18
Registros geofísicos	19
Registros de fluidos de perforación	20
Historia de perforación	21
Resumen de operaciones	21
Distribución de tiempos	22
Registro de barrenas	22
Configuraciones estructurales	22

Preguntas y respuestas	22
V. DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE PRESIÓN (FORMACIÓN Y FACTURA)	25
Gradientes de formación y de fractura	26
Conceptos fundamentales	26
Presión hidrostática	26
Presión de sobrecarga	27
Presiones de formación	27
Presión de fractura	29
Proceso de compactación	29
Ecuación de Eaton	30
Origen de las presiones anormales	30
Nivel piezométrico de fluido	31
Características del sistema roca-fluido	31
Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito	32
Actividad tectónica	32
Efectos diagenéticos	33
Represionamiento o recarga	34
Fenómenos osmóticos y de filtración	34
Efectos termodinámicos	34
Metodología para determinar las presiones anormales	35
Técnicas utilizadas antes de la perforación	35
Interpretaciones sísmicas	35
Interpretaciones geológicas	36
Técnicas utilizadas durante la perforación	36
Velocidad de penetración	38
Momento de torsión aplicado a la tubería	38
Carga soportada por el gancho al levantar la tubería	39
Exponente "d" y "d <sub>c</sub> "	39
Presión de bombeo del lodo	40
Incremento en el volumen de lodo	40
Registros del lodo	40
Incremento de recortes (volumen, forma y tamaño de recorte)	42
Densidad de la lutita	42
Porcentaje de montmorillonita	42
Temperatura del lodo	43
Paleontología	43
Técnicas utilizadas después de la perforación	44
Registro de inducción	44
Registro sísmico de porosidad	44

---

Registro de densidad	45
Registro sónico dipolar	46
Puntos para la graficación	47
Tendencia normal de compactación	48
Pruebas de integridad y de goteo	48
Métodos de evaluación para la determinación de los gradientes de presión, de formación y fractura	50
Determinación del gradiente de presión de formación	51
Preguntas y respuestas	55
Bibliografía	55
VI. SELECCIÓN DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	55
Preguntas y respuestas	56
VII. SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DEL POZO	57
Preguntas y respuestas	57
VIII. SELECCIÓN Y PROGRAMA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	57
Introducción	57
Inestabilidad del agujero	58
Estructura general de las arcillas	58
Mecanismos de inestabilidad de las arcillas	60
Hidratación	60
Estabilización de la lutita	62
Programa de fluidos de perforación	63
Preguntas y respuestas	67
IX. DISEÑO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	68
Introducción	68
Tubería conductora	68
Tubería superficial	68
Tubería intermedia	69
Tubería de explotación	69

Tubería de revestimiento corta (liners)	69
Selección de las tuberías de revestimiento	70
Esfuerzos de la tubería de revestimiento durante la introducción, cementación y posterior a la cementación	71
Efecto de choque	71
Efecto de cambio en la presión interna	72
Efecto de cambio en la presión externa	72
Efectos térmicos	72
Efectos de flexión	72
Estabilidad de la tubería	72
Pandeo de las tuberías	73
Preguntas y respuestas	73
Bibliografía	73
X. DISEÑO DE CEMENTACIÓN	73
Cementación primaria	73
Recomendaciones para cementaciones primarias	74
Factores para mejorar el desplazamiento	75
¿Cómo mejorar la cementación de tuberías de revestimiento?	75
Centradores	75
Productos químicos	76
Perfiles de velocidad y presión de desplazamiento	77
Fuerza de arrastre y centralización de la tubería	77
Fuerza de arrastre del lodo, resistencia del gel y erosión del lodo	78
Mover la tubería durante el acondicionamiento del lodo y la cementación	78
Acondicionar el lodo antes de la cementación	79
Evitar reacciones adversas lodo-cemento	79
Controlar los gastos de desplazamiento y la reología de las lechadas	79
Preguntas y respuestas	80
Bibliografía	80
XI. DISEÑO DE LAS SARTAS DE PERFORACIÓN	80
Objetivo	80
Lastrabarrenas	81
Estabilizadores	81
Tubería pesada (H.W.)	82
Tubería de perforación (T.P.)	82
Procedimiento para un diseño de sarta de perforación	82
Preguntas y respuestas	85

---

XII. PROGRAMAS DE BARRENAS	90
Tipos de barrenas	90
Factores para la selección de barrenas	90
Tamaño de barrenas	90
Determinación del costo por metro	91
Preguntas y respuestas	92
XIII. PROGRAMA HIDRÁULICO	92
Objetivo	92
Factores involucrados	92
Parámetros hidráulicos	93
Impacto hidráulico	93
Caballos de fuerza hidráulicos	93
Velocidad del fluido de perforación en las toberas	93
Velocidad anular	93
Guía para la optimación hidráulica	93
Recomendaciones para el diseño hidráulico	94
Nomenclatura	97
Preguntas y respuestas	98
XIV. TOMA DE INFORMACIÓN	100
Registros geofísicos	100
Núcleos	102
Preguntas y respuestas	102
XV. PERFORACIÓN DIRECCIONAL	102
Aspectos generales	102
Planeación del proyecto direccional	109
Cálculo de la trayectoria de un pozo direccional	121
Aspectos de operación	127
Nomenclatura	137
Ejemplo de aplicación	137
Bibliografía	142
XVI. PERFORACIÓN HORIZONTAL, MULTILATERAL Y DE ALCANCE EXTENDIDO	143
Introducción	143
Antecedentes	144
Proceso multilateral	144

Requisitos del sistema	145
Selección del sistema-propuesta técnica	145
Operaciones	146
Vida útil de proceso	146
Esquema operacional del estudio de factibilidad	146
Selección de equipo	146
Estudio de factibilidad de perforación	146
Perforación horizontal y multilateral	147
Objetivo	147
Consideraciones básicas dentro de la perforación horizontal	151
Diseño de las tuberías de revestimiento	153
Métodos de perforación horizontal	154
Aplicaciones	162
Caracterización de yacimientos	164
Caracterización del campo Santuario	167
Análisis comparativo entre pozos horizontales, verticales y desviados	173
Proyecto de reentradas en campos de la División Sur	174
Proyecto multilateral del pozo santuario 28-H	176
Objetivo	176
Predicción de la producción	187
Análisis económico	187
Alcances de la producción	192
Conclusiones	192
Perforación de alcance extendido	194
Aplicación en campo	209
Preguntas y respuestas	210

---

# Diseño de Perforación de Pozos

---

## ASPECTOS GENERALES

### Introducción

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado. Este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros. Por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento requiere que la presión de formación sea determinada previamente.

Las etapas a seguir durante el diseño de pozos están bien identificadas y son las siguientes:

- Recopilación de la información disponible.
- Predicción de presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación.
- Programa de barrenas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y Programa de cementación.
- Diseño de las sartas de perforación.
- Programa hidráulico.
- Selección del equipo de perforación.
- Tiempos estimados de perforación.
- Costos de la perforación.

Debido a que este proceso es general, puede apli-

carse para el diseño de cualquier tipo de pozos y cuyo único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa. La planeación de la perforación de un pozo, requiere de la integración de ingeniería, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad.

### I. OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil: un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible.

El diseño de un pozo incluye un programa detallado para perforarlo con las siguientes características:  
-Seguridad durante la operación (personal y equipo).

-Costo mínimo.

-Pozo útil de acuerdo a los requerimientos de producción y yacimientos (profundidad programada, diámetro establecido, etcétera).

Cumpliendo con lo siguiente:

- Seguridad
- Ecología
- Costo mínimo
- Utilidad

### Coordenadas del conductor y objetivo

Una forma de posicionar exactamente un punto en la tierra es mediante el uso de las coordenadas U.T.M. (Universal Transversal de Mercator) que son univer-

sales y están referidas a cierta proyección cónica de la tierra.

Para perforar un pozo, se requiere de uno o más puntos para ubicar la trayectoria que debe seguir un pozo. Una coordenada nos indicará la posición desde la cuál se inicia la perforación y otra que nos indicará el punto en el que se localiza el objetivo definiendo así si el pozo será vertical o direccional. Sin embargo, es posible que un pozo sea perforado para alcanzar más de un objetivo.

**Posición estructural**

El primer paso en la planeación de un pozo es la recolección de información de los pozos vecinos perforados en el área, una vez que se establecen los objetivos del pozo, se deberán considerar los pro-

nósticos geológicos que consisten en:

1. La columna geológica esperada.
2. Los bloques afallados de la estructura para seleccionar los pozos vecinos.
3. La identificación de las anomalías geológicas que puedan encontrarse durante la perforación del pozo.
4. Contar con mapas geológicos para seleccionar los pozos que se revisarán para programar el nuevo pozo.

En la mayoría de los casos se obtiene de primera mano, un plano de ubicación (figura1) y un plano de isocimas que muestra las características de la estructura (figura 2), el cual conforma el yacimiento

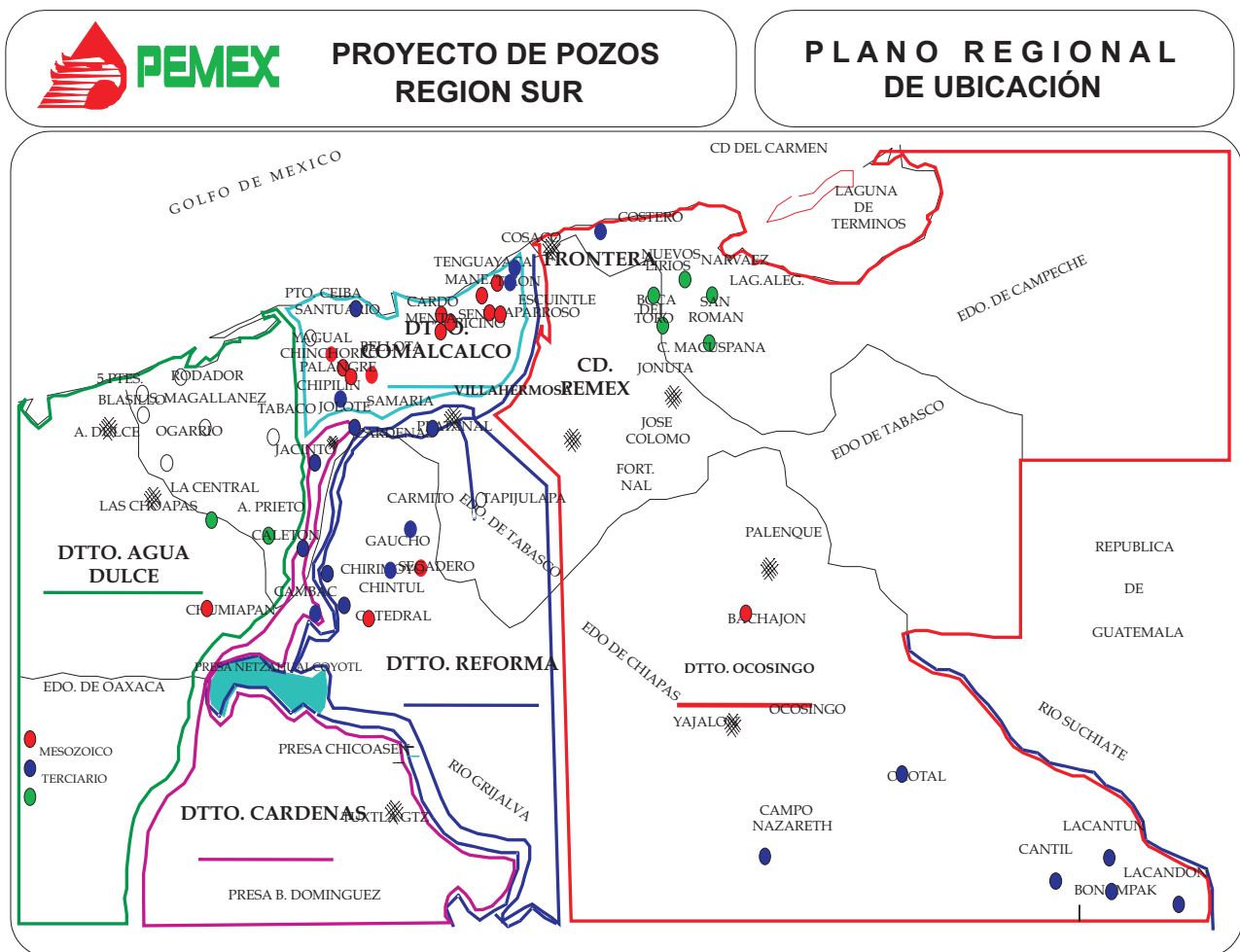


Figura1 Plano regional de ubicación.



acompañados generalmente de una sección diagramática que muestra el perfil del objetivo con respecto a pozos vecinos (figura 3).

pozos pueden clasificarse de la siguiente manera:  
 -Someros.- pozos con profundidad menor a 15 mil ft (4 mil 570 m).

### CAMPO MUSPAC HORIZONTE CRETACICO SUPERIOR

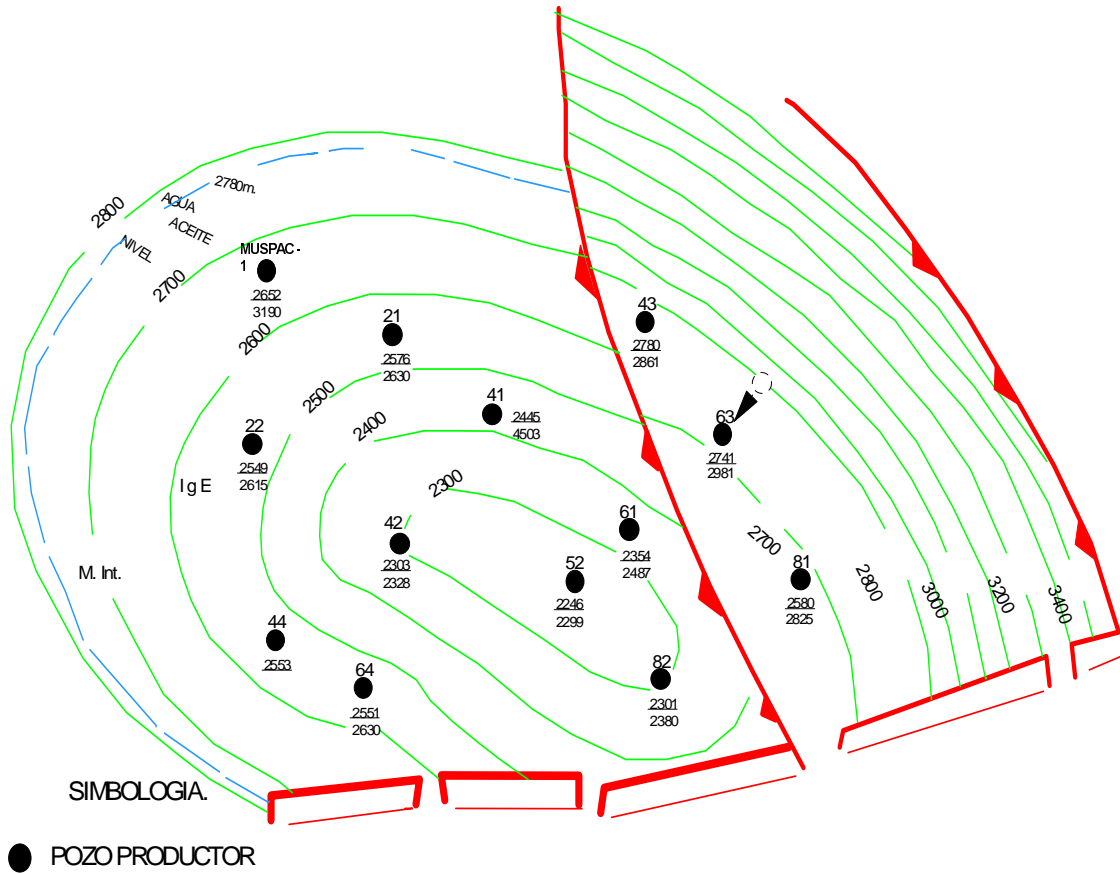


Figura 2 Plano estructural de un campo.

#### Profundidad total programada

Es la profundidad vertical a la que se encuentra el objetivo, pero cuando un pozo no es perforado en forma vertical, entonces existe una profundidad llamada profundidad desarrollada total que es mayor a la profundidad vertical total.

De acuerdo a la profundidad vertical alcanzada, los

-Profundos.- pozos con profundidad entre 15 mil y 20 mil ft (4 mil 570 y 6 mil 100 m).

-Ultraprofundos.- pozos con profundidad mayor a 20 mil ft (6 mil 100 m).

#### Diámetro de la tubería de explotación

El diseño de un pozo se realiza a partir de la tubería

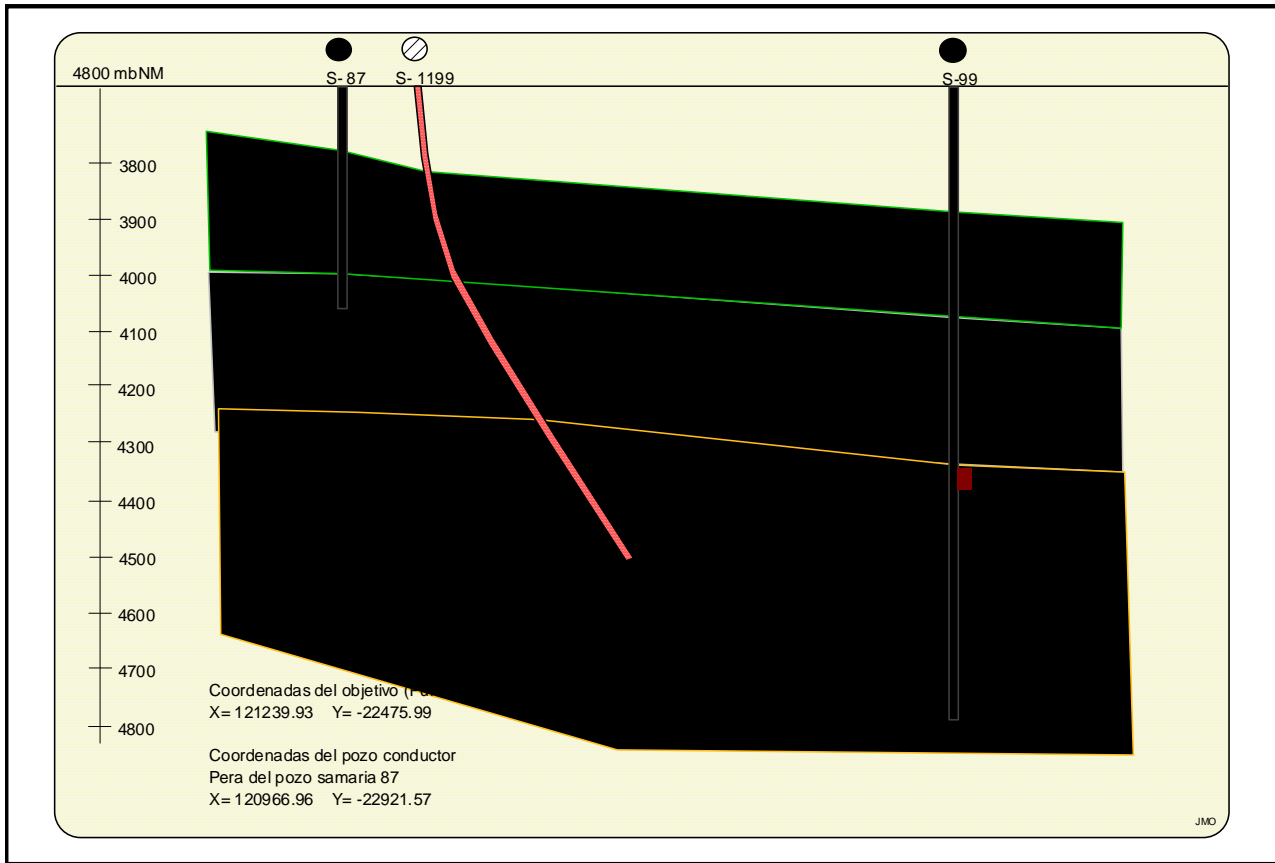


Figura 3 Sección diagramática para ubicar en el espacio un pozo, respecto a sus pozos de correlación.

de explotación, lo cual indica que la planeación se efectúa de abajo hacia arriba.

La tubería de revestimiento es una parte esencial de la perforación y terminación del pozo. Consiste de tramos de tubería de acero ya sean roscados o soldados uno a otro, para formar un conducto desde la profundidad deseada hasta la superficie.

Los diseños más comunes contemplan las siguientes tuberías de revestimiento:

- 1- Tubería de revestimiento conductora
- 2.- Tubería de revestimiento superficial
- 3.- Tubería de revestimiento intermedia
- 4.-Tubería de revestimiento de explotación.

Esta última tubería está diseñada para soportar la máxima presión del fondo de la formación productora y debe evaluarse para que también resista las presiones que se manejarán en caso que el pozo se fracture para aumentar su productividad.

En el diseño del pozo, ésta se coloca arriba y a través de la zona productora, para evitar derrumbes y mantener el agujero limpio.

El diámetro de la tubería de explotación está en función de los requerimientos, expectativas, y características del yacimiento primordialmente aunque puede verse afectada por efectos de la profundidad, formación, los fluidos de control y problemática esperada, verificando los esfuerzos a que estará sometida; es decir debe diseñarse de acuerdo a los requerimientos de producción, estimulación y reparación

del pozo.

### Preguntas y respuestas

1. ¿Cuál es el objetivo de la perforación?
2. Enumerar en orden secuencial, la información que se debe considerar en la planeación de la perforación.

## II. COLUMNA GEOLÓGICA ESPERADA

La columna litológica consiste en una secuencia alternada de rocas sedimentarias. Con el estudio sísmico, y los datos geológicos obtenidos de los pozos vecinos perforados, se correlaciona y obtiene la columna geológica que se espera atravesar en la intervención del pozo a perforar.

El conocimiento de estas formaciones geológicas permite determinar la existencia de formaciones con presiones anormales (presiones del fluido anormalmente altas o bajas) que complican severamente las operaciones cuando son atravesadas durante la perforación. Los problemas asociados con sobrepresiones afectan todas las fases de la operación.

El conocimiento de las presiones en un área determinada ayuda a prevenir problemas.

En México, los trabajos de exploración geológica y explotación petrolera han permitido evaluar las formaciones y lograr la elaboración del mapa geológico del país.

Casi todas las áreas que actualmente producen hidrocarburos, se hallan en la planicie costera y en la plataforma continental del Golfo de México, sobre una franja que se extiende desde la frontera de Estados Unidos, hasta la margen occidental de la península de Yucatán y del frente de la Sierra Madre Oriental hasta la plataforma continental del Golfo de México.

Las cuencas y plataformas de edad Jurásico-Tardío y Cretácico se desarrollaron sobre un sistema de fosas y pilares tectónicos, producto de la separación entre América del norte y África. Este fallamiento se produjo durante el Triásico-Tardío y dio origen al depósito de las capas continentales. Al incrementarse la separación de los continentes, las primeras transgresiones marinas en las fosas tectónicas pre-exis-

tentes, dieron lugar a los depósitos de evaporitas y sal del SE del país y del Golfo de México.

Sobre las cuencas y paleorreliieves jurásicos y cretácicos de la planicie costera y la margen occidental del golfo de México, se desarrollaron durante el terciario cinco cuencas principales, las cuales de norte a sur se han denominado: Cuenca de Burgos, Cuenca de Tampico-Tuxpan, Cuenca de Veracruz, Cuenca Salina del Istmo y Cuenca de Macuspana.

Fuera de las áreas tradicionalmente petroleras, situadas en el noreste de México, sólo en la porción central de los estados de Coahuila y parte del Estado de Nuevo León, se ha puesto de manifiesto la presencia de hidrocarburos tanto de sedimentos del Cretácico como en el Jurásico Superior. Esta nueva área productora de hidrocarburos se encuentra dentro de la unidad geológica denominada Golfo de Sabinas, delimitada al oriente y poniente por los paleo-elementos Península de Tamaulipas e Isla o Península de Coahuila, respectivamente. En la figura 4 se ilustra un ejemplo de columnas geológicas esperadas y reales de un pozo ya perforado. Estado mecánico, con columna geológica atravesada y densidad de fluidos utilizados durante su perforación.

### Preguntas y respuestas

1. ¿En qué consiste una columna litológica?

Es la secuencia alternada de rocas sedimentarias.

2. ¿Qué permiten evaluar los trabajos de exploración geológica y explotación petrolera?

El reconocimiento de las formaciones para la elaboración de mapas geológicos.

## III. PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN

Desde la planeación del pozo, se incluye un programa para la toma de información que consiste en determinar los intervalos o profundidades en los que se corren registros, se cortan núcleos o se efectúa alguna prueba de producción.

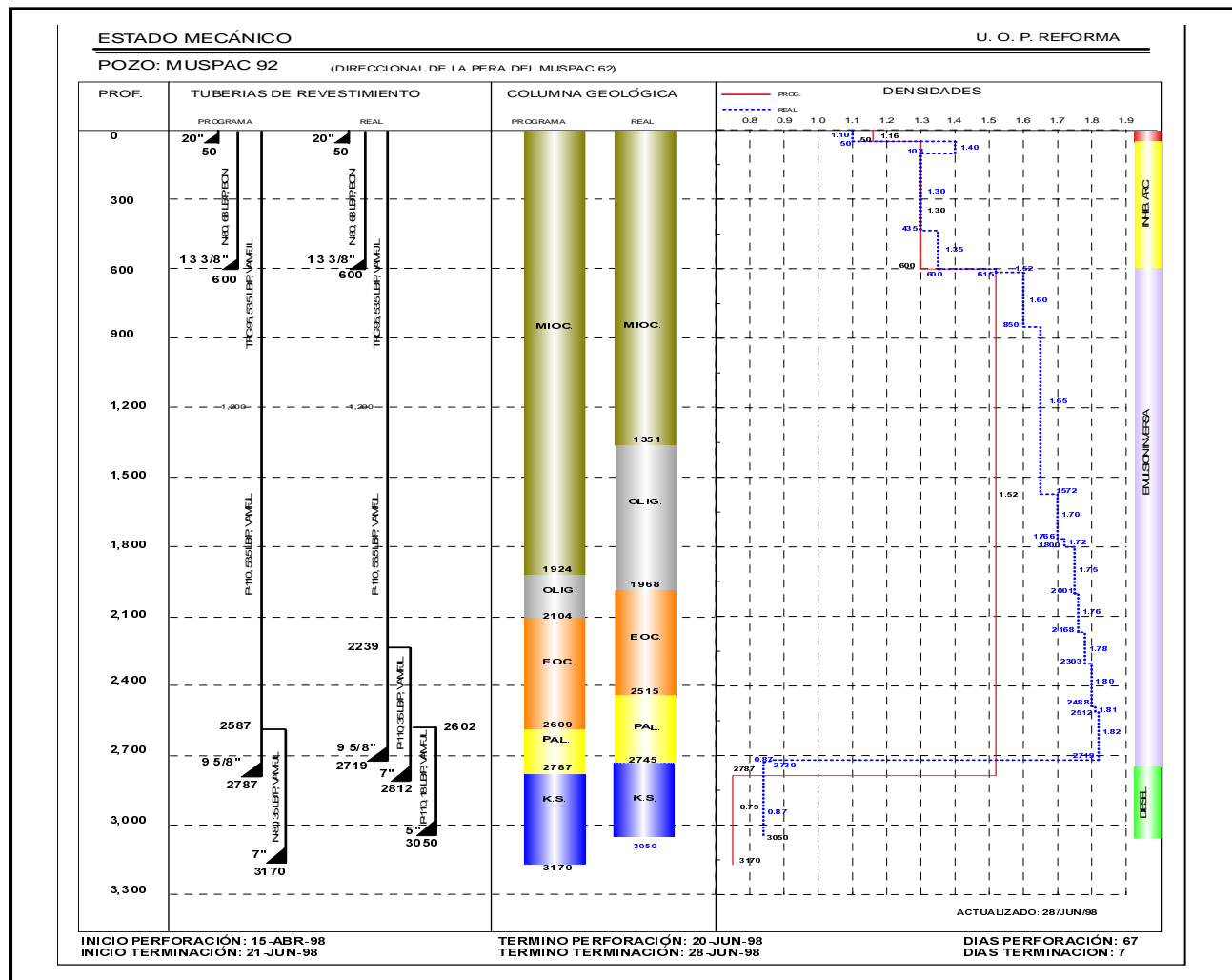


Figura 4 Ejemplo de columnas geológicas esperadas y reales de un pozo ya perforado.

**Registros**

Generalmente el uso de esta palabra está directamente relacionada con los registros de tipo geofísico. Sin embargo, existe otro tipo de registro llamado "Registro continuo de parámetros de perforación". Es un monitoreo, metro a metro, de las condiciones de perforación.

Este registro puede efectuarse en un sólo intervalo o bien en todo el pozo e incluye la siguiente información:

- Velocidad de perforación..
- Exponente "d" y "dc"
- Costo por metro perforado.
- Peso sobre barrena
- Velocidad de rotaria, R.P.M.

- Horas de rotación.
- Torsión
- Temperatura de entrada y salida del fluido.
- Densidad de entrada y salida del lodo.
- Contenido de cloruros en el fluido a la entrada y salida.
- Detección de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.
- Presión de bombeo.
- Contenido de gas en el lodo.
- Gas de conexión.
- Litología.
- Emboladas de la bomba.
- Niveles en presas.
- Densidad equivalente de circulación.
- Presión de formación y de fractura.
- Volumen de llenado.
- Toneladas kilómetro acumuladas del cable de perforación.

Además del registro anterior, también se incluye el programa en la toma de Registros Geofísicos que incluye principalmente los siguientes tipos:

SP: Registro de potencial espontáneo.  
 DIL: Registro doble inducción.  
 DLL: Registro doble laterolog.  
 RG: Registro de rayos Gamma.  
 BHC: Registro sónico compensado.  
 CNL: Registro neutrónico compensado.  
 FDC: Registro de densidad compensado.  
 LDT: Registro de litodensidad.  
 HDT: Registro de echados de la formación.  
 DR-CAL: Registro de desviación y calibre del agujero.  
 CBL: Registro de cementación.

### Núcleos

Las operaciones de corte de núcleos proporcionan muestras intactas de formación.

Es el único método para realizar mediciones directas de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella.

A partir del análisis de los núcleos, se tiene un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, geólogos, ingenieros en perforación e ingenieros de yacimientos.

Los geólogos y los ingenieros de yacimientos obtienen información sobre:

Litología

Porosidad

Permeabilidad

Saturación de aceite, gas y agua

Interfaces Aceite-Agua, Gas-Aceite

Rumbo y echado de las capas

Para los ingenieros de perforación, la mecánica de la roca proporciona información más detallada a considerar en los futuros proyectos de perforación.

### Selección de la profundidad de corte del núcleo

La profundidad dónde cortar un núcleo depende de varios factores entre ellos:

1.- Tipo de pozo:

Exploratorio

Desarrollo

2.- Tipo de información requerida:

Geológica

Yacimientos

Perforación, etcétera.

Para casos de los pozos exploratorios, se requiere evaluar los horizontes que por correlación tienen posibilidades de ser productores.

Se cortan de 1 a 2 núcleos por intervalo dependiendo del análisis de los primeros núcleos. Así mismo, se busca obtener información geológica adicional como:

Litología

Textura

Edad

Depositación

Planos de fractura

Porosidad, Permeabilidad y Saturación de fluidos.

Para el caso de los pozos de desarrollo, la información requerida depende de los antecedentes de producción de los pozos de correlación:

Distribución de porosidades

Distribución de permeabilidades

Permeabilidades relativas

Saturación residual de aceite

## Mojabilidad

Presión en el volumen poroso

Contacto agua aceite

Susceptibilidad de acidificación

Por lo general se corta un núcleo en cada una de las formaciones que son productoras en los pozos de correlación.

### *Tipos de núcleos*

Existen dos métodos para cortar núcleos:

Núcleo de fondo

Núcleos laterales (pared del pozo)

La selección del método depende de varios factores, entre ellos:

Profundidad del pozo

Condiciones del agujero

Costo de la operación

Porcentaje de recuperación

Las operaciones de fondo permiten la obtención de diferentes tipos de núcleos:

Núcleos convencionales

Núcleos encamisados

Núcleos orientados

Núcleos presurizados

### *Núcleos convencionales*

Este se realiza una vez que se ha llegado a la profundidad deseada.

1. Se baja el barril muestrero con la sarta de perforación y se inicia el corte del núcleo.

2. A medida que la operación continúa, el núcleo

cortado se mueve al barril interior.

3. Cuando se tiene cortada la longitud programada, se reduce el peso sobre la corona, se aumentan las rpm y en algunas ocasiones, se detiene la circulación para desprender el núcleo.

4. Por este método, se obtienen muestras cilíndricas de 9 m de largo y con diámetros que van de 2 3/8" a 3 9/16".

5. Una vez en la superficie, el núcleo se recupera en el piso de perforación y el geólogo se encarga de guardarlo en forma orientada.

Este método es adecuado cuando se tienen formaciones compactas.

### *Núcleos encamisados*

Sí se desea cortar un núcleo en formaciones pobremente consolidadas utilizando la técnica convencional, la recuperación es inferior al 10% de la longitud cortada.

Es preferible encamisar un núcleo en formaciones suaves, quebradizas o semiconsolidadas.

- A medida que se corta, el método consiste en cubrir el núcleo, con una camisa de neopreno o de fibra de vidrio.

- La consolidación artificial de núcleo se lleva a cabo congelándolo o inyectándole gel plástico. Posteriormente se transporta al laboratorio para su análisis.

### *Núcleos orientados*

Una de las ventajas geológicas de los núcleos sobre los recortes es que se pueden identificar estructuras diagenéticas y sedimentarias a gran escala.

El echado de los estratos, las fracturas y otras estructuras sedimentarias o diagenéticas pueden evaluarse.

En un núcleo convencional, tal estimación es posible con una exactitud controlada por la inclinación del agujero nucleado.

Por ejemplo, sí una estructura tiene un echado relati-

vo al núcleo y el agujero tiene una inclinación de 3°, entonces el echado verdadero de la estructura puede estar entre 27° y 33°.

Cuando se desconoce la orientación horizontal del barril, el buzamiento y los echados verdaderos no se pueden estimar.

Además, el buzamiento y los echados verdaderos de las estructuras en diferentes partes del núcleo pueden desconocerse si el núcleo se rompe en esas partes.

Para conocer la orientación de la herramienta en el fondo del pozo, se instala un multishot en un lastrabarrena anti-magnético arriba del barril muestrero.

El multishot se fija al barril interior, lo cual permite que permanezca estacionario con el barril cuando se corta el núcleo. Se llevan a cabo las mediciones continuas de la inclinación del agujero y de la orientación de la cara del barril.

Dentro del barril y después de la recuperación, la orientación del núcleo se realiza por medio de una zapata orientadora fija al core catcher. Este dispositivo contiene tres cuchillas que marcan ranuras de referencia alrededor del núcleo, a medida que entra al barril interior.

Con la combinación de las mediciones multishot, la velocidad de penetración y las marcas de orientación en el núcleo es posible orientar la muestra y obtener mediciones exactas de echado y buzamiento de las estructuras.

Además, se pueden realizar análisis de mineralogía y mecánica de la roca.

#### *Núcleos presurizados*

En las operaciones convencionales, las propiedades del núcleo cambian a medida que el núcleo viaja a la superficie.

La declinación en la presión y en algún grado en la temperatura, resultan en una liberación de los esfuerzos de la roca y con ello, la modificación de la permeabilidad y porosidad absolutas y efectivas.

La exudación y la expansión del gas modifica

sustancialmente la saturación relativa de los fluidos. Un núcleo presurizado permite obtener muestras que mantengan, lo más cerca de las condiciones originales, la composición y las propiedades representativas del yacimiento.

Una vez cortado el núcleo, se presuriza el barril por medios mecánicos en la parte superior e inferior de la herramienta. Esto debe mantener las condiciones originales.

Para compensar los cambios de presión por enfriamiento, se tiene una cámara de N<sub>2</sub> a presión regulada.

Una vez en la superficie, el núcleo se congela por medio de hielo seco o nitrógeno líquido durante 12 horas. La desventaja de esta técnica es el costo.

#### *Núcleos de pared*

Esta técnica se utiliza para recuperar pequeñas muestras de las formaciones ya perforadas a una profundidad predeterminada.

La pistola se baja con cable y se disparan las cámaras de recuperación.

Cada herramienta puede recuperar un promedio de 30 a 50 muestras a diferentes profundidades y paredes de agujero. Por lo general, esta técnica se aplica una vez analizados los registros.

El costo es bastante inferior. Las mediciones realizadas a los núcleos de fondo, también pueden efectuarse a las muestras de pared.

#### *Factores que afectan a los núcleos*

Existen dos factores básicos que afectan los núcleos, estos son: el lavado de la roca por medio de los fluidos que penetran durante la perforación y los cambios de presión y temperatura instantáneos, a los que son expuestos.

Para el primer caso, durante la perforación, existe el problema dado por la penetración en la roca. Ello provoca un desplazamiento de los fluidos originales (reducción del contenido de hidrocarburos e incremento del contenido de agua) lo que afecta agregando fluidos diferentes a los originales (figura 5).

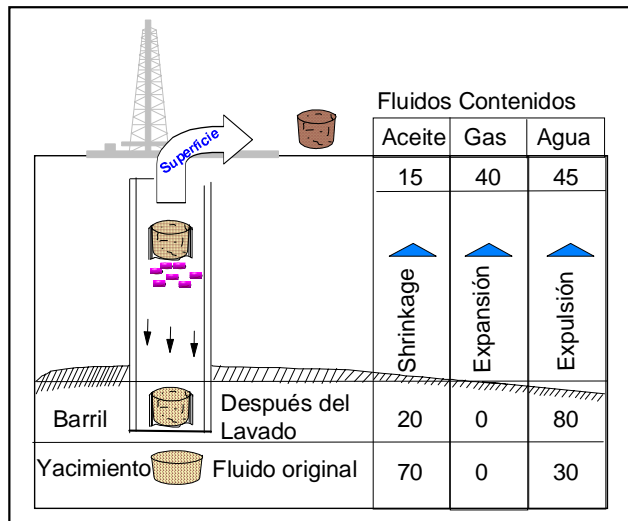


Figura 5 Ejemplo de cambios en la saturación que se presentan en un núcleo desde su posición original hasta condiciones superficiales.

Para el segundo caso, la presión y la temperatura son cambiadas bruscamente provocando un efecto durante la medición de la permeabilidad, porosidad y resistividad, las cuales comúnmente son usadas para definir el factor de resistividad de la formación, el factor de cementación y el exponente de saturación.

### Pruebas de producción

#### Pruebas de producción durante la perforación

Una prueba de formación "DST" (Drill Stem Test) es un procedimiento que provee una terminación temporal del pozo, con el propósito de evaluar en forma rápida el contenido de fluidos y las características de la formación para determinar si es comercialmente explotable y optimar su terminación.

Esta prueba utiliza la tubería de perforación como medio para conducir los fluidos producidos a la superficie. Más adelante se describe el aparejo temporal utilizado.

La interpretación de la variación de presión es la fuente principal de información sobre el comportamiento dinámico de un yacimiento.

En la actualidad, los avances tecnológicos en este renglón son considerables. Y diversas compañías

ofrecen un servicio integral, desde el diseño de la prueba hasta su interpretación.

Cualquier prueba de pozo tiene una serie de objetivos. Estos se ven influenciados por consideraciones técnicas, operacionales, logísticas y por el mismo comportamiento del yacimiento.

Satisfacer todas las condiciones puede optimar los tiempos y costos de operación.

Los servicios integrales incluyen herramientas de fondo, equipos de superficie y sistemas de adquisición de datos.

La adquisición de datos del fondo del pozo y superficie es un paso esencial para la evaluación del yacimiento y la toma de decisiones de carácter económico.

En resumen las pruebas DST (Drill Stem Test) se aplican a pozos en agujero descubierto o entubado. Únicamente varían en los accesorios del aparejo de prueba; básicamente en el elemento de empaque y el acondicionamiento inicial del pozo.

#### Pruebas DST para pozos en perforación

La aplicación de estas pruebas es común durante la perforación de pozos exploratorios, para evaluar en forma rápida zonas que por registros presenten posibilidades de contener hidrocarburos. Una prueba bien dirigida permite obtener una gran cantidad de datos tales como: índice de productividad, daño, permeabilidad relativa, radio de drene, radio de invasión, espesor, saturación, límites del yacimiento, mecanismo de empuje, contenido de fluidos, etc.

Estos son trascendentales en la toma de decisiones, tales como: si la terminación es económicamente rentable, diseñar la estimulación o el fracturamiento en caso necesario, optimar el diseño de la terminación, suspender la perforación, no cementar la tubería de explotación e inclusive taponar el pozo.

#### Factores que se deben considerar antes de realizar una prueba DST

a) Condiciones del pozo:



- Historia de perforación.
- Condiciones mecánicas.
- Verticalidad.
- Compactación de la roca.

b) Condiciones del lodo:

- Tipo de lodo.
- Densidad.
- Viscosidad.
- Filtrado.

c) Tubería del aparejo de prueba:

- Tensión.
- Presión de colapso

#### *Pruebas DST para pozos en terminación.*

Las pruebas de producción en la etapa de terminación del pozo, tienen los mismos objetivos que la prueba en agujero descubierto, con la ventaja de tener cementada la tubería de explotación. Con lo cual se eliminan riesgos. Se evitan pegaduras por presión diferencial, derrumbes por mala compactación, irregularidades en el diámetro del agujero, etcétera.

Los cuidados necesarios antes de realizar esta prueba, son los mencionados anteriormente.

Secuencia que se debe seguir para realizar con éxito una prueba de formación:

- Objetivos
- Diseño de la prueba
- Medidores de fondo y superficie
- Monitoreo de tiempo real y toma de muestras De fondo y superficie
- Operación y adquisición de datos
- Validación de las pruebas
- Informe final
- Preparación del pozo
- Selección del equipo

#### *Objetivo de la prueba:*

Una prueba exitosa exige un buen diseño y un objetivo bien definido. Aunque no es posible hacer una

lista de objetivos que sea suficiente para cada prueba, los más comunes e importantes son

- Evaluación e identificación de los fluidos de la formación.
- Medición de la temperatura de fondo, las variaciones de presión y los gastos.
- Determinar la rentabilidad de la terminación.
- Obtención de la productividad del pozo.
- Obtención de muestras representativas de los fluidos de la formación, para análisis de laboratorio PVT (Análisis de presión volumen temperatura).
- Determinación de parámetros tales como permeabilidad, índice de productividad, daño, etc, para diseñar en forma óptima la terminación.

#### *Procedimiento de ejecución*

Paso 1.- Escariar la última T.R. con la herramienta adecuada.

Paso 2.- Acondicionar el agujero y tomar los registros necesarios (calibración, de coples, litológico, etcétera.).

Paso 3.- Efectuar reunión de trabajo con el personal involucrado, explicando el objetivo de la prueba, las normas de seguridad y asignar tareas específicas para evitar errores durante la prueba.

Paso 4.- Armar el aparejo de prueba y probar hidráulicamente el cabezal de producción y los preventores con la presión de trabajo de los mismos.

Paso 5.- Bajar el aparejo DST con la válvula principal cerrada, llenar el mismo con el fluido previamente determinado (agua, salmuera, etc.) y probarlo hidráulicamente (3 veces como mínimo).

Paso 6.- Mientras se baja el aparejo, instale y pruebe el equipo superficial (el tanque de medición, el separador, el quemador, etcétera).

Paso 7.- Armar e instalar la cabeza de prueba, las líneas de control y efectuar la prueba hidráulica.

Paso 9.- Anclar el empacador siguiendo las indicaciones de la compañía.

Paso 9.- Abra la válvula principal:

- a) Deje 14 kg/cm<sup>2</sup> de presión testigo en la TP.
- b) Cierre los preventores.

c) Aplique presión al espacio anular hasta que observe variación de la presión testigo dejada en la TP, lo cual indicara que la válvula ha sido abierta. Cuantifique el volumen utilizado para represar.

Paso 10.- Abra el pozo al tanque de medición por el estrangulador, hasta que se recupere el volumen de fluido programado (1er periodo de flujo).

Paso 11.- Proceda a efectuar el cierre de fondo, cerrando la válvula principal mediante el deprimamiento del espacio anular. La duración recomendada para este periodo es de 2 horas.

Paso 12.- Abra la válvula principal y efectúe el 2do periodo de flujo, midiendo el gasto en el tanque. La duración de este periodo será de 3 horas o el necesario para recuperar el volumen programado.

Paso 13.- Antes de finalizar este periodo de flujo operar el muestrero.

Paso 14.- Efectúe el cierre final desfogando la presión del espacio anular. El tiempo recomendado para este periodo de restauración de presión es de dos veces el periodo anterior de flujo, si se presentó alta productividad y de tres veces si la producción fue baja.

Paso 15.- Abra la válvula de circulación y controle el pozo por circulación inversa.

Paso 16.- Desancla el empacador.

Paso 17.- Desconecte la cabeza de prueba y recupere el aparejo de prueba.

Paso 19.- Elabore un informe completo de interpretación, recomendaciones y conclusiones de la prueba efectuada.

### Preguntas y respuestas

1. Mencionar las principales características petro-

físicas que se obtienen a partir del análisis de núcleos.

2. Calcular por rumbo y distancia las coordenadas finales considerando los siguientes datos del tubo conductor.

Rumbo: N35E.  
Distancia: 800 metros.

Coordenadas, tubo conductor:

X = 520,320.00  
Y = 1,925,300.00

3. Enumerar los factores que deben considerarse al realizar una prueba de producción (DST), durante la perforación.

### IV. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE POZOS DE CORRELACIÓN

Uno de los aspectos más importantes en el proceso del diseño de la perforación de un pozo es el de determinar las características técnicas (formaciones a perforar, estabilidad, etc) y problemas que se podrían encontrar durante la perforación del mismo. Esto se puede realizar mediante el análisis de la información generada en el campo.

De la calidad y cantidad de información disponible dependerá la calidad del proyecto a realizar.

Pozos exploratorios.- la información disponible para el diseño de la perforación en pozos exploratorios se limita a estudios geológicos y geofísicos realizados en el campo prospecto. Aunque el ingeniero en perforación no es el responsable de la localización del pozo prospecto, el conocimiento geológico del área le permitirá:

-Determinar la geología del pozo a perforar.

-Identificar anomalías geológicas que pueden encontrarse durante la perforación.

El empleo de la información geofísica, en particular información sísmológica permite determinar la litología a perforar, presiones de formación y fractura, propiedades mecánicas de las formaciones y echados de las formaciones.

Pozos de desarrollo.- Si el pozo prospecto es de desarrollo se contará con la información generada durante la perforación de pozos perforados anteriormente en el mismo campo.

### Registros geofísicos

La existencia de ciertos registros geofísicos constituyen una poderosa herramienta para predecir lo que se espera en el pozo a diseñar. Por ejemplo, los registros de resistividad y/o de porosidad nos permiten efectuar una predicción adecuada de las presiones de formación y fractura que es una información fundamental para poder realizar el diseño apropiado del pozo a perforar. De la cuantificación correcta de estas presiones dependerá la profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento, programas de densidades del fluido de perforación, diseño de lechadas de cemento y diseño de tuberías de revestimiento; es decir el diseño total del pozo. Además el hecho de perforar el pozo hasta el objetivo planeado dependerá muchas veces de la cuantificación correcta de estas presiones.

La sección estructural se va correlacionando con los contactos geológicos para programar el diseño y asentamiento de tuberías de revestimiento, densidad de los fluidos de control, zona de presiones anormales.

La existencia de zonas problemáticas puede comprenderse mejor si se cuenta con información de carácter geofísico. Las zonas arcillosas son potencialmente zonas problemáticas durante la perforación.

La forma en la que el material arcilloso se encuentra depositado, afecta algunos parámetros, los cuales son obtenidos por medio de los perfiles dependiendo de la proporción de arcillas presentes, sus propiedades físicas y la forma en que se encuentran. Estudios al respecto muestran que el material arcilloso se encuentra depositado en tres formas:

- Laminar
- Estructural
- Dispersa

*Laminar:* Consiste en una serie de lutitas y/o arcillas

en forma laminar, depositadas entre las capas arenosas y/o limolíticas.

Aunque este tipo de arcillas no tiene mucha ingerencia en la porosidad pero sí en los registros, en especial los Rayos Gamma, Inducción de alta Resolución (HRI).

*Estructural:* Este tipo de arcilla se encuentra presente en forma de granos o nódulos en la matriz de la formación, es decir, forma parte del cuerpo, aunque este tipo de arcilla tampoco le afecta la porosidad se considera con las mismas propiedades de las arcillas laminares.

*Dispersa:* Este tipo de arcilla se encuentra en dos formas diferentes:

En forma de acumulaciones adheridas a los granos o revistiendo los mismos.

Llenando parcialmente los canales porosos más pequeños (intergranulares, intersticios), este tipo de arcilla reduce la porosidad considerablemente.

Todas las arcillas pueden presentarse simultáneamente en la misma formación, sin embargo por lo general la arcilla predomina en una sola capa o tipo y se han originado "Modelos simplificados", los cuales permiten obtener valores razonables de porosidad y saturación de agua, dependiendo del tipo predominante de arcilla.

En la práctica y para conceptos de interpretación se considera que las arcillas laminares y estructurales, tienen en promedio, las mismas propiedades que las arcillas de las capas adyacentes, ya que teóricamente están sometidas a la misma presión de sobrecarga y que son regularmente uniformes.

Comportamiento de los diferentes registros frente a intervalos o formaciones de zonas arcillosas.

Los registros de resistividad son afectados debido a las bajas resistividades de las arcillas, esta reducción es en mayor proporción en arenas arcillosas de tipo laminar y estructural que en las dispersas.

La curva de SP varía cuando se perfora con lodos base agua, cuanto más grande sea la proporción de arcillas más reducida será la desviación o valor de la

curva SP respecto al valor de este en una formación limpia de suficiente espesor, que tuviese el mismo tipo de agua de formación.

Cabe mencionar que además la presencia de hidrocarburos, también contribuye a reducir aún más el valor de la curva SP y es mayor en arenas arcillosas.

Esta reducción de la curva SP es más notoria en las arcillas tipo laminar y estructural que en la dispersa, la desviación de la curva una vez corregida por espesor de la capa se le conoce como SSP (Potencial Espontáneo Pseudoestático).

Otros tipos de registros:

**Densidad:** Es el perfil de la densidad, responde a la densidad electrónica del medio, la presencia de arcillas en la formación produce el aumento de la porosidad efectiva que puede obtenerse del registro, ya que por lo general, la densidad de las lutitas están en el orden de 2.2 a 2.65 gr/cc.

**Neutrón:** El registro neutrón responde a todo el hidrógeno contenido en la formación, esto también incluye el hidrógeno en el agua intersticial presente en las arcillas, lo cual significa que la lectura del perfil se encuentra incrementada por efecto de arcillas presentes en la formación.

**Sónico:** La presencia de arcillas en la formación afecta a la lectura del registro, aumenta dependiendo del tipo de distribución de la arcilla presente ya sea laminar, estructural o dispersa.

Estas consideraciones aplican más a formaciones compactas. Como anteriormente se mencionó con los registros anteriores se puede efectuar el cálculo de volumen de arcilla (Vsh), para fines de porosidad efectiva y la saturación de agua.

El análisis de registros en arenas arcillosas es difícil especialmente cuando se tienen resistividades bajas en el orden de 1 o 2 ohms y cuando los registros de Densidad Neutrón demuestran pobre desarrollo en la porosidad.

Años atrás no era muy atractiva la perforación en campos con yacimientos en formaciones de este tipo debido a la elevada inversión económica. Hoy en día son grandes desafíos al perforar y produ-

cir a un costo menor. Contamos con herramientas y técnicas de nueva tecnología, las cuales nos ayudan a obtener información directa de los fluidos en los yacimientos, así como también imágenes de la formación conjuntamente con sus características y comportamiento.

### Registros de fluidos de perforación

El diseño de los fluidos de perforación va en función de la litología, temperatura, hidráulica, tipo de pozo (exploratorio, desarrollo, delimitador, profundización), perfil del agujero, programa de diámetro de agujero y tuberías de revestimiento (convencional, esbelto, núcleos continuos, etc), profundidad del pozo, logística, daños a la formación y restricciones ambientales.

Los fluidos deben ser desarrollados con las propiedades y características apropiadas para todas las operaciones que se realizarán considerando los costos de los mismos.

Durante la intervención del pozo se lleva un registro de fluidos de perforación con la finalidad de ir monitoreando su comportamiento y comparando con las estadísticas de los pozos vecinos.

Los reportes de fluidos describen las características físicas y químicas del sistema de lodos, los cuáles se hacen diariamente.

La figura 6 ilustra un formato de reporte del lodo que incluye la siguiente información:

- Nombre del Pozo
- Fecha
- Profundidad
- Datos de las bombas de lodo
- Equipo para el control de sólidos
- Densidad
- Viscosidad Marsh
- pH del lodo
- Viscosidad plástica
- Punto de cedencia
- Gelatinosidades
- Contenido de cloruros
- Contenido del ión calcio
- Contenido de sólidos
- Filtrado
- Por ciento de aceite

- Por ciento de agua
- Cantidad de sólidos
- Temperatura
- Filtrado

foración, destacando la información relevante, así como los problemas encontrados, registros geofísicos tomados, récord de barrenas, equipo de perforación utilizado, etc., además de toda la información que se

MATERIALES Y CONCEPTOS	TUBO CONDUCTOR		PRIMERA ETAPA		SEGUNDA ETAPA TR.103/4" BNA14 3/4"		TERCERA ETAPA TR.75/8" BNA9 1/2"		CUARTA ETAPA TR.5" BNA57/8"		TOTAL	
	TR.24" BNA30" CANTIDAD		TR.16" BNA22" CANTIDAD		CANTIDAD		CANTIDAD		CANTIDAD		CANTIDAD	
BARITA										TON		0 TON
DIESEL					87.0611	MB	34.36	MB	6980.95	MB	710292	MB
OXIDO DE CALCIO												
SECUESTRANTE H2S												
CONT. CIA. DRILLINGFLUIDS MI.												0 TON
OBT. CELULOSICO MED												0 TON
OBT CELULOSICO FINO												0
AGUAQUIM												
SUBTOTAL MAT. QUIMICO (COSTO)												7102.92
TIPO DE LODO Y DENSIDAD	BENT. 1.08		KLA-GARD 1.25		E.I.DENS=1.47		E.I.DENS 1.55		E.I.DEN.0.90-0.89			
VOLUMEN RECIBIDO Y COSTO		MB	129	MB	1045.5	MB	597	MB	7775.95	MB	9547.45	MB
VOLUMEN ENVIADO Y COSTO	129	MB	140	MB	60	MB	131	MB	395	MB	855	MB
VOLUMEN PERDIDO Y COSTO	140	MB	315	MB	787.5	MB	366	MB	7380.95	MB	8989.49	MB
SERV. INT. FLUIDO MANTTO. E.T. (CIAMI.)									1741.73	MB	1741.73	MB
ATN. TECNICA POR MANTTO. (CIA. MI.)									43	DÍAS	43	DÍAS
CONTRATO INT. DE FLUIDO CIA'S (MI.)	50	MTS	850	MTS	2200	MTS	840	MTS	392	MTS	4332	MTS
MATERIAL CONTINGENCIAS (LODOS/P)							0	MB	160	MB	160	MB
SERV. INT. ATN. TECNICA	3	DÍAS	13	DÍAS	34	DÍAS	40	DÍAS	35	DÍAS	125	DÍAS
BARITA PROPORCIONADA POR CIA.	63.88	TON.	260.19	TON.	516.995	TON.	787.1	TON.			1628.13	TON
CONTT. CIA. CONTROL SOL COMSERTEC	8	DÍAS	13	DÍAS	34	DÍAS	40	DÍAS	79	DÍAS	174	DÍAS
SERV. MANTTO GRAL. EQ. CONV. CONT. SOL								SERV.	1	SERV.	1	SERV.
SERV. LIMPIEZA INT/EXT. DE TUBERIA					35	DÍAS	35	DÍAS			70	DÍAS
SERV. RETROESCAVADORA		DÍAS	9	DÍAS	8	DÍAS					17	DÍAS
COSTO SANEAMIENTO DE RECORTES												0 MB
SUBTOTAL SERV. POR CONTRATOS												
FECHA INICIO Y TERMINO	17/01 AL 19/01/98		20/01 AL 1/02/98		2/02 AL 7/03/98		8/03 AL 16/04/98		17/04 AL 25/06/98			
METROS PERF Y DESVIADOS	50	MTS	850	DÍAS	2200	MTS	840	MTS	590	MTS	4530	MTS
COSTO POR METRO PERFORADO												0 MB
RECORTES TRANSPORTADOS VIAJES									0		0	DÍAS
AGUA RESIDUAL TRANSPORTADA									1	VIAJ	1	VIAJ
COSTO POR TRANSP. MQ. LODO DIESEL				VIAJ	17	VIAJ	8	VIAJ	430	VIAJ	455	VIAJ
SUBTOTAL SERVICIOS DE APOYO												
PROBLEMAS*												
1.- CLASIFICACIÓN 2.- PÉRDIDA DE CIRC 3.- PECADURA 4.- PESCA 5.- DERRUMBE 6.- RESISTENCIA 7.- FRICCIÓN 8.- ATRAPAMIENTO 9.- DESMIA POZO												

Figura 6 Formato de reporte diario de fluidos de perforación.

- Enjarre

considere pertinente.

### Historia de perforación

Registra todos los eventos ocurridos durante la per-

### Resumen de operaciones

Se realiza un programa resumido de las operaciones que se ejecutan durante la intervención del pozo, así

como al término del mismo se hace un resumen operacional el cuál consiste en un informe de operaciones donde se van detallando las operaciones a medida que se está interviniendo el pozo, con sus operaciones normales, problemática que se presenta, como fue solucionada, asentamientos de tuberías de revestimiento, cementaciones, días de duración de cada etapa de perforación, cambio de etapa, días totales.

Todo lo anterior es con la finalidad de tener estadística y conocer más el campo, verificando el tiempo programado durante la intervención con el tiempo real, correlacionando para las futuras programaciones de perforación en el mismo campo.

### Distribución de tiempos

En el programa detallado para la perforación de un pozo, se tiene el tiempo estimado en perforar.

La distribución de tiempos de los pozos vecinos previamente perforados sirven como referencia así como las estadísticas y el tiempo real que utilizaron por ejemplo:

- Perforando
- Registros geofísicos
- Preparativos e introducción de T. R.
- Preparativos y cementando
- Instalación o desmantelación de BOP'S o CSC (Preventores o conexiones superficiales de control)
- Probando BOP'S o CSC
- Circulando
- Viajes, armar, desconectar. barrena., herramienta, tubería de perforación.
- Desplazando fluidos
- Cortando y recuperando núcleo
- Rebajando cemento, pruebas de tuberías de revestimiento.
- Servicios direccionales
- Deslizando y cortando cable
- Pláticas de seguridad o simulacros
- Esperando fraguado

Es muy importante correlacionar para las futuras programaciones y diseños de perforación en el mismo campo.

En la figura 7 se ilustra un formato de la distribución de tiempos en la perforación de un pozo.

### Registro de barrenas

En cada pozo que se va interviniendo se lleva un registro de barrenas con la finalidad de programar en el próximo diseño de pozo las barrenas ideales para cada formación y condiciones de operación óptimas de trabajo para cada etapa.

La estadística consiste en:

- Núm. de Barrenas
- Características
- Rendimiento
- Condiciones de operación
- Fluido
- Desgaste
- Observaciones

En la figura 8 se ilustra un formato del registro de barrenas:

### Configuraciones estructurales

La ubicación estructural para el diseño de un pozo de desarrollo proporciona información valiosa para el inicio de los trabajos ya que de ellos depende en gran parte el éxito de la perforación.

### Preguntas y respuestas

1. ¿Qué permite conocer el aspecto geofísico del área donde se perfora?
2. ¿Para qué nos sirven los registros geofísicos, al planear la perforación de un pozo?
3. ¿En qué formas se encuentra depositado el material arcilloso?

INICIÓ PERF'N 19/ENE/98

TOTAL

CONCEPTOS OPERATIVOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN				
<b>SAMARIA 1199</b>										
<b>OPERACION NORMAL</b>	<b>HORAS</b>	<b>HORAS</b>	<b>HORAS</b>	<b>HORAS</b>	<b>HORAS</b>	<b>HORAS</b>	<b>HRS.</b>	<b>%</b>	<b>%</b>	
Perfora	69.00	294.00	344.00	72.50	119.00	26.00	924.50	24.69	40.20	
Registros geofísicos	11.00	28.50	0.00	35.00	12.00	19.00	105.50	2.82	4.59	
Preparativos e introducción de T.R.	22.00	8.00	17.00	32.00	0.00	28.00	107.00	2.86	4.65	
Preparativos y cementando	12.50	0.00	11.00	8.00	0.00	12.00	43.50	1.16	1.89	
Inst. o Desmant. BOP's , o C.S.C.	34.00	15.00	56.00	61.00	0.00	4.00	170.00	4.54	7.39	
Prueba. BOP's , o C.S.C.	0.00	4.00	6.00	7.50	0.00	0.00	17.50	0.47	0.76	
Circula	9.50	15.50	4.50	11.50	2.50	22.50	66.00	1.76	2.87	
Viajes	53.00	89.50	79.50	239.50	51.00	116.00	628.50	16.79	27.33	
Desplazando Fluidos	0.00	0.00	0.00	4.50	0.00	0.00	4.50	0.12	0.20	
Corta y recupera Nucleo	0.00	0.00	0.00	43.00	13.50	0.00	56.50	1.51	2.46	
Rebajando Cemento	0.50	6.00	8.00	5.00	0.00	0.00	19.50	0.52	0.85	
Servicios Direccionales	0.00	0.00	6.00	8.00	3.00	0.00	17.00	0.45	0.74	
Desliza y corta cable	0.00	3.00	7.50	5.50	3.50	2.00	21.50	0.57	0.93	
Espera fraquado	24.00	0.00	24.00	18.00	0.00	24.00	90.00	2.40	3.91	
Platicas de seq. Ecol. Y cont. Pozos	0.00	2.00	0.00	25.50	0.50	0.00	28.00	0.75	1.22	
<b>TOTAL OP. NORMAL</b>	<b>235.50</b>	<b>465.50</b>	<b>563.50</b>	<b>576.50</b>	<b>205.00</b>	<b>253.50</b>	<b>2299.50</b>	<b>61.42</b>	<b>100.00</b>	
<b>OPERACN. CON PROBLMS.</b>										
Repasa	25.50	127.00	2.50	4.00	3.50	31.50	194.00	5.18	19.10	
Registros geofísicos	0.00	0.00	0.00	4.00	0.00	13.00	17.00	0.45	1.67	
Peqadura de Tubería	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	3.00	0.08	0.30	
Pesca / Molienda	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Circula Acondicionando Lodo	5.50	11.00	2.00	6.50	21.00	2.00	48.00	1.28	4.73	
Acond. Aqujero	0.00	41.50	6.50	1.50	2.50	120.00	172.00	4.59	16.94	
Coloca Baches	0.00	0.00	0.50	0.00	0.00	0.00	0.50	0.01	0.05	
Control de Brotes	0.00	0.00	0.00	0.00	142.00	5.00	147.00	3.93	14.48	
Cementando	16.50	0.00	0.00	0.00	0.00	96.00	112.50	3.00	11.08	
Rebajar Cemento y Accesorios	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Corte de núcleo	0.00	0.00	0.00	39.00	27.50	0.00	66.50	1.78	6.55	
Introducción de T.R.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Inst. o Desmant. BOP's	8.50	0.00	0.00	2.00	24.50	0.00	35.00	0.93	3.45	
Side - Track/Recuperando agujero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Servicios Direccionales	0.00	0.00	130.00	36.50	0.50	0.00	167.00	4.46	16.45	
Pérdida de Circulación	0.00	0.00	8.00	17.00	28.00	0.00	53.00	1.42	5.22	
<b>TOTAL OP. C/PROB.</b>	<b>56.00</b>	<b>179.50</b>	<b>152.50</b>	<b>110.50</b>	<b>249.50</b>	<b>267.50</b>	<b>1015.50</b>	<b>27.12</b>	<b>100.00</b>	
<b>ESPERAS</b>										
Reparación de Equipo	0.00	2.00	2.00	5.50	1.50	0.00	11.00	0.29	2.56	
Reparación de Bombas	8.00	11.00	14.50	6.00	0.00	0.00	39.50	1.06	9.21	
Reparación de Uniflex	0.00	8.50	7.00	0.00	0.00	0.00	15.50	0.41	3.61	
Suspendido por Afectación	0.00	0.00	4.50	15.00	0.00	0.00	19.50	0.52	4.55	
Nivela Mástil	0.00	5.50	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	0.15	1.28	
Cias. de Servicio	12.50	0.00	0.00	6.50	264.00	55.00	338.00	9.03	78.79	
<b>TOTAL ESPERAS</b>	<b>20.50</b>	<b>27.00</b>	<b>28.00</b>	<b>33.00</b>	<b>265.50</b>	<b>55.00</b>	<b>429.00</b>	<b>11.46</b>	<b>100.00</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>312.00</b>	<b>672.00</b>	<b>744.00</b>	<b>720.00</b>	<b>720.00</b>	<b>576.00</b>	<b>3744.00</b>	<b>100.00</b>		
	<b>13.00</b>	<b>28.00</b>	<b>31.00</b>	<b>30.00</b>	<b>30.00</b>	<b>24.00</b>				
							<b>DIAS</b>	<b>156</b>		

Figura 7 Formato de la distribución de tiempos en la perforación de un pozo.

**REGISTRO DE BARRENAS**

EQUIPO <b>I.P.C.-511</b> POZO: <b>SAMARIA 1199</b> BOMBA 1: BOMBA 3:																							
No	CARACTERÍSTICAS					RENDIMIENTO					CONDICIÓN DE OPERACIO					LODO		DESGASTE			OBSERVACIONES		
	BNAS	DIAM.	TIPO	MARCA	SERIE	TOBERAS	INICIO	TERM.	MTS.	HRS	MIN/M	P.S.B	RPM	P.B	GPM	TIPO	DENS.	FORMACIÓN	T	B		D/RED	
<b>TUBO CONDUCTOR</b>																							
1	30	111	SECURITY	503372	S/T	0	50	50	2.00	1.3	2	100		432	BENT	1.08	P.SOLO			OK	USADA- PERF P/CONDUCTOR		
<b>PRIMERA ETAPA</b>																							
1	22	135	SMITH	1095	3(14),1(13)	50	900	850	35.35	2.51	10	160	190	864	INHIB.	1.2	P.SOLO		2	1	1/16"	Cbio. de etapa	
<b>SEGUNDA ETAPA</b>																							
1	14 3/4	1.1.5	SMITH	3463	3(14),1(12)	850	1494	867	46	3.18	12	170	160	651	E.I.	1.3			7	1	1/4"		
2	14 3/4	1.1.5.	SMITH	LP-3462	3(15),1(14)	1494	1767	2406	44	4.15	13	170	175	697	E.I.	1.32			7	4	1/4"		
3	14 3/4	1.1.5.	SMITH	9455	3(15),1(12)	1767	2620	214	45.15	12.69	14	150	185	604	E.I.	1.47			3	1	1/16"		
4	14 3/4	M-75	SMITH	5997	5(13),2(12)	2620	3100	480	69.05	8.64	5	180	200	651	E.I.	1.47					45%	Terminó etapa.	
<b>TERCERA ETAPA</b>																							
1	9 1/2	1.1.6.	SMITH	8054	1(15),1(16)	3100	3180	80	29.48	22.11	8	160	133	372	E.I.	1.5			2	2	1	Inició desviación.	
2	9 1/2	M50PX	SMITH	JR-5432	3(13),3(12)	3180	3276	96	35.02	21.89	3	40	133	372	E.I.	1.55						12%	
3	9 1/2	M60P	SMITH	8920	3(12),3(13)	3276	3527	251	69.00	16.49	3	50	150	372	E.I.	1.55						10%	
4	9 1/2	M50PX	SMITH	JR-5432	3(13),3(12)	3527	3649	218	71.08	19.60	3	70	155	372	E.I.	1.55						80%	
5	9 1/2	M94	SMITH	JR-1432	3(16),1(15)	3649	3888	239	67.08	16.80	4	50	160	395	E.I.	1.55						5%	
6	9 1/2	437	SMITH	3091	3(18)	3888	3894	6	9.00	90.00	9	50	175	418	E.I.	1.55			2	4	1/16"		
7	9 1/2	M94	SMITH	JR-1432	3(16),1(15)	3894	3940	280	90.17	19.35	8	160	170	475	E.I.	1.55						5%	
<b>CUARTA ETAPA</b>																							
1	6 1/2"	447	SMITH	LD-8833	3(16)	3940	3945	5	3.38	43.60	5	70	135	214	versatil	0.9			1	1	1	REB.ACC. Y PERF.	
2	6 1/2"	M33	SMITH	JR-6441	3(13)	3945	4042	97	21.05	13.02	3	70	102	172	E.I.	0.9						5%	Perfora bajo balance
	6 1/2"	COR.	CHRISTEN	315155	S/T	4042	4047	5	6.00	72.00	4	60	75	176	E.I.	0.88						20%	
	6 1/2"	COR.	CHRISTEN	315155	S/T	4047	4055	8	9.03	67.73	4	50	75	163	E.I.	0.88						40%	
3	6 1/2"	M33	SMITH	JR-6441	3(13)	4055	4169	114	62.08	32.67	4 a 5	50	120	186	E.I.	0.86						5%	
	6 1/2"	COR.	CHRISTEN	SC-777	S/T	4169	4174	5	6.30	78.00	4	60	70	163	E.I.	0.86							
	6 1/2"	COR.	CHRISTEN	476	S/T	4174	4182	8	2.30	18.75	4	60	70	163	E.I.	0.86							
4	6 1/2"	M33	SMITH	JR-6441	3(16)	4182	4218	36	12.00	20.00	3	60	77	186	E.I.	0.81						4%	
5	6 1/2"	M33	SMITH	JR-6441	3(16)	4218	4343	125	34.12	16.41	5	60	175	93	MXLOW	0.85						45%	
5	6 1/2"	517	SMITH	2219	S/T	4343	4495	152	43.55	17.34	6	60	119	93	MXLOW	0.85			1	1	1%		
6	6 1/2"	517	SMITH	LS-2221	S/T	4495	4530	35	13.15	22.71	6	60	175	93	MXLOW	0.86							Profundidad total.

Figura 8 Formato del registro de barrenas de un pozo en perforación.



## **V. DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE PRESIÓN (FORMACIÓN Y FRACTURA)**

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar a mayores profundidades. Esto exige a la Industria Petrolera retos cada vez mayores y difíciles de vencer. Entre estos retos, se encuentra la determinación adecuada de la densidad del lodo para atravesar las diferentes capas terrestres, la determinación del asentamiento de las tuberías de revestimiento y la geometría del pozo.

El conocimiento exacto de los gradientes de formación y de fractura, juegan un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Constituyen la base fundamental para la óptima programación del lodo de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento para mantener el control del pozo. Con programas de perforación bien planeados se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras, se aumenta al máximo el ritmo de penetración y se disminuyen considerablemente los problemas provocados por un mal asentamiento de las tuberías de revestimiento, especialmente en zonas con presión anormal donde la presión de formación puede estar muy cercana a la de fractura. Por lo que, el entendimiento del origen, la detección y evaluación de las presiones de formación y de fractura es sumamente importante, especialmente en la perforación de tipo exploratorio.

El método más efectivo para planear la perforación de un pozo y determinar cómo se llevará el control mientras se perfora, es construir un perfil de presiones. En el perfil se comparan las relaciones entre la presión de formación, el gradiente de fractura y el peso del lodo a utilizar durante la perforación. Tiene más relevancia cuando se trata de un pozo sobre presionado.

El conocimiento de ciertos principios geológicos y leyes físicas es útil para comprender el estudio de presiones anormales. Sin embargo, la interpretación real de los datos generados durante la perforación y aquellos obtenidos de los registros geofísicos, está basada principalmente en la experiencia. Por ello la interpretación práctica de datos de campo nos dará

la mejor evaluación de los gradientes de formación y de fractura.

En los últimos años, se han desarrollado varios métodos y softwares para la estimación de los gradientes de presión y de fractura, los cuales son la base fundamental para seleccionar en forma adecuada las zonas de asentamiento de las tuberías de revestimiento y determinar las densidades del fluido de perforación para las diferentes etapas del pozo.

La existencia de formaciones geológicas altamente presurizadas en el subsuelo han causado severos problemas durante la perforación y terminación de pozos en muchas áreas petroleras del mundo. En ocasiones han generado la contaminación del entorno ecológico, la pérdida de vidas humanas, la pérdida de reservas de hidrocarburos y grandes erogaciones económicas para su control y la forma para remediar los daños causados.

En nuestro país, las formaciones con presiones anormales se encuentran en un rango de edades geológicas que van desde el Terciario hasta el Jurásico, en profundidades desde unos cuantos metros hasta más de 5 mil en zonas tanto terrestres como costa afuera.

En la actualidad, con la explotación de los horizontes productores y una baja importante en la presión de los mismos, ha tenido un impacto importante en las zonas de transición que separan las zonas sobrepresionadas de las productoras, en donde muchas veces se presentan pérdidas de circulación y obligan a la cementación de tuberías de revestimiento que se encuentran fuera de programa. Con el conocimiento del comportamiento que presentan los pozos, se ha logrado atenuar la problemática descrita. Sin embargo, es evidente que se requiere una actualización y divulgación efectiva de los conocimientos necesarios para controlar este tipo de problemas.

Cabe mencionar que los cambios de presiones están ligados -entre otros casos- a cambios de temperatura y permeabilidad de los yacimientos, atribuibles a cambios mineralógicos de las formaciones y por consiguiente, a cambios laterales o verticales de facies y planos de falla.

Se presentan los principios fundamentales en relación al término de presiones de formación y de fractura, su uso y origen. Por otra parte, se ofrece un ejemplo de evaluación y experiencias adquiridas en el manejo de las presiones anormales y su aplicación en el desarrollo de la perforación del Campo Sen.

De la diversidad de tecnologías aplicadas, se resalta la determinación de las propiedades mecánicas de las rocas, a partir del registro sísmico digital. Complementada con la aplicación de la metodología conocida en la determinación de los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, desde los perfiles de gradientes de poro y fractura. Así se obtienen resultados satisfactorios.

**Gradientes de formación y de fractura**

Las propiedades de las formaciones lutíticas se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones debido a sus características, y además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión. Cuando el agua intersticial es libre de escapar, se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de las lutitas es función principalmente de la profundidad. Por lo tanto, a mayores profundidades de enterramiento, es mayor el grado de compactación y la densidad que exhiben.

Las rocas lutíticas con presiones arriba de la normal, presentan una porosidad mayor que la de una formación de las mismas características con presión normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido. Como resultado de lo anterior, los parámetros de las lutitas sensibles a la compactación y obtenidos de los registros, son graficados contra la profundidad para determinar una tendencia normal de compactación. La forma y la pendiente de esta tendencia es característica de las formaciones de una región geológica, de un solo campo y algunas veces, solamente de un bloque fallado.

Los comportamientos típicos que presentan la resistividad y conductividad en zonas anormales, también pueden ser originados por formaciones impreg-

nadas de agua con alto contenido de sales minerales.

Una de las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos obtenidos de los registros geofísicos, principalmente los sísmicos que están menos influenciados por las características del lodo usado durante la perforación.

**Conceptos fundamentales**

Se hace una breve descripción de las teorías básicas que explican el origen de las presiones anormales en el subsuelo, así como definiciones y conceptos básicos necesarios para una mejor comprensión del tema.

**Presión hidrostática**

Es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$Ph = \rho D / 10 \text{ {Kg/cm}^2}$$

La presión hidrostática es afectada por:

- Contenido de sólidos.
- Gases disueltos.

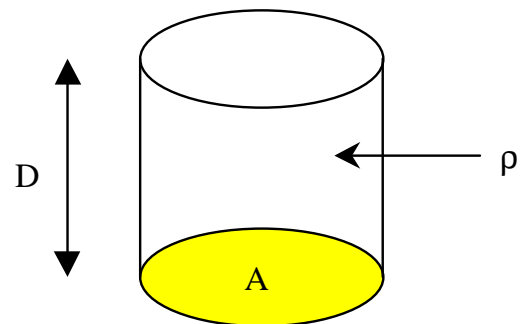


Figura 9 Presión hidrostática.

- La diferencia de gradientes de temperatura del fluido.

**Presión de sobrecarga**

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes. Se expresa de la siguiente manera:

$S = \text{peso matriz rocosa} + \text{peso fluido intersticial}$

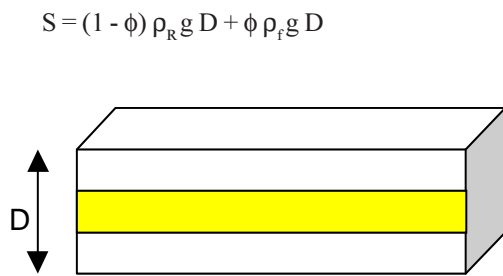


Figura 10 Presión de sobrecarga.

brecarga :

$$GSC = (1 - \phi) \rho_R + \phi \rho_R$$

Donde:

GSC = Gradiente de sobrecarga (gr/cm<sup>3</sup>)

$\phi$  = Porosidad promedio de las formaciones encima de la profundidad del punto de interés (%).

$\rho_R$  = Densidad promedio de las rocas encima del punto de interés (gr/cm<sup>3</sup>)

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal (figura11). Un valor prome-

dio del gradiente de sobrecarga es 0.231 Kg/cm<sup>2</sup>/m, que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluido de 2.31 g/cm<sup>3</sup>.

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio.

En la zona del terciario de la zona continental del Golfo de México, la presión de sobrecarga podría aproximarse así:

$$S = 0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$$

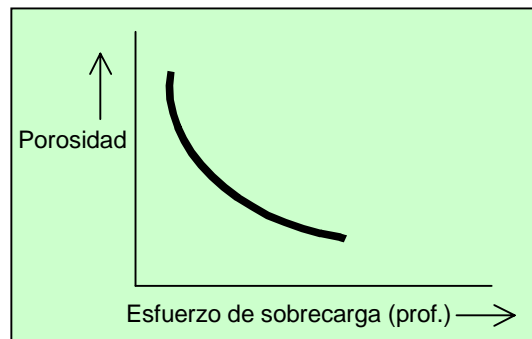


Figura 11 Efecto del esfuerzo de sobrecarga sobre la porosidad de formación durante la compactación normal.

**Presión de formación**

La presión de formación es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro.

Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. Las densidades del lodo requeridas para perforar estos pozos varían entre 1.02 y 1.14 gr/cm<sup>3</sup>. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir TR´s adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión

cuyo origen puede ser: factores geológicos, tectónicos o yacimientos depresionados por su explotación.

Las presiones anormales se definen como aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación. Considerando una capa de sedimentos depositados en el fondo del mar, a medida que más y más sedimentos se agregan encima de la capa, el peso adicional los compacta. Parte del agua existente en los espacios porosos se expulsa por la compactación. Mientras este proceso no sea interrumpido y el agua subsuperficial permanezca continua con el mar arriba, la presión dentro de la formación se dice que es normal o hidrostática.

A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es: ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Sus unidades serán Kg/cm<sup>2</sup>/m ó lb/pg<sup>2</sup>/pie. Sin embargo en la perforación se ha hecho costumbre utilizar densidades como gradiente.

Si los fluidos de formación son agua dulce, el gradiente normal  $g_n = 1.00 \text{ gr/cm}^3 = 0.1 \text{ Kg/cm}^2/\text{m} = 0.433 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$ .

El gradiente normal en el subsuelo varía entre las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, y están sujetos a diferentes temperaturas y presiones. Por esto mismo en regiones costeras, el fluido de formación es agua que contiene aproximadamente 80,000 ppm de cloruros (agua salada), con una densidad de  $1.07 \text{ gr/cm}^3$  (8.91 lb/gal), que es el gradiente normal aceptado para regiones costeras. En zonas terrestres, se ha observado que los gradientes de presión normal varían de 0.98 a  $1.06 \text{ gr/cm}^3$  (8.18 a 8.83 lb/gal). Debido a que en muchas de estas áreas prevalecen las presiones subnormales, en ocasiones, el gradiente normal se define como un valor igual al del agua dulce. Esto es  $g_n = 1.0 \text{ gr/cm}^3$  (8.33 lb/gal) para zonas terrestres.

Una forma práctica y sencilla para describir las presiones anormales, o sea aquellas en las cuales el fenómeno hidrostático se interrumpió, es como sigue:

$$P_a = 0.1 \times g_n \times \text{Prof.} + \Delta p$$

Donde:

$P_a$  = Presión anormal de formación (kg/cm<sup>2</sup>).

$\Delta p$  = Incremento de presión (Kg/cm<sup>2</sup>)

$$P_a = g_a \times \text{Prof.}$$

Donde:

$g_a$  = Gradiente de presión anormal (Kg/cm<sup>2</sup>/m).

En la figura 12 puede compararse el gradiente de presión anormal  $g_a$  con el de presión normal y el subnormal  $g_{sn}$ .

Resumiendo, las presiones de formación pueden ser:

*Subnormales* Cuando son menores a la normal, es decir, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.

*Normales* Cuando son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie. El gradiente de presión normal es igual a  $1.07 \text{ gr/cm}^3$  (8.91 lb/gal) en zonas costa fuera y  $1.00 \text{ gr/cm}^3$  (8.33 lb/gal) en áreas terrestres.

*Anormales* Cuando son mayores a la presión hidrostática de los fluidos de formación.

Las presiones anormales afectan el programa de perforación del pozo en muchos aspectos, dentro de los cuales se tienen:

- La selección del tipo y densidad del lodo.
- La selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- La planeación de las cementaciones.

Además, deberán de considerarse los siguientes problemas que se pueden derivar de las altas presiones:

- Brotes y reventones.

- Pegaduras de la tubería por presión diferencial.
- Pérdidas de circulación por usar lodos densos.
- Derrumbes de lutita.

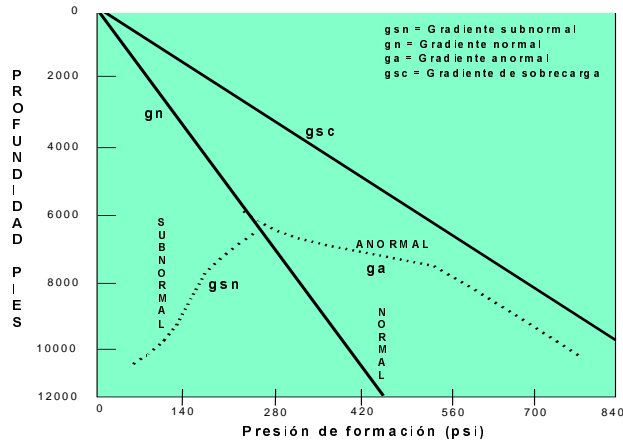


Figura 12 Gradientes de formación.

### Presión de fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez ó cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

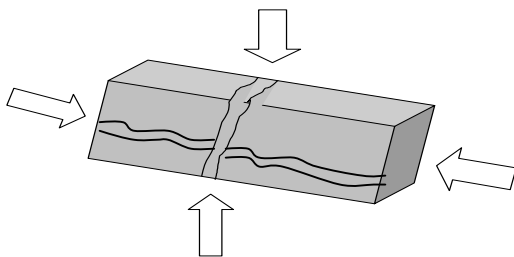


Figura 13 Gradientes de fractura.

### Proceso de compactación

El proceso de sedimentación involucra la deposición de capas o estratos de partículas de diferentes rocas. A medida que estas capas continúan depositándose, se incrementa la presión de sobrecarga y las capas inferiores de sedimentos son forzadas hacia abajo para permitir mayor deposición en la superficie. En condiciones normales de perforación, la presión de formación es la única que interesa ya que es capaz de producir flujo de fluidos hacia el agujero bajo ciertas condiciones geológicas. La manera en que la matriz rocosa absorbe el aumento de la presión de sobrecarga, servirá para explicar la generación de presiones anormales en este ambiente.

La forma más simple en que la matriz rocosa puede incrementar su resistencia es aumentar el contacto grano a grano de las partículas individuales de la roca. Esto implica que la porosidad resultante debe disminuir con la profundidad bajo condiciones sedimentarias normales. Si el proceso de compactación normal de la porosidad se interrumpe no permitiendo que los fluidos en los espacios porosos se escapen, la matriz rocosa no podrá aumentar el contacto grano a grano. O sea, su capacidad para soportar presión de sobrecarga. Producirá presiones de fluido mayores que las normales.

Por ejemplo:

Se puede considerar en un caso cualquiera de compactación normal, que el gradiente de sobrecarga sea igual a 2.30 gr/cm<sup>3</sup>, y como la presión de formación es normal e igual a 1.07 gr/cm<sup>3</sup>, entonces se puede establecer la siguiente igualdad.

Presión de sobrecarga = Esfuerzo de matriz + Presión de formación.

En gradientes, sería:

$$2.30 = 1.23 + 1.07$$

Esto significa que si se tomara un plano horizontal de área unitaria, podría considerarse que el 53.5% de esa área estaría ocupada por los granos de roca y el restante por los fluidos contenidos en el espacio poroso. (Figura 14).

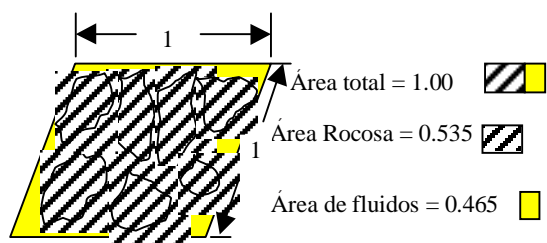


Figura 14 Compactación normal.

En el caso de que el proceso normal de compactación haya sido interrumpido, entonces el contacto grano a grano no se incrementara lo suficiente. Por lo tanto, mayor cantidad de fluidos quedarán atrapados. En la figura 15 se ilustra la distribución unitaria que se presentaría en este caso, en la cual el gradiente del esfuerzo de la matriz rocosa sería = 0.99 gr/cm<sup>3</sup> y el gradiente de formación sería 1.31 > 1.07 gr/cm<sup>3</sup>, el cual ya es anormal.

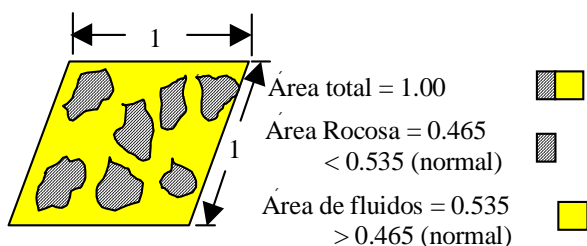


Figura 15 Compactación Anormal.

Para que las presiones anormales queden atrapadas dentro de su ambiente y no se disipen, es necesario que un mecanismo de sello esté presente. El sello que más se encuentra en las cuencas sedimentarias es la depositación rápida de un estrato rocoso de baja permeabilidad como una lutita limpia. Esta reduce el escape normal del fluido. Causa subcompactación y presiones anormales de fluidos. El sello también ocurre como resultado natural de pérdida de permeabilidad por la compactación de sedimentos de grano fino, como arcillas o evaporitas.

**Ecuación de Eaton:**

La técnica para la determinación de gradientes de formación y de fractura, fue desarrollada para ser aplicada en lutitas ya sean suaves o duras. Un méto-

do general usado para predecir la presión de poro utilizando la velocidad de perforación ha sido el exponente "dc". Este no toma en consideración cualquier cambio en la compactación de la lutita y por esta razón su aplicación es limitada. Para que el método sea más cercano a la realidad se debe conocer el coeficiente de compactación de la lutita, y la compactación de la lutita bajo la barrena es una relación directa de la presión diferencial. Este coeficiente puede determinarse de registros eléctricos o de pruebas en laboratorio.

Cuando se utilice la ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de poro, se debe considerar la compactación de la lutita. Por ejemplo, considerando la compactación de la lutita en la ecuación de Eaton para calcular el gradiente de presión de poro para lutitas en la costa del golfo utilizando la conductividad, es:

$$P_p = (GSC) - [(GSC) - (GPN)] (C_n/C_o)^c$$

Esta ecuación da buenos resultados en lutitas del Plioceno y Mioceno. Para lutitas del Oligoceno en el sur de Texas, generalmente se obtienen mejores resultados si el exponente toma en cuenta que las lutitas más viejas están menos compactadas cuando se aplica presión diferencial.

**Origen de las presiones anormales**

Las épocas geológicas en que se han encontrado presiones anormales pertenecen a las eras, Zenozoica, Mesozoica y Paleozoica. Estadísticamente, las zonas de presiones anormales se encuentran con mayor frecuencia en sedimentos del periodo Terciario. Sin embargo, las presiones anormales del periodo Jurásico son en ocasiones las de mayor magnitud. Requieren densidades de lodo mayores de 2.40 gr/cm<sup>3</sup> (20 lbs/gal).

Aunque el origen de las presiones anormales sigue siendo una incertidumbre, existen varios mecanismos que tienden a causarlas.

En la mayoría de las zonas estudiadas, existe una combinación de cualquiera de los siguientes mecanismos:

*Nivel piezométrico de fluido.*

- Características del sistema roca-fluido.
- Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito.
- Actividad tectónica.
- Fenómeno de diagénesis.
- Represionamiento o recarga.
- Fenómenos osmóticos y de filtración.
- Efectos termodinámicos.

**Nivel piezométrico de fluido**

Cuando una capa porosa y permeable aflora y está confinada por otras capas impermeables, el fluido alcanza un nivel piezométrico regional mayor. En teoría, es una arena somera que aflora en montañas someras a una elevación considerablemente más alta que la elevación del pozo. El agua que entra en el afloramiento influye la presión encontrada en el pozo. No obstante que es una presión hidrostática natural, produce el efecto ilusorio de una geopresión, debido a la altura incrementada de la columna. Esto se manifiesta al perforar un pozo artesiano (Figura 16.).

En este sistema, las sobrepresiones resultantes van desde pequeñas hasta moderadas. Sin embargo, algunas veces llegan a ser considerables.

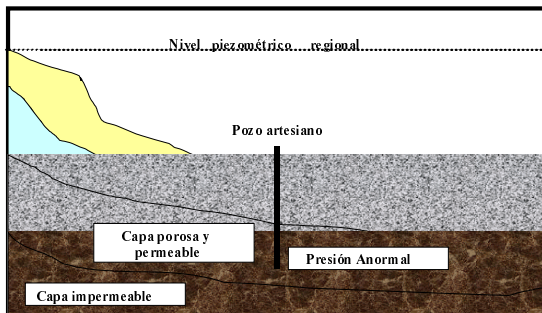


Figura 16 Presiones anormales generadas por un nivel piezométrico alto.

**Características del sistema roca-fluidos**

En yacimientos cerrados, tales como en formaciones lenticulares, anticlinales y formaciones con grandes buzamientos, las sobrepresiones se pueden generar si existe una acumulación de fluidos de baja densidad, como el gas y aceite, desplazando el agua

de la formación.

La acumulación de hidrocarburos tiene un incremento de energía cercano al efecto de flotación del agua desplazada. La sobrepresión generada depende del contraste entre las densidades de los hidrocarburos y del agua desplazada, así como de la altura de la columna de hidrocarburos.

El gradiente de una columna de gas es de 0.068 psi/pie. La sobrepresión en la cima de la columna de gas y agua (Figura 17.) se puede calcular de la siguiente manera:

$$\Delta p_{hc} = (p_w/D - p_g/D) h$$

Donde:

$p_w/D$  = Gradiente del agua

$p_g/D$  = Gradiente del gas

$h$  = Altura de la columna de gas.

La presión en la cima del gas,  $P_{hc}$ , se obtiene sumando la presión en el contacto agua/gas con la sobrepresión calculada con la ecuación anterior:

$$P_{hc} = \lambda_f (D + h) + (\lambda_w - \lambda_{hc}) h$$

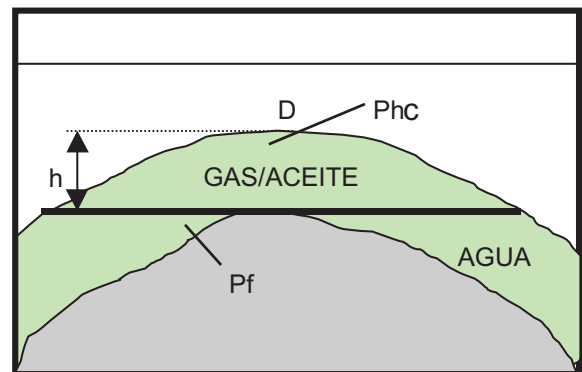


Figura 17 Sistema roca – fluidos.

Para una acumulación de aceite, se aplica el mismo procedimiento, únicamente substituyendo el gradiente de gas ( $p_g/D$ ) por el del aceite ( $p_o/D$ ) en la fórmula.

Las zonas sobrepresionadas pueden asociarse con periodos de rápida depositación, donde la tendencia

al equilibrio hidráulico que acompaña a una compactación normal se ve interrumpida por alguna restricción que impide la expulsión de los fluidos. Esta puede ser un sello resultante de la cementación de arenas y lutitas por sal, calcita, anhidrita, etcétera.

**Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito**

Durante el proceso de sedimentación y compactación, se genera una energía potencial en el interior de la roca en las formaciones compactadas. Como resultado, se tiene un flujo de fluidos intersticiales hacia zonas permeables y porosas con presión más baja, hasta establecer el equilibrio que prevalecía del depósito de los nuevos estratos (Figura 18).

Otro factor que afecta el desarrollo de presiones anor-

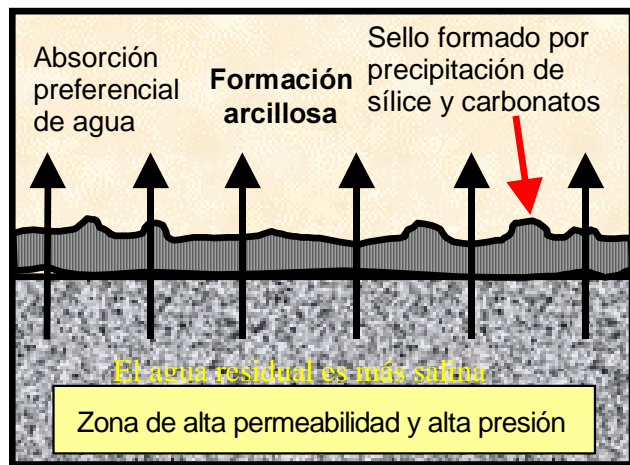


Figura 18 Ritmo de sedimentación.

males es el ambiente de depósito, es decir, un ritmo alto de sedimentación generalmente no desarrolla sobrepresiones, si el contenido de arena en la columna es alto.

**Actividad tectónica**

En zonas de movimientos subterráneos significativos se pueden crear ambientes geopresionados por el levantamiento o fallamiento de las capas o estratos (figura .19.). Las formaciones normalmente compactadas a gran profundidad pueden levantarse a

profundidades más someras. Si la presión original de la formación es retenida, entonces se pueden generar presiones anormales.

El proceso geológico que empuja hacia arriba una formación profunda también tiende a liberar una sobrecarga.

Esto indica que las presiones anormales producidas así, están en función de la diferencia entre la profundidad original y la nueva profundidad.

Principalmente, dependen de la profundidad original. Para desniveles iguales se tendrán mayores presiones.

El fallamiento también puede crear presiones anormales cuando los movimientos tectónicos producen fallas o fisuras de gran magnitud en la corteza terrestre. Entonces, las presiones de formación profundas pueden escapar e introducirse en formaciones más someras.

Las sobrepresiones pueden ser el resultado de fallamientos locales o regionales, plegamientos, corrimientos y desprendimientos laterales, replecionamientos causados por caídas de bloques fallados (Figura 20), movimientos diapíricos de sal y/o lutita, temblores, etc.

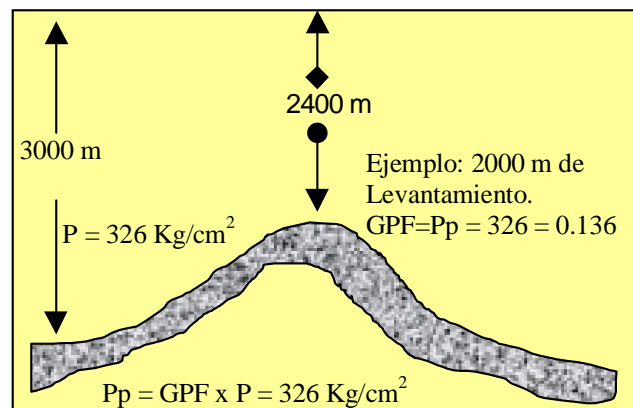


Figura 19 Efecto de los levantamientos en las presiones de los fluidos.



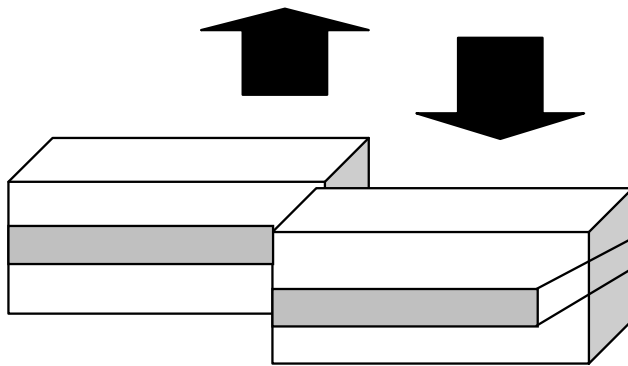


Figura 20 Caída de bloques afallados

### Efectos diagenéticos

Es básicamente la alteración química de los sedimentos y su composición mineral, posterior al depósito, por procesos geológicos. Se cree que las lutitas y los carbonatos sufren cambios en su estructura cristalina que contribuyen a la generación de presiones anormales. El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización de las sustancias en sedimentos y litificación.

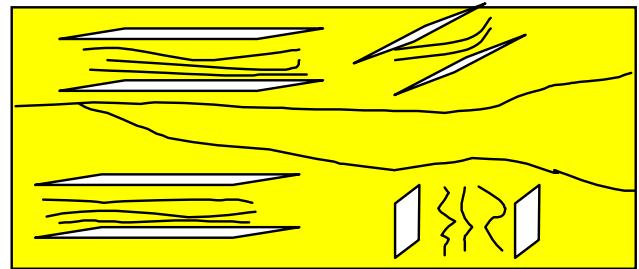
#### Diagénesis en secuencias de arenas y lutitas

La montmorillonita, el material predominante de algunas lutitas, se altera a illita bajo condiciones de presiones y temperaturas elevadas que van aunadas al sepultamiento (Figura 21).

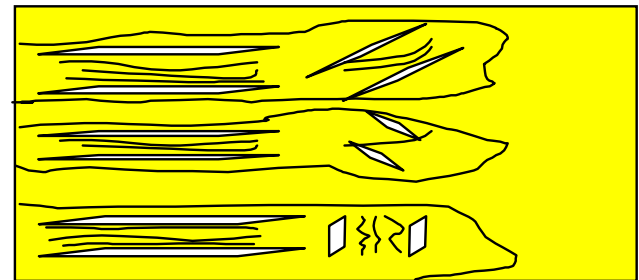
La hidratación puede ocurrir a temperaturas mayores de 221° F según la profundidad. Esta alteración libera agua aproximadamente igual a la mitad del volumen de la montmorillonita alterada.

Con el continuo enterramiento, el fluido contenido en la roca absorbe el incremento de carga generando una sobrepresión.

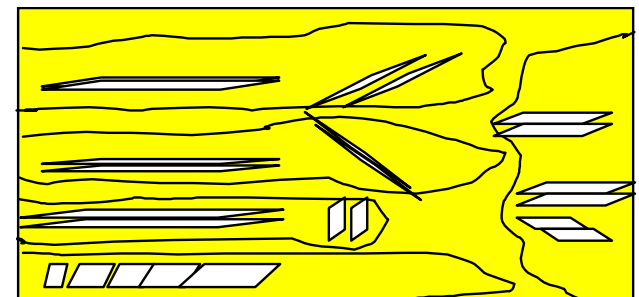
El gradiente de temperatura aumenta notablemente en la cima de las zonas de alta presión, debido a que los minerales tienen mayor conductividad térmica que el agua. De ahí los cambios bruscos en el perfil de temperatura, al perforar un pozo con un alto contenido de agua y se supone que la salida de fluidos fue interrumpida ocasionando una sobrepresión.



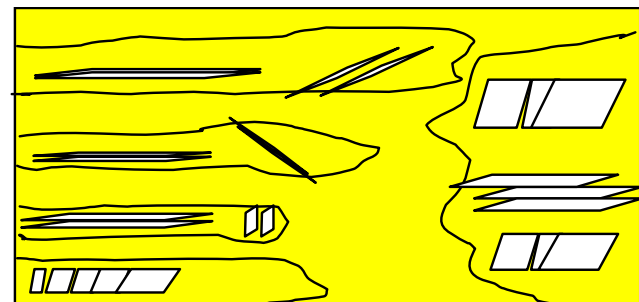
a) Montmorillonita antes de la diagénesis.



b) Pérdida de agua de poro y de hidratación convierte la montmorillonita en illita.



c) La pérdida del agua de hidratación



d) Etapa final de compactación.

Figura 21 Diagénesis en secuencias de carbonatos.

Se crean barreras impermeables en las secuencias porosas y permeables. Se restringe la salida de los fluidos. En este proceso se genera gran cantidad de energía potencial.

El cambio entre las zonas normalmente compactadas y las de presión anormal es muy brusco. De ahí que en este proceso la perforación sea muy peligrosa.

El riesgo de alta presión durante la perforación de carbonatos es variable debido a que su permeabilidad es muy inconsistente.

**Represionamiento o recarga**

Las presiones anormales también se generan por recarga de fluidos dentro de la zona porosa y permeable. Si existe una redistribución de fluidos por flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable.

El conducto puede ser una falla, fisura o un agujero. La energía potencial que se genera se transfiere por:

1. Fluidos de baja densidad (aceite o gas) del yacimiento normal o anormalmente presionado.
2. A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada.

El balance de energía hidráulica sería el siguiente:

La energía potencial es igual a la energía contenida en la zona de aporte de fluido, menos la energía necesaria para levantarlo de una zona a otra contra la gravedad, menos la energía necesaria para vencer la fricción.

**Fenómenos osmóticos y de filtración**

La presión osmótica se genera cuando dos soluciones de diferente concentración, o un solvente puro y una solución, están separados por una membrana semi-impermeable.

El flujo osmótico se desarrolla hasta que el potencial químico es el mismo en ambos sentidos de la membrana (Figura 22.).

Para una solución dada a condiciones isotérmicas, la presión osmótica es directamente proporcional a la diferencia de concentraciones y aumenta la temperatura.

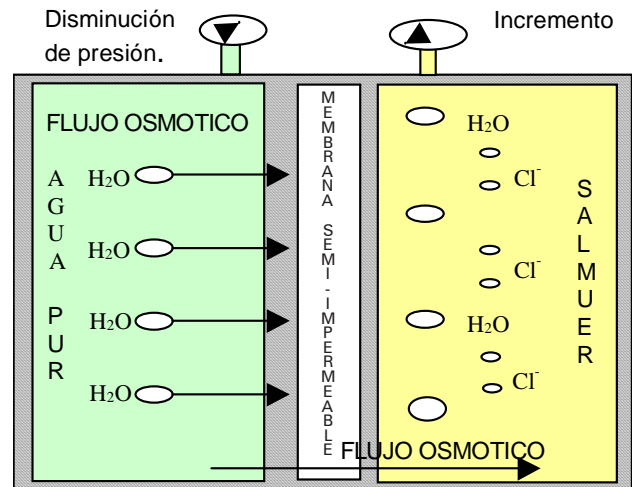


Figura 22 Flujo osmótico a través de una membrana semi-impermeable.

**Efectos termodinámicos**

Los procesos termodinámicos pueden contribuir al desarrollo de presiones anormales. Incrementan el volumen de los fluidos contenidos en los espacios porosos. Generan una sobrepresión que se suma a la presión interna de las formaciones, causada por la sobrecarga.

Por naturaleza, el agua es más susceptible a la expansión térmica que a la compresión. Así pues, en áreas de gradientes geotérmicos altos, el aumento de volumen en los poros de las rocas puede causar altas presiones.

Una vez generados y atrapados en el subsuelo los hidrocarburos, están sujetos a desintegración térmica bajo presión y temperatura.

Este fenómeno puede, en algunos casos, aumentar el volumen original de dos a tres veces, lo cual provocará presiones altas de confinamiento.

Se pueden distinguir dos efectos principales:

- 1.- La densidad del fluido disminuye.
- 2.- El aumento en volumen involucra un aumento de presión.

## Metodología para determinar las presiones anormales

### *Detección y predicción de presiones anormales*

Para tener una mejor visión de las técnicas utilizadas en la detección y predicción, se les clasifica en tres grupos principales. El primer grupo se caracteriza por el uso de las técnicas geofísicas para la detección antes de la perforación. El segundo hace uso de datos obtenidos durante la perforación o muestras examinadas durante ella y la último, de mediciones de parámetros efectuadas después de la perforación del pozo.

La predicción de las presiones anormales, es una parte integral de la planeación de un pozo. La determinación de las presiones mientras se perfora el pozo también es importante. Si éstas son sustancialmente diferentes a las calculadas con anterioridad, se necesitara hacer grandes cambios al programa de perforación, y en el peor de los casos, el pozo deberá abandonarse.

Se hace una breve descripción de las técnicas usadas para la predicción y la cuantificación de las geopresiones:

#### *Antes de la perforación*

Se caracteriza por el uso de las técnicas geofísicas de sismología.

#### *Durante la perforación*

Utiliza datos y muestras obtenidas durante la perforación del pozo.

#### *Después de la perforación*

Utiliza la información de mediciones de parámetros efectuadas después de la perforación.

### **Técnicas utilizadas antes de la perforación**

Interpretaciones sísmicas.

Correlaciones geológicas.

## Interpretaciones sísmicas

La única forma de obtener información del subsuelo, además de la perforación, es utilizando los métodos geofísicos. La técnica más comúnmente usada es el Sistema Sísmico de Reflexión.

El sismógrafo de reflexión se utiliza para generar una "imagen" acústica de la sección sedimentaria de la tierra. La configuración estructural de las formaciones es interpretada por los geofísicos con el fin de determinar si existe un ambiente favorable para el entrapamiento de hidrocarburos. De estas imágenes sísmicas, también es posible obtener datos que bien procesados aportan información del subsuelo, como por ejemplo, las probables presiones del fluido de la formación, litologías, posibles yacimientos petrolíferos, y peligros potenciales al perforar en presiones anormales.

Los datos sísmicos de campo pasan por procesos de filtrado con el fin de eliminar el ruido y posteriormente procesar la información y obtener secciones sísmicas como la de la figura 23.

Las secciones sísmicas son una representación de los cambios del producto velocidad - densidad de la roca en el subsuelo. Esto se denomina impedancia acústica. Cuando hay un cambio en este producto, se origina una reflexión de energía. Es recibida en la superficie (geófonos) y grabada en una cinta magnética. El conjunto de estas grabaciones es procesado digitalmente y presentado visualmente en las secciones sísmicas.

Debido a que contienen una mayor cantidad de fluidos, las zonas sobrepresionadas tienen una menor velocidad de transmisión al sonido respecto a una zona normal. Por tanto, originan reflexiones en su cima y base y dentro de ella no se observa casi ninguna reflexión debido a la homogeneidad del material. No es fácil descubrir una zona sobrepresionada a partir del análisis de una sección sísmica a simple vista, pero existen procedimientos para determinar velocidades de intervalo, durante el procesado de la sección. Esto permite determinar un registro sísmico sintético o registro de pseudo-velocidades, similar al sísmico de porosidad registrado en el pozo y el cual se obtiene por medio del análisis de la velocidad sísmica.

Una vez determinado el registro de pseudo-velocidades, resulta viable la detección y evaluación de las presiones anormales existentes en las formaciones.

mente valiosas para pozos exploratorios.

### SÍSMICA PARCIAL DEL CAMPO SEN

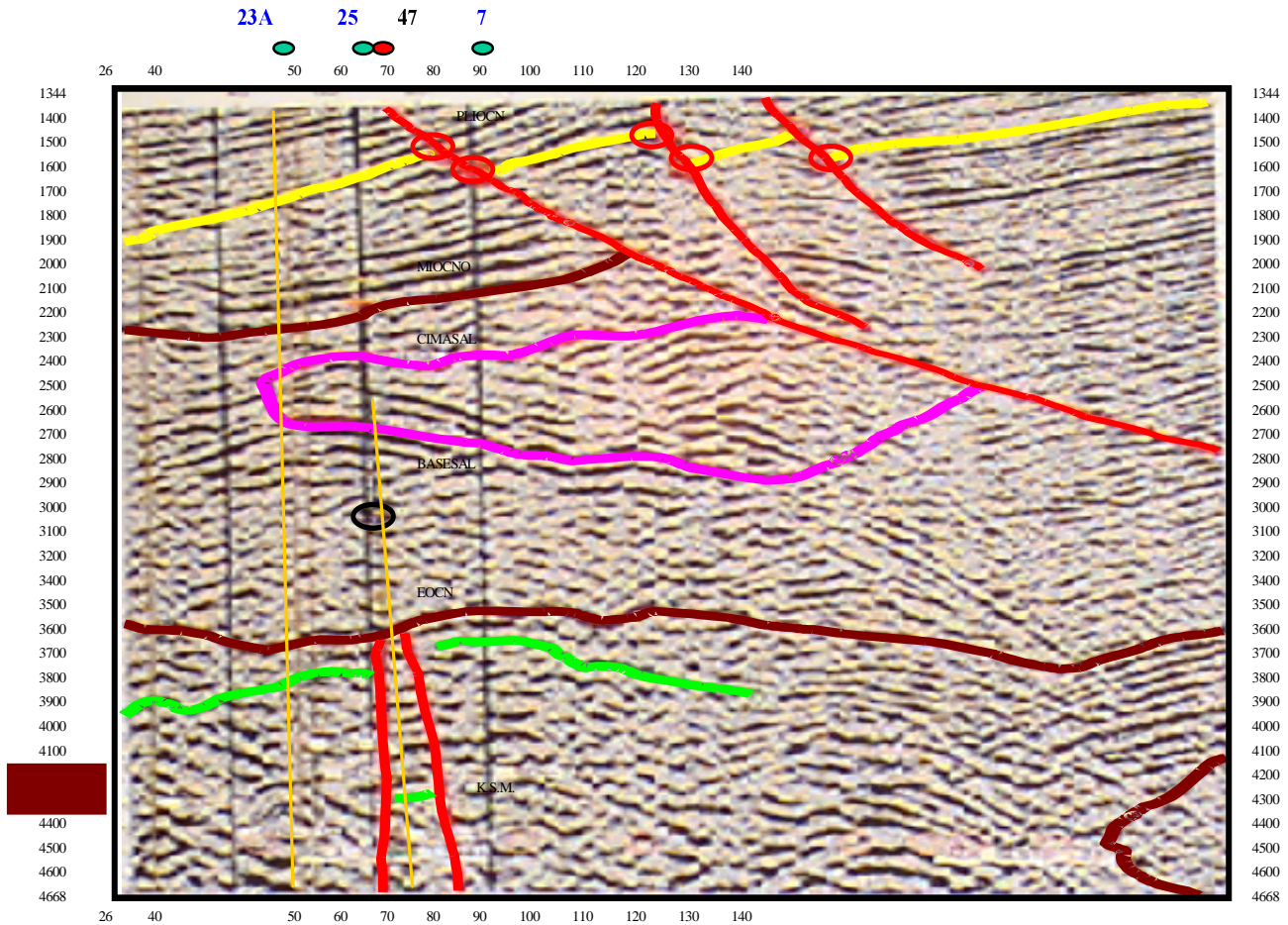


Figura 23 Sección sísmica del Campo Sen.

#### Interpretaciones geológicas

Los mapas de estructuras geológicas y secciones transversales son muy valiosos para la perforación de pozos con presión anormal. Pero los que más información proporcionan para efectos de perforación son los geológicos de sección transversal. Estos muestran la profundidad de las formaciones esperadas y los puntos de problemas probables en el pozo propuesto. Estas secciones transversales son especial-

Es más ilustrativo examinar los beneficios y las deficiencias de los mapas estructurales y de secciones transversales con las figuras siguientes: (Figuras 24 y 25).

#### Técnicas utilizadas durante la perforación

Esta es una de las partes más importantes del estudio de presiones anormales. Contiene las técnicas para detectar las presiones anormales durante la perforación.

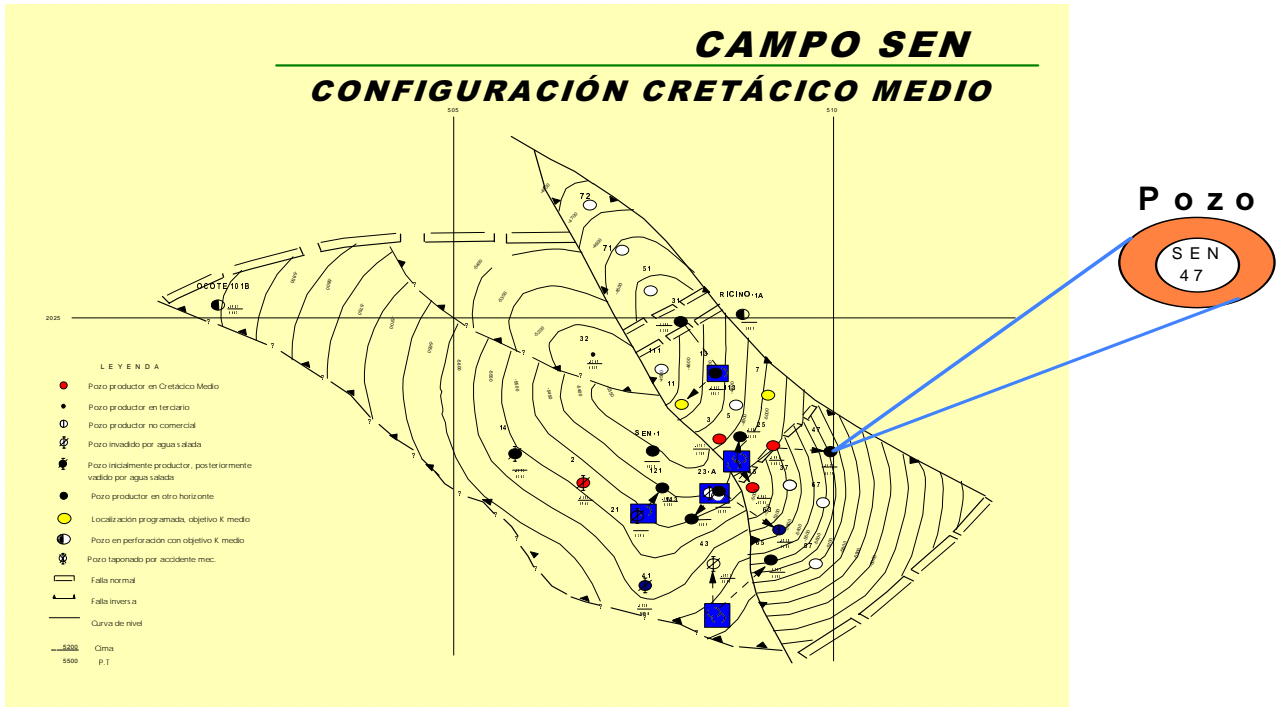


Figura 24 Plano estructural Campo Sen.

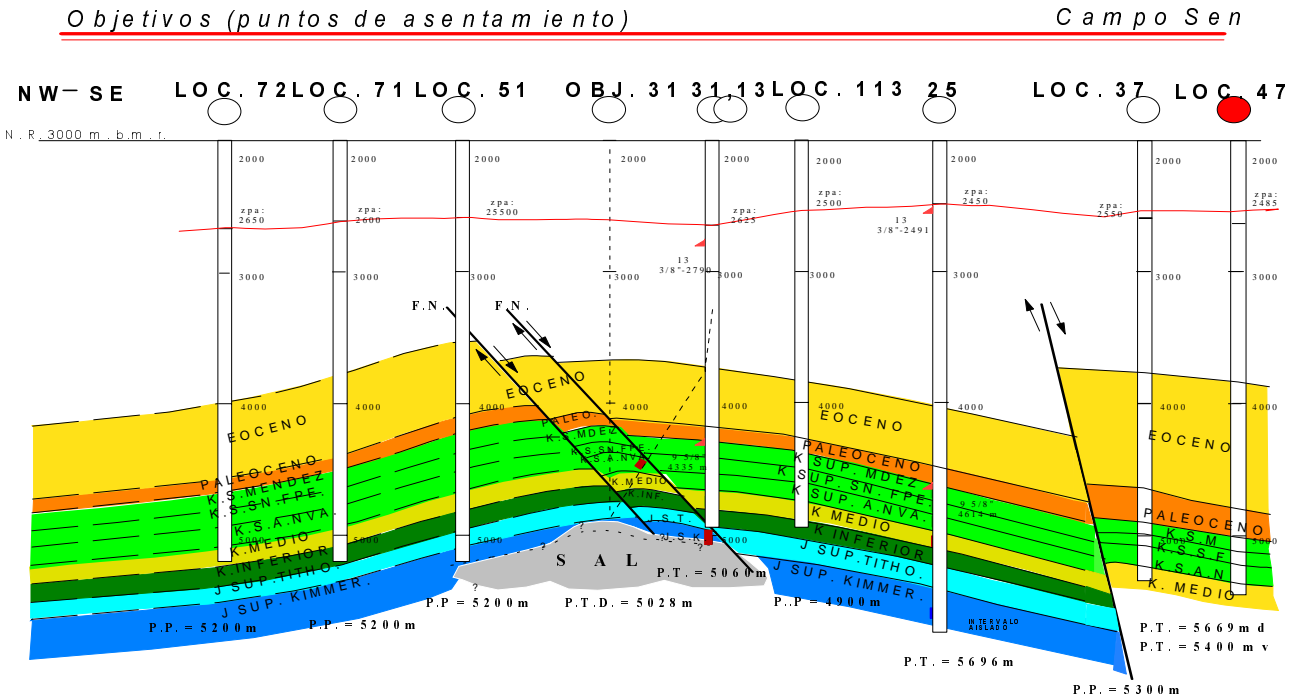


Figura 25 Sección transversal campo Sen.

Los indicadores de presión anormal se basan en la experiencia y en el intenso estudio. Estos indicadores son

Velocidad de penetración.

Momento de torsión aplicado a la tubería.

Carga soportada por el gancho al levantar la tubería.

Exponentes  $d$  y  $dc$ .

Presión de bombeo del lodo.

Incremento en el volumen de lodo.

Registros del lodo.

Contenido de cloruros en el lodo.

Incremento de recortes.

Densidad de la lutita.

Porcentaje de montmorillonita.

Temperatura.

Paleontología.

### Velocidad de penetración

El incremento de la velocidad de perforación en la zona de transición, es un indicador consistente y efectivo de que se entra a una zona de presión anormal, siempre y cuando ciertas condiciones de perforación se mantengan constantes. Estas condiciones son 1) los parámetros de perforación (tipo de barrena, peso sobre barrena, velocidad de rotaria, presión de bomba), y 2) Las propiedades reológicas del lodo de perforación, especialmente densidad y viscosidad.

Un incremento en el ritmo de penetración, cuando la presión de formación es menor que la ejercida por el lodo, se interpreta como la existencia de una zona de presión anormal (Figura 26).

En las lutitas normalmente compactadas, la perforabilidad disminuye con la profundidad, debido a la compactación y al aumento de la presión diferencial ( $P_m - P_f$ ).

Donde:

$$\text{Presión Diferencial} = (P_m - P_f)$$

$$= 0.052 (\text{Den.lodo}) (\text{Prof.}) -$$

Grad. Pres. (Prof.)

Al mantener constante la densidad del lodo disminuye el ritmo de penetración. En las zonas de alta presión, la perforación es más rápida por la disminución de la presión diferencial y por la alta porosidad de la roca (baja densidad).

La velocidad de perforación indica qué tan rápido se perfora cada metro. Se puede conocer indirectamente la litología y/o la presión de poro. Este es el primer parámetro recibido a medida que el pozo se perfora. Los otros parámetros se miden después de que el lodo acarrea los recortes y el gas, desde el fondo del pozo a la superficie.

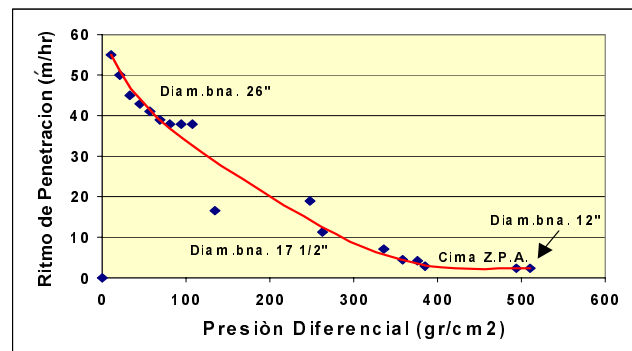


Figura 26 Variación del ritmo de penetración con respecto a la presión diferencial.

### Momento de torsión aplicado a la tubería

El momento de torsión aplicado a la tubería de perforación aumenta gradualmente con la profundidad debido al aumento efectivo entre el agujero y la tubería. Las lutitas bajo compactadas tienden a disminuir el diámetro del agujero. Aumentan la fricción. La presencia de recortes en el espacio anular tiende a impedir el movimiento de rotación de la tubería de perforación.

Un incremento en el momento de torsión puede ser indicativo de una formación con alta presión.

**Carga soportada por el gancho al levantar la tubería**

Cuando el bombeo se para 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 es notable 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 el caso 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.

**Exponente “d” y “dc”**

En 1966 Jorden y Shirley desarrollaron una técnica para detectar presiones anormales basada en la interpretación de los datos del comportamiento de la perforación, especialmente la velocidad de penetración. Esta depende de la presión diferencial, el peso sobre la barrena, la velocidad de la rotaría y el diámetro de barrena.

Los datos para usar la técnica anterior, se obtienen durante la perforación.

La ecuación  $(R/N) = (W/Db)^d$ , relaciona la velocidad de penetración R, con el peso sobre barrena W, la velocidad de rotaría N y el diámetro de la barrena Db. Se ha demostrado que esta 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. Varían solamente el peso sobre la barrena, la velocidad de rotaría y el diámetro de la barrena, todos los 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 uso de unidades prácticas de campo, se utiliza la siguiente ecuación para determinar el exponente “d”:

$$d = \frac{\text{Log } (R/60 N)}{\text{log } ( 12 W/10^6 Db)}$$

Donde (R/60 N) es menor que la unidad y el valor absoluto de log (R/60 N) varía inversamente con R. 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 zonas 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 sobrebalance mayor de 500 lb/pg<sup>2</sup>. 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:

$$dc = d \frac{\text{Gradiente Normal}}{\text{Densidad del Lodo}}$$

Donde:

$$dc = \text{exponente d corregido}$$

Las gráficas de los exponentes d y dc contra profundidad son bastante similares, pero en esta última, la zona bajocompactada se manifiesta con mas claridad.

La utilización de estos exponentes tiene algunas des-

ventajas. 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.

### **Presión de bombeo del lodo**

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.

Debe tenerse en consideración que este efecto se presenta solamente si se perfora la zona con una densidad de lodo menor que la densidad equivalente a la presión de formación.

Este punto muestra indirectamente y de forma inmediata

### **Incremento en el volumen de lodo**

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 tenemos aportación de fluido de la formación al pozo. Inmediatamente paramos la bomba, levantamos la sarta unos cuantos metros y si el flujo continúa, se confirma que estamos entrando en una zona gresionada.

### **Registros del lodo**

Los registros de lodo incluyen la medición de su contenido de gas natural. Cuando las formaciones atravesadas contienen gas y la presión ejercida por el

lodo no es suficiente para evitar el flujo de gas, entonces este se incorpora al lodo y se mantiene en suspensión coloidal. Esta incorporación se origina por las siguientes causas:

- Condiciones de desbalance.
- Gas que se desprende de los recortes a medida que se perfora.
- El efecto émbolo que se origina cuando se hacen las conexiones.
- Aire que queda en el cuadrante (kelly) o en la tubería cuando se hace una conexión.

Los gases se dividen en cuatro categorías:

1. Gas de formación.- Es el gas total transportado por el lodo desde el fondo y es una medida de la cantidad relativa de gas en el lodo proveniente de la perforación normal. Si hay hidrocarburos contenidos en la roca, las lecturas de gas serán altas. Si la roca, contiene agua, entonces habrá una pequeña cantidad de gas metano de la roca disuelto en el lodo. Cuando el peso del lodo es considerablemente mayor que la presión de formación (sobrecarga), habrá poca entrada de gas de la formación. Si se presenta una condición bajo balance, el gas entrará en una proporción que dependerá de la permeabilidad efectiva de la formación. Al perforar la zona de transición en forma balanceada o ligeramente bajo balanceada, se detectará el gas más rápidamente y se podrá usar cualitativamente para estimar el grado de sobrepresión.

2. Gas de circulación.- Es el gas que se libera dentro del pozo, cuando se detiene la perforación y se circula con barrena en el fondo. Se presenta en los últimos metros de la zona de transición cuando se localiza la presión de poro deseada para el asentamiento de la tubería de revestimiento.

3. Gas de conexión.- Es la acción de efecto de émbolo más el periodo en que se paran las bombas para agregar un tubo más a la sarta de perforación (medida de balance estático en el pozo). Se registra como un incremento momentáneo en la lectura de gas y se reporta como el número de unidades de gas por arriba del gas total normal. Un incremento en el gas de conexión, generalmente se nota en las conexiones sucesivas, a medida que el gas de formación se incrementa es una indicación de incrementos graduales en la pre-



sión de poro.

4. Gas de viaje.- Representa la acción de émbolo y el periodo cuando se hace viaje para cambio de barrena o viaje corto de reconocimiento u otras causas. También se considera como balance estático en el pozo. Se observa como un incremento en la lectura del gas total y debe reportarse por arriba de la lectura de gas de formación normal. Este solamente es cualitativo, pero puede correlacionarse con los gases de viaje previos y otros indicadores para determinar la magnitud de la presión de formación.

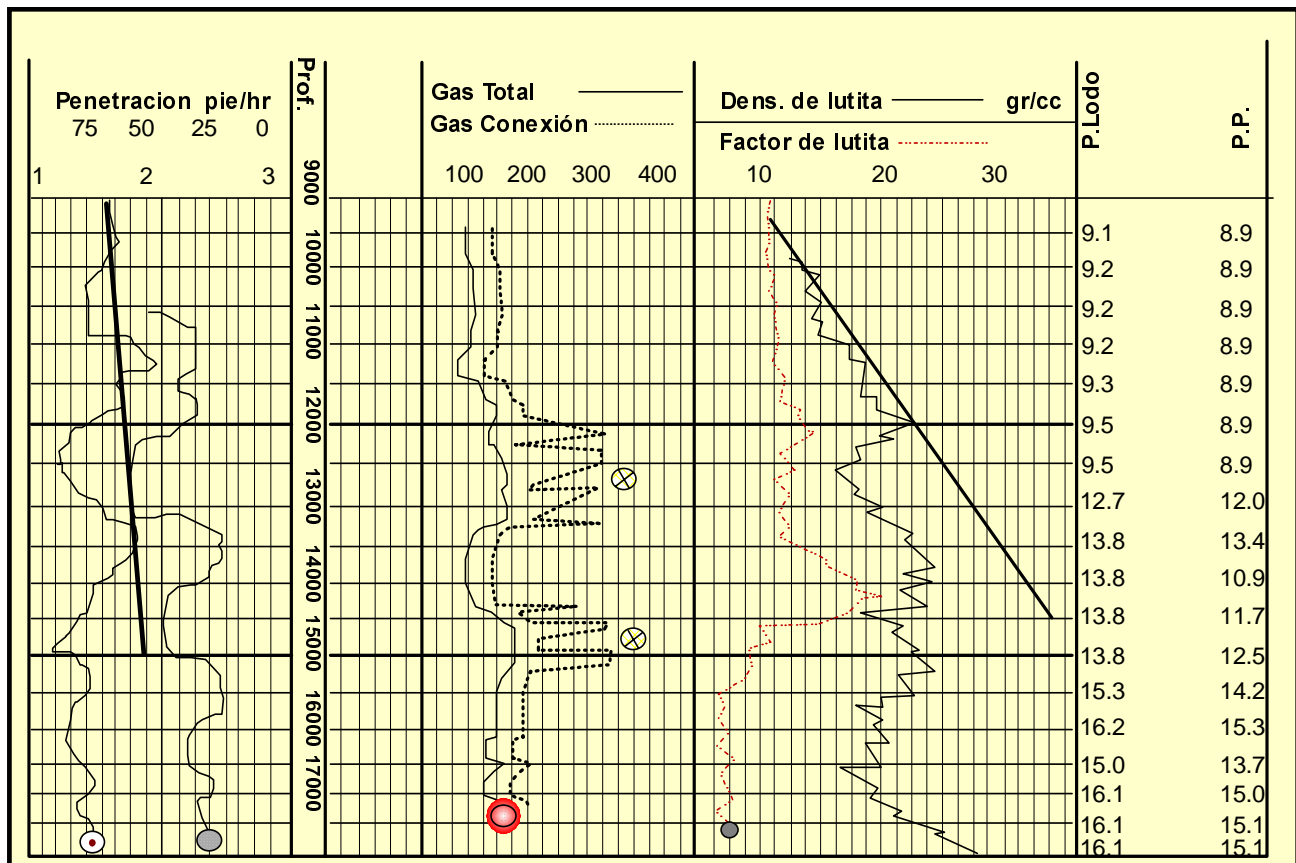
Los valores de gas total y de conexión son la manifestación más indicativa de la presión que ejerce la formación. A medida que la perforación se acerca a

una zona de presión anormal estos valores aumentan. (Figura 27).

A mayor profundidad, el agua de formación es más salina. Este incremento en salinidad reduce la resistividad del agua. La temperatura también se incrementa a mayor profundidad y la temperatura también reduce la resistividad del agua.

Como la presión de formación en una zona de transición comienza a incrementarse y a aproximarse a la presión ejercida por la columna de lodo, los fluidos de la formación se filtrarán a la columna de lodo durante las conexiones y los viajes.

Cuando se usa lodo base agua, el flujo de agua sala-



- Exponente "d" ..... ⊙
- Velocidad de penetración ..... ●
- Gas total "Background" ..... ⊕
- Gas de conexión ..... ⊗
- Factor de lutita ..... ●

Figura 27 Nomograma para el cálculo del exponente "d".

da de la formación hacia el agujero puede causar un incremento en el contenido de cloruros en el filtrado del lodo. La importancia de dicho incremento depende naturalmente del contraste de cloruros entre el lodo y el fluido de formación, así como la cantidad de fluido incorporado a la columna de lodo. Se tiene flujo de líquidos del agujero, solamente si la presión ejercida por el lodo es menor que la de formación. El incremento en cloruros en el lodo de salida es debido a la contaminación del lodo por agua de formación como resultado de un reducido sobrebalance.

### **Incremento de recortes (volumen, forma y tamaño del recorte)**

En base a la experiencia, la entrada a la zona sobrepresionada puede caracterizarse por un incremento en la velocidad de penetración. Como resultado, habrá un incremento en volumen de recortes en las temblorinas. Adicionalmente, la forma y el tamaño de los recortes cambiará. En la zona de transición, la forma del recorte es pequeño, angular y redondeado como en zona de presión normal. Además, los recortes de las zonas sobrepresionadas pueden ser usualmente largos y generalmente en apariencia de formas planas, astilladas y grandes. El incremento de recortes depende de tres factores:

- 1.- La importancia de la longitud del agujero perforado abajo del punto de balance de las presiones hidrostática de lodo y de formación.
- 2.- La magnitud de la presión diferencial en el agujero.
- 3.- La magnitud del incremento en el ritmo de penetración.

### **Densidad de la lutita**

La densidad de los recortes de lutita puede indicar presiones anormales mientras se perfora. Como los sedimentos con presión anormal han retenido un alto porcentaje de agua poral, su densidad es menor comparada con las lutitas compactadas normalmente. Bajo condiciones normales, la densidad de las lutitas se incrementa con la profundidad a un valor máximo de compactación. Una desviación, o sea una disminución de la tendencia normal de compactación indicará lutitas con presión anormal.

Las densidades pueden medirse tan pronto como los recortes se han lavado después de recoger la mues-

tra en el vibrador. La densidad de lutita es una medida directa y no depende de la interpretación de los datos registrados como en el caso de las técnicas de registros geofísicos.

Algunos investigadores han indicado que la densidad de los recortes pueden ser signos definitivos de presiones anormales.

- Una tendencia de compactación normal tiene que ser establecida por la graficación de densidad de lutita contra profundidad.
- Un quiebre de la compactación normal hacia valores más bajos indica una formación bajocompactada. Esto es, con presiones anormales.

Desventajas con la aplicación de este punto de control:

- 1 Los cortes deberán ser circulados a la superficie antes de que las medidas puedan ser hechas.
- 2 Deberán hacerse lecturas repetidas para confirmar una lectura de baja densidad de lutita.
- 3 La densidad de la lutita se decrementa por una excesiva exposición a un lodo base agua.
- 4 La presencia de cantidades pequeñas de arena y minerales secundarios dentro de la formación lutítica, causa errores en las mediciones.
- 5 La presencia de gas dentro de las partículas de lutita decrementa la densidad de los cortes.

Existen limitaciones críticas en la medición de las densidades de lutita:

- a Seleccionar los recortes del fondo del pozo, ya que no todos provienen del fondo del pozo, unas provienen de la pared del agujero.
- b El secado de los recortes.
- c La densidad se mide de una a cuatro horas después de que la formación se ha perforado, debido al tiempo de atraso (en zonas de transición cortas esta herramienta no es efectiva).

### **Porcentaje de montmorillonita**

La montmorillonita es una arcilla con una gran capacidad de absorción de agua y cationes en sus espacios intersticiales. Esto origina que esas arcillas sean de mayor porosidad y menor densidad con respecto a los otros tipos de arcilla. La presencia de grandes cantidades de montmorillonita en arenas (dispersas o interestratificadas) obstaculiza la compactación de las arenas, debido a que tienden a ocupar mayor volumen. En consecuencia, este tipo de arcillas tiende a estar presente en zonas bajocompactadas.

Se ha observado que a mayores profundidades, la arcilla presente, es del tipo íltico, las cuales se caracterizan por no absorber y/o absorber agua en sus espacios intersticiales. Lo que significa que la montmorillonita se transforma a ilita por efecto de compactación, deshidratación e intercambio catiónico. Así podemos establecer que las arcillas presentes en zonas sobrepresionadas son del tipo montmorillonítico en ciertos casos reales, como también existen excepciones.

### Temperatura del lodo

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

Las grandes cantidades de agua existentes en secciones con presión anormal, causan mayor porosidad y presión, y como la conductividad térmica del agua es de solamente una tercera parte de la conductividad térmica de los materiales más característicos de la formación (lutitas, arenas, calizas, etc.), la conductividad térmica total de la matriz y del fluido en formaciones con alta presión tiende a disminuir (debido a que el porcentaje en volumen de fluido es mayor que el de la roca). Esto origina mayores temperaturas y gradientes geotérmicos más altos.

El gradiente de temperatura en una zona con presión anormal generalmente, es el doble del gradiente normal.

Aspectos que se deben considerar para determinar la temperatura de circulación del lodo para detectar

una zona de transición.

Temperatura ambiente.

Gasto.

Volumen del sistema.

Tiempo desde la última circulación.

Contenido de sólidos del lodo.

Adición de fluidos y materiales.

Velocidad de penetración.

Mantenimiento del equipo de medición de temperatura.

Procedimientos para ordenar los datos de temperatura, para obtener un indicador de presión:

- 1.- Registrar simultáneamente las temperaturas del lodo entrada y salida del pozo.
- 2.- Graficar temperaturas obtenidas con otros indicadores de presión anormal, considerando el tiempo de atraso para correlacionar temperatura con profundidad.
- 3.- Establecer los gradientes de temperatura para cada corrida de barrena, graficando la temperatura de salida contra profundidad.
- 4.- Establecer los gradientes de temperatura normalizando los efectos del viaje (cambio de barrena), normalmente son dos ciclos de circulación.
- 5.- Observar la diferencial de los incrementos entre temperatura de entrada y de salida.
- 6.- Considerar los ocho aspectos anteriores para determinar la temperatura del lodo.

### Paleontología

La paleontología es una rama de la geología que estudia la vida de los periodos geológicos pasados, especialmente lo que se conoce como fósiles. La amplia ocurrencia de especies dadas de microfósiles se puede correlacionar para identificar los periodos

geológicos, épocas y formaciones. Y a través de la detección de cierto índice de microfauna, se pueden identificar formaciones con presión anormal. Por eso, bajo ciertas condiciones, se ha clasificado al uso de la paleontología como un indicador de presión anormal.

En la industria petrolera, uno de los grupos más útiles de fósiles son los foraminíferos (animales de una célula).

Desde su aparición en el registro geológico, los foraminíferos evolucionaron y sus restos fosilizados presentan un registro de tiempo relativo que es una guía de ambientes pasados de depósito. Del análisis de los fósiles encontrados en los recortes de perforación, se registran datos sobre la diversidad de las especies; abundancia de microfósiles; profundidad de las aguas ambientales antigüedad de los microfósiles individuales; condiciones del fondo; etc. Estos datos se integran como los sísmicos y otros datos geológicos en mapas regionales, locales y secciones transversales. Generalmente, en estos mapas, se incluyen los pozos donde se encontró presión anormal y los microfósiles asociados con este fenómeno.

### **Técnicas utilizadas después de la perforación**

La presencia de presión anormal se puede detectar con los indicadores descritos anteriormente mientras se esta perforando. Sin embargo, con la excepción de la densidad de la lutita, todos los indicadores dan solamente una estimación cualitativa de la presión. La magnitud cuantitativa de presión se deriva al graficar los valores de lutita obtenidos de los registros geofísicos después de haber perforado el pozo o una etapa del mismo.

Una de las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos obtenidos de los registros geofísicos, en los cuales se obtiene la información de la variación con la profundidad de las características de las formaciones atravesadas por el pozo.

La verificación y cuantificación de presiones anormales después de la perforación cae dentro de lo que se llama "evaluación del pozo".

Los registros más comunes utilizados para evaluar presiones anormales en los pozos son los acústicos y los de inducción. Son los registros básicos para evaluar formaciones clásticas y no clásticas. De estos registros se pueden obtener valores de lutita confiables para la determinación de presiones. Sin embargo, debe aclararse que cualquier registro cuya respuesta dependa primordialmente de la porosidad de la roca, puede emplearse en una evaluación cuantitativa de la presión de formación.

Registros geofísicos para la detección de las presiones anormales:

Registro sónico de porosidad (acústico)

Registro de densidad

Registro sónico dipolar (dsi)

Registro eléctrico de inducción (Resistividad/Conductividad)

### **Registro de inducción**

Este dispositivo de registro mide la resistividad de una roca al inducir una corriente alterna a través de ella. Mide la capacidad de la roca para conducir la corriente. Se puede correr en agujero descubierta.

Se conoce que la resistividad (inverso de la conductividad) es una función de varios factores, tales como, porosidad, temperatura, contenido de sales en el fluido, saturación y composición mineralógica, entre los más importantes. En los estratos lutíticos es función de la porosidad. Debido a que la porosidad es una respuesta de las formaciones a los procesos de compactación, las medidas de resistividad y/o conductividad reflejan en cierto modo, la presión en los poros de la lutita.

En las siguientes gráficas (figura 28) vemos el comportamiento de resistividad y conductividad de lutitas con la profundidad respectivamente del pozo Sen 47. Muestra también la entrada a la zona anormal.

### **Registro sónico de porosidad (acústico), (tiempo de tránsito y porosidad)**

El registro sónico también llamado registro acústico,

POZO SEN 47

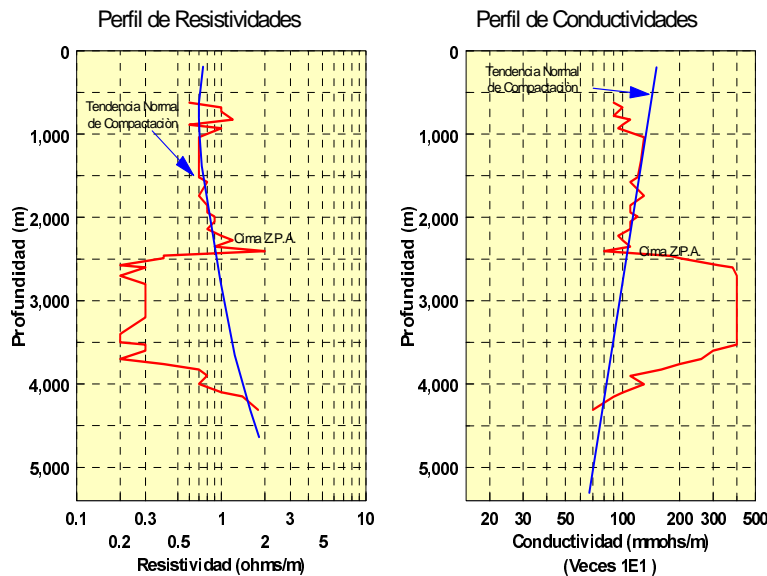


Figura 28 Comportamiento típico de la resistividad y conductividad en zonas de presión anormal.

mide la velocidad del sonido a través de la roca como valores específicos expresados en microsegundos. Esta herramienta puede correrse en cualquier pozo descubierto lleno de fluidos.

Esta técnica utiliza la diferencia entre los tiempos de tránsito de una zona de alta porosidad geopresionada y la zona de baja porosidad normalmente presurizada. La porosidad decrece con la profundidad, debido a que las formaciones están más compactadas a medida que se va profundizando. Ahora, cuando encontramos una zona de porosidad anormalmente alta o una formación bajo compactada, el tiempo de tránsito se incrementa, desviándose de la tendencia normal. La velocidad de la onda acústica depende de la composición mineralógica de la formación, así como de su porosidad y fluido que la satura. Se ha observado que la mayor velocidad de transmisión de la onda acústica se tiene en materiales densos, tales como rocas de baja porosidad y velocidades mas bajas en materiales con menor densidad tales como rocas

impregnadas de gas y/o con alta porosidad. En la figura 29. se muestran las gráficas de tiempo de tránsito y porosidad con respecto a la profundidad obtenida de datos de campo reales del pozo Sen 121. Muestra la entrada a la zona de presión anormal.

Se tomó este pozo (Sen 121) de ejemplo solamente para este punto, debido a que no se cuenta con el registro sónico del pozo de interés (Sen 47).

**Registro de densidad (densidad de la formación)**

Para la medición de la densidad de formación, se aprovecha la dispersión y absorción de rayos gamma por los electrones de los átomos como principio fundamental. La dispersión de los rayos gamma, es proporcional al número de electrones, y a la densidad del medio por donde viajan los rayos. Entre más densa es la formación, más amplia es la dispersión.

Como la densidad de un estrato homogéneo es proporcional a su porosidad. La dispersión de los rayos

POZO SEN 121

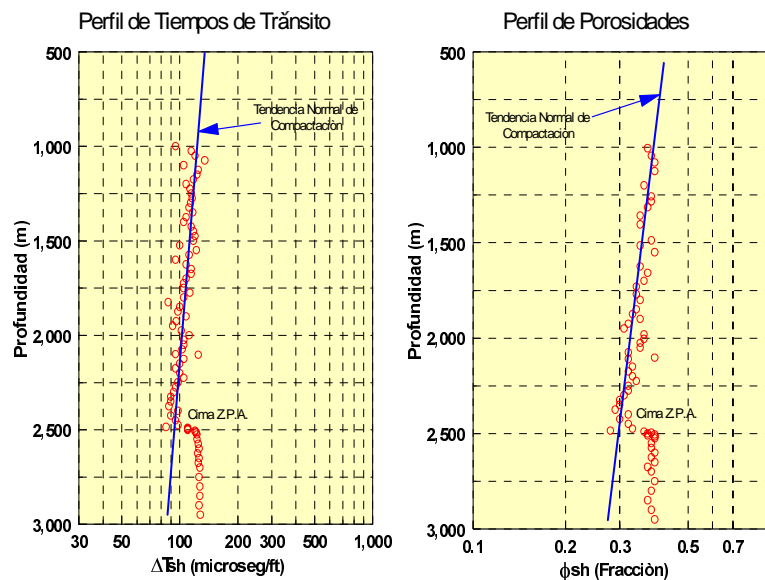


Figura 29 Comportamiento del tiempo de tránsito y perfil de porosidad en zonas bajocompactadas.

gamma es proporcional a la porosidad de las formaciones.

La relación entre la cuenta de rayos gamma y la densidad se encuentra experimentalmente mediante herramientas calibradoras en formaciones de densidad conocida. La relación entre la densidad con la porosidad se calcula para varias combinaciones litológicas y de fluidos saturantes.

Las zonas con presión anormal distorsionan los valores leídos de densidad hacia valores más bajos de la tendencia normal; debido a que tienen una mayor porosidad. Esto también puede suceder con formaciones impregnadas de gas. Los datos de densidad se presentan en gráficas sobre escalas normales y/o semilogarítmicas. El principal problema es que este registro rara vez se registra en un intervalo muy largo. Se registra para propósitos de porosidad sobre

dipolar, adquiere y analiza en forma efectiva las ondas de cizallamiento y Stoneley en todo tipo de formaciones. Además, trabaja tanto en agujero descubierto y entubado. Con las mediciones de esfuerzos direccionales del tren completo de ondas medidas con el DSI se puede mejorar la interpretación de la sísmica de cizallamiento, particularmente la técnica de (AVO) amplitud vs offset.

También da una medición precisa de la porosidad y la potencial presencia de gas. Las ondas Stoneley se analizan con un nuevo producto que ilumina las fracturas abiertas, proporciona respuestas de gran valor en la litología, el contenido de fluidos y las propiedades mecánicas, tales como dureza de la formación y compresibilidad, derivadas de análisis del tren de ondas completo.

Procesamientos sofisticados del tren de ondas:

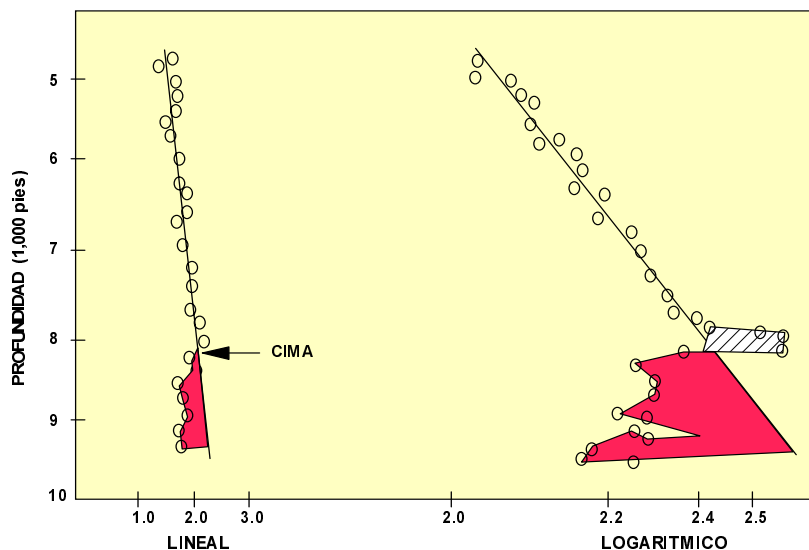


Figura 30 Comparación del comportamiento de las tendencias de densidad contra profundidad para un mismo pozo.

Dos tipos de procesamientos son utilizados para extraer los tiempos de tránsito en tiempo real de las mediciones realizadas con el DSI. Las ondas digitalizadas de los modos Dipolar, Stoneley y P&S se procesan utilizando las técnicas de máxima coherencia (STC). Mientras que los cruces críticos del modo del primer movimiento son procesadas utilizando la detección de la primera llegada digital (DFMD).

El procesamiento STC representa una técnica establecida para el análisis del tren de ondas. El cual produce en forma continua el perfil del tiempo de tránsito con una resolución de 3 1/2 pies. El efecto del ruido se suprime utilizando diferentes filtros para las ondas del dipolo, la onda Stoneley y las

zonas potencialmente productoras de hidrocarburos. Para ilustrar los resultados, como ejemplo se tiene la gráfica siguiente: (figura 30).

**Registro sísmico dipolar (ondas de cizallamiento)**

La herramienta DSI Sísmico de Cizallamiento por Imágenes que combina la tecnología monopolar y

ondas de alta frecuencia producidas por el transmisor monopolar.

El tiempo de tránsito de la primera llegada se calcula utilizando un algoritmo compensado por profundidad y efectos del agujero.

*Herramientas acústicas monopolares*

Estas herramientas tienen una fuente de energía ra-

dial. Crea una pequeña pero uniforme distorsión hacia la pared del pozo. Esta distorsión genera las ondas compresionales y de cizallamiento de la formación. Las ondas compresionales y de cizallamiento, crean a su vez ondas de avance en el fluido, muy parecidas a las que produce un bote a medida que avanza en el agua. Estas ondas de avance son medidas por los receptores de la herramienta.

Las ondas de avance se crean cuando las ondas de la formación son más rápidas que las ondas del fluido en el pozo. Las ondas compresionales son por lo general más rápidas, sin embargo, esto no es igual con la onda de cizallamiento en formaciones poco consolidadas. En formaciones consolidadas, la onda de cizallamiento es más rápida que la onda del fluido y puede detectarse. Sin embargo, en formaciones poco consolidadas, la onda de cizallamiento es más lenta y no genera ondas cizallantes de avance. En otras palabras, no se pueden detectar ondas de cizallamiento con transmisores monopolares en formaciones lentas o poco consolidadas.

#### *La herramienta DSI*

Esta herramienta resuelve el problema con una fuente de energía direccional. Inicia ondas compresionales y de cizallamiento en la formación mediante un pequeño impulso flexural en la formación. A medida que la onda de cizallamiento es propagada hacia arriba, la misma crea una diferencia de presión en el fluido. Se propaga en forma conjunta. Estos cambios de presión se detectan por los receptores direccionales.

En contraste con las herramientas monopolares, la herramienta dipolar siempre detecta la onda de cizallamiento, sin importar la velocidad de la misma. Inmediatamente detrás de la onda de cizallamiento se encuentra una onda flexural. En formaciones consolidadas, la onda flexural es bastante dispersa y puede ser fácilmente discriminada de la onda de cizallamiento. En formaciones poco consolidadas, esta es menos dispersiva y es difícil de detectar. En estos casos, se deriva la onda de cizallamiento de la onda flexural, haciendo una pequeña corrección para tomar en cuenta la dispersión.

#### **Puntos para la graficación**

Los siguientes, son algunos puntos de interés para la graficación, al evaluar presiones de formación y de fractura:

- Leer los parámetros de interés en lutitas con espesores mínimos de 5 a 10 m.
- Utilizar datos de aquellas lutitas con mayor pureza.

Las siguientes observaciones no tienen relación directa con las variaciones de presión en la formación.

- Evitar los datos de resistividad en profundidades arriba 1000 m. Pues estas generalmente contienen agua con menor salinidad, teniendo como resultado valores de resistividad altos.

- Tomar en cuenta cambios de edad geológica, discordancias, etc. Estos reflejan cambios drásticos en las propiedades de las lutitas. Lutitas del Mioceno y el Oligoceno en el área de la Costa del Golfo en EUA tienen propiedades eléctricas diferentes, las cuales causan una marcada desviación con respecto a la línea de tendencia normal.

- Lutitas cercanas a masas salinas grandes, presentan muy baja resistividad debido al incremento en la salinidad del agua que contienen.

- Formaciones con agua extremadamente puras (5000 ppm de NaCl) a grandes profundidades, incrementan los valores de resistividad.

- La presencia de gas en las lutitas, también puede afectar drásticamente las medidas de resistividad y tiempo de tránsito.

- Cambios grandes en el diámetro del agujero, también afectan los parámetros de medición.

- Las lutitas con alto contenido de bentonita presentan muy bajos valores de resistividad, lo cual da como resultado altas presiones de formación que generalmente no existen.

- Evitar tomar lecturas en zonas lutíticas con derrumbes severos. Todas las herramientas utilizadas son afectadas en su respuesta.

- En espesores grandes de lutitas, frecuentemente se observa que el gradiente de presión es función de la proximidad a la arena permeable adyacente. Los

gradientes de presión disminuyen con respecto a la aproximación a la arena. Esto tiene claras implicaciones en las operaciones de perforación. Altas densidades de lodo son necesarias para prevenir derrumbes y desmoronamientos de las lutitas. Al mismo tiempo, se tendrán pérdidas de circulación en las arenas adyacentes con menor presión.

### **Tendencia normal de compactación**

Indudablemente que la tendencia normal de compactación tomada debe ser realista, debido a que es la base para la interpretación y evaluación cuantitativa. Las tendencias normales de compactación llegan a ser extremadamente importantes en pozos profundos, debido a que con un incremento de profundidad cualquier desviación de la tendencia correcta se acrecienta, agravando los errores en la cuantificación de presiones. No hay una regla general sobre cómo establecer tendencias normales de compactación. Por tanto, la experiencia y conocimiento del campo son factores decisivos para una buena evaluación.

La evaluación de las presiones de formación juega un papel muy importante en las operaciones de perforación. Constituye la base fundamental para la programación adecuada de lodos de perforación. Como ya se indicó, el ritmo de penetración depende entre otros parámetros, de la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo y la de las formaciones atravesadas. Se hace óptima a medida que el peso de lodo se aproxima a la densidad equivalente de la presión de formación. Por lo tanto, la utilización de densidades de lodo excesivas incrementan el precio del pozo al disminuir el ritmo de penetración y aumentar el costo del fluido de perforación. Existe una diferencia entre la presión de formación y de fractura que permite tolerancias funcionales en la densidad de lodo utilizada durante la perforación.

Se debe de tomar en cuenta que los métodos tradicionalmente aplicados para la evaluación de presiones de formación, fueron desarrollados con datos del área de la costa del golfo de EUA. Se debe poner especial atención en los resultados, ya que algunos casos presentan variaciones importantes que nos alejan bastante de la realidad (se ha observado en la práctica que esta variación puede ser de hasta 0.12 gr/cc). Los datos obtenidos deben ser una guía a falta de datos fidedignos. En la figura 31 se observa la

variación en la densidad de la roca obtenida de registros eléctricos tomadas en algunos pozos de la Unidad Operativa Agua Dulce y comparada con la obtenida en áreas de la Costa del Golfo. Para obtener datos reales, se necesita contar con información de densidad de la roca del área en estudio, además de datos de gradientes de fractura obtenida de pruebas de goteo o fracturamiento, para utilizarlas en la evaluación.

### **Pruebas de integridad y de goteo**

Es bien conocido que el agujero descubierto puede romperse en alguna de sus formaciones por presiones excesivas, ya sea por presiones de efecto de pistón o altas densidades de lodo, dando como resultado pérdida de circulación, pero no es bien sabida la manera en que este rompimiento toma lugar. Un mal entendido común es que las paredes del pozo se rompen bajo presión, en la misma forma en que una tubería lo hace y que como la tubería, una vez rota la pared del agujero, pierde permanentemente su presión de integridad. Sin embargo, el mecanismo de fallamiento es completamente diferente.

La presión de integridad de una tubería depende totalmente de la resistencia a la tensión de la pared de la misma. La presión de integridad del agujero depende casi por entero de la carga compresiva de las rocas que se encuentran alrededor del pozo. Las presiones que ejerce el lodo dentro del agujero, vencen estas cargas compresivas causando que las rocas se rompan originando una serie de fracturas. La presión de integridad original tiende a recuperarse cuando el exceso de presión hidrostática del lodo se reduce y la carga compresiva vuelve a su estado original. En algunas ocasiones, una vez creada la fractura ésta tiende a incrementarse y es muy difícil volver al estado original. Se causan una serie de problemas que se remedian con el uso de obturantes, tapones de cemento, gelatinas o incluso la cementación de tuberías.

La teoría y un número considerable de evidencias de pruebas de estimulación o de goteo, muestran que en las regiones caracterizadas por un fallamiento activo normal, las fracturas se orientan verticalmente más que en un plano horizontal. Las presiones de fracturamiento en lutitas son mayores que en areniscas a la misma profundidad. Para ambos tipos de roca, las presiones requeridas para inducir fracturas,



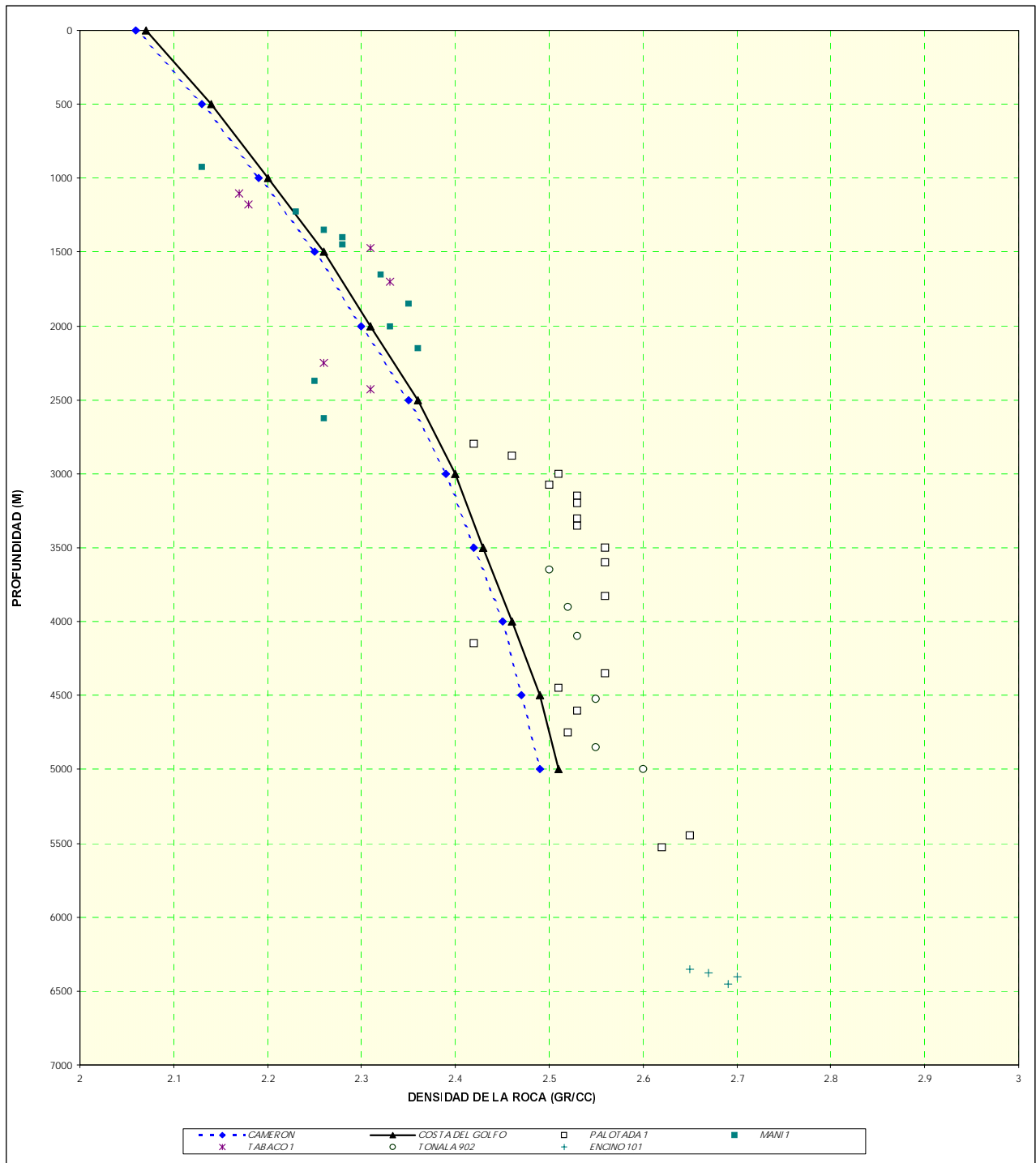


Figura 31 Variación de la densidad de la roca para diferentes campos.

normalmente se incrementan con la profundidad, debido a la mayor resistencia a la compresión suministrada por la sobrecarga.

Las técnicas disponibles para estimar la presión requerida para fracturar la matriz de la roca alrededor del pozo debe de considerarse solamente como una guía. Las pruebas realizadas durante la perforación pueden dar medidas más exactas de la presión de fractura de la formación en la zapata de la tubería de revestimiento. Las pruebas de integridad y de goteo, y los métodos de predicción deben de utilizarse para obtener una evaluación completa. Por ejemplo, si un gradiente de fractura estimado para una localización dada antes de perforar, se compara con las pruebas de integridad o goteo realizadas durante la perforación, pueden proporcionar datos importantes al evaluar presiones de formación y de fractura para pozos futuros en el área.

Las relaciones discutidas anteriormente son extremadamente complicadas y muy poco entendidas como para permitir una predicción exacta de los gradientes de fractura. Sin embargo, son satisfactorias para propósitos de planeación. Las predicciones hechas son conservadoras para formaciones superficiales, pero generalmente los valores medidos para las formaciones más profundas en las zonas de presión anormal, tienden a ser más cercanos a los reales.

Uno de los factores importantes es la naturaleza de las rocas. El aumento de arcillosidad causa un incremento en la presión de ruptura. Raramente, se han observado gradientes de fractura altos a profundidades someras que demuestran este efecto.

#### Lenguaje del pozo

El entendimiento del lenguaje del pozo, como lo menciona el Dr. Preston L. Moore en alguno de sus artículos sobre presiones de formación, es internacional. Si podemos comprender lo que el pozo dice y reaccionar a tiempo, se evitan muchos de los problemas serios encontrados durante la perforación.

El secreto para entender al pozo, es estar seguro que cualquier declaración es comprendida. El pozo habla a través de los cambios que se registran en los dispositivos de medición como son la presión de bombeo, medida del torque, indicador de nivel en

las presas, propiedades del lodo, indicador de peso y la velocidad de penetración. Para comprender lo que el pozo dice, es necesario que los recortes sean eliminados del fondo, conforme se generan.

Si no entendemos al pozo, nuestra respuesta y acción son dirigidos a resolver problemas erróneos. Con el tiempo podemos reconocer nuestro error, y puede ser tarde para dar la solución correcta. Si existen dudas y si es difícil interpretar este lenguaje, es necesario tomarse un tiempo para analizar detenidamente el problema antes de continuar la perforación, considerando todos los datos registrados y predicciones realizadas durante la planeación del pozo para no tomar una decisión a la ligera. Es esencial fundamentar nuestra decisión en datos analizados y no compararlo con experiencias vividas de otros pozos, ya que todos los pozos presentan situaciones diferentes y cada uno debe ser manejado como si se tratara de un pozo exploratorio, los pozos de correlación deben manejarse como una guía de los posibles problemas que podamos encontrar y preparar algún plan para enfrentarlos.

#### **Métodos de evaluación para la determinación de los gradientes de presión, de formación y fractura**

Cabe aclarar que los métodos que se mencionan a continuación, son sólo para conocimiento. En la actualidad, existen programas de cómputo que nos permiten hacer las evaluaciones en forma rápida y precisa. Además, utilizan diferentes métodos para fines de comparación. Ya que si el cálculo se realiza a mano, serían muchos los pasos a repetir para cada punto (profundidad).

Existen diversos métodos aplicables después de la perforación para la estimación cuantitativa de las presiones de formación y de fractura, como los que se mencionan a continuación por ser algunos de los más conocidos:

- Hottman y Johnson
- Eaton
- Matthews y Kelly
- Foster y Whalen
- Profundidades equivalentes

De los que describiremos únicamente la metodología de los dos primeros por ser los más conocidos y

son aplicados con evaluación de registros geofísicos.

Como ya se mencionó, la evaluación de las presiones de formación y de fractura juegan un papel muy importante en las operaciones de perforación, ya que constituye la base fundamental para el programa adecuado del lodo de perforación. Recuerde que el ritmo de penetración depende, entre otros parámetros, de la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo y la de las formaciones atravesadas, haciéndose óptima a medida que el peso del lodo se aproxima a la densidad equivalente de la presión de formación.

### **Determinación del gradiente de presión de formación**

#### *Método de Hottman y Johnson*

Este método empírico argumenta que la presión de los fluidos en cuerpos lutíticos puede estimarse a partir del uso de los datos obtenidos de los registros de resistividad y sónico.

La resistividad de los estratos lutíticos disminuye en zonas bajo compactadas y la porosidad aumenta. Además las medidas de resistividad y porosidad reflejan en cierto modo, la presión en los poros de la lutita.

El algoritmo propuesto por este método para la estimación de la presión en zonas geopresionadas consiste en encontrar una tendencia de resistividad, conductividad o tiempo de tránsito de la lutita contra la profundidad para un pozo dado, tal como puede observarse en las figuras 28 y 29. Los datos son obtenidos de los registros geofísicos. Para la resistividad se recomienda tomar las lecturas de la curva normal amplificada por su facilidad de lectura y evitar correcciones posteriores.

Estas situaciones en un pozo dado, reflejan la tendencia normal de compactación como una función de la profundidad. En las zonas bajocompactadas, los datos graficados divergen de la tendencia normal mostrando con esto una alta porosidad.

Este grado de divergencia de un punto dado al establecido por la tendencia normal, se utiliza para encontrar el gradiente de presión de formación.

La información pertinente usada para establecer esta relación empírica, es la siguiente: mediciones de presión de formación y de la relación de los valores graficados de la normal a la observada, a varias profundidades.

Para estimar la presión de formación de las capas adyacentes a las lutitas, se recomienda seguir el siguiente procedimiento.

1) Hacer una gráfica semilogarítmica con los valores obtenidos del registro de inducción (similar a las figuras 28 y 29).

2) Establecer la tendencia normal de compactación normal del pozo en estudio, tal como se mencionó en párrafos anteriores.

3) Determinar la cima de la zona geopresionada, tomando en cuenta que a esta profundidad, los puntos graficados empiezan a divergir de la tendencia normal establecida previamente.

4) El gradiente de presión de formación (a cualquier profundidad) se encuentra por medio de los siguientes pasos.

a) Con la gráfica construida en el paso 1 se obtienen los valores normal y observada de las lutitas, como puede observarse en las Figuras 28 y 29, correspondiendo los valores normal a los de la línea de tendencia normal trazada y la observada a los valores leídos de los registros geofísicos.

b) Calcular el cociente entre la resistividad normal y la observada ( $R_o/R_n$ ) de las lutitas o en el caso de datos de tiempo de tránsito se utiliza una relación empírica del gradiente de presión de formación contra la diferencia de tiempos de tránsito ( $\Delta t_o - \Delta t_n$ ).

#### *Método de Eaton*

Los datos de los registros y las medidas de presión en los pozos indican que existe una relación entre ellos.

Se desarrolló una relación empírica por ensayo y error (ajustándose con datos de campo). Esta relaciona la presión de formación y la resistividad de las lutitas para la zona de Louisiana, E.U.A.

$$P/D = S/D - [ S/D - (P/D)_n ] (R_o/R_n)^{1.5}$$

Para desarrollar esta relación se necesitó mucha información de campo:

- a) Datos de los registros de inducción.
- b) Medidas de la presión de formación en los pozos.
- c) Datos del registro de densidad.

La ecuación anterior, puede aplicarse en otras áreas. Debe hacerse un ajuste del exponente de la relación de resistividades (exponente de la ecuación de Eaton) con datos prácticos de campo.

Haciendo un análisis detallado de la ecuación, se observa que para condiciones de presión normal se puede expresar:

$$(\sigma/D)_n = S/D - (P/D)_n$$

y para zonas bajocompactadas:

$$(\sigma/D)_{an} = S/D - (P/D)_{an}$$

Sustituyendo en la primera ecuación de este párrafo en la ecuación anterior, y haciendo variable el exponente de la ecuación de Eaton, se puede escribir:

$$(\sigma/D)_{an} = [S/D - (P/D)_n] (R_o/R_n)^\alpha$$

Es importante hacer notar que si  $R_o = R_n$ , se cae en el caso particular de presión de formación normal.

Se han encontrado expresiones para relacionar la presión de formación con el tiempo de tránsito, conductividad y exponente  $d_c$ , que se mencionan a continuación:

Tiempo de tránsito:

$$P/D = S/D - [ S/D - (P/D)_n ] (\Delta t_n / \Delta t_o)^\alpha$$

Conductividad:

$$P/D = S/D - [ S/D - (P/D)_n ] (C_n / C_o)^\alpha$$

Exponente  $d_c$ :

$$P/D = S/D - [ S/D - (P/D)_n ] (d_{co} / d_{cn})^\alpha$$

Los valores del exponente "a" son diferentes en las

ecuaciones mencionadas anteriormente. Son iguales para resistividad y conductividad. El valor del exponente de la ecuación de Eaton, constituye el parámetro que dificulta la aplicación del método y debe evaluarse con datos sobre mediciones de presión de formación y datos recabados de los registros geofísicos, correspondientes al pozo en estudio.

5) La presión se obtiene multiplicando la profundidad por el gradiente de presión de formación.

#### *Determinación del gradiente de presión de fractura*

Se puede obtener en forma directa, después de haber cementado una tubería de revestimiento. Consiste en perforar de 5 a 10 metros. A preventor cerrado se comienza a bombear lodo lentamente por la tubería de perforación, hasta que se alcance la máxima presión y empiece a notarse la admisión de fluido.

Al estar inyectando lodo, se construye una gráfica de volumen inyectado contra presión de inyección. Generalmente el ritmo de bombeo es de 0.5 a 1.5 barriles por minuto de acuerdo con la formación que se pruebe. El comportamiento de la presión es de aumento en forma lineal con respecto al volumen de lodo inyectado, esta tendencia continúa hasta que se llega al punto donde los datos comienzan a divergir hacia la derecha, formando una curva. Este punto corresponde al momento en que la formación empieza a aceptar fluido, puesto que se observa un menor incremento de presión con respecto al mismo volumen de lodo bombeado. Se recomienda registrar varios puntos más adelante, para asegurar que se ha alcanzado el límite de fracturamiento. Se para el bombeo y se observa el ritmo de descenso de la presión, la cual es una información muy útil al evaluar la calidad de la prueba.

La presión de fractura se calcula sumando a la presión de fuga, la presión ejercida por la columna de lodo, y restando la presión correspondiente a la resistencia del gel del lodo.

#### *Método de Hottman y Johnson*

La presión total de sobrecarga es igual en magnitud y de sentido contrario, a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

$$S = P_f + \sigma_v$$

Y también la presión de fractura es igual a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo horizontal al que está sometida la roca.

$$FP = P_f + \sigma_H$$

Bajo condiciones de fallamiento normal se tiene que el mínimo esfuerzo principal es horizontal y tiene un valor que varía aproximadamente entre  $1/3$  y  $1/2$  del esfuerzo vertical soportado por la roca, lo cual se puede expresar como:

$$\sigma_H \sim (1/3 \text{ a } 1/2) \sigma_v$$

El esfuerzo vertical que soporta la roca se representa como la diferencia entre la presión de sobrecarga y la de formación. La ecuación anterior la podemos representar como:

$$\sigma_H \sim (1/3 \text{ a } 1/2) (S - P_f)$$

sustituyendo la ecuación anterior en la de FP y dividiendo por la profundidad se obtiene que el gradiente de presión de fractura es:

$$FPG = P_f / D + (1/3 \text{ a } 1/2) (S / D - P_f / D)$$

El gradiente de presión de fractura, como puede observarse en la expresión anterior, es función de los gradientes de sobrecarga y de presión de formación, así como también de los esfuerzos a los que está sometida la estructura de la roca.

Para determinar el gradiente de presión de fractura, a través de este método, se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación:

1. Se determina el gradiente de presión de formación, aplicando cualquiera de los métodos descritos con anterioridad, a la profundidad de interés.
2. Se determina el gradiente de presión de sobrecarga cómo se indicó anteriormente a la profundidad elegida.
3. Utilizando la ecuación FPG se pueden encontrar los límites mínimo y máximo de los gradientes de

presión de fractura.

4. Repitiendo los pasos anteriores a diferentes profundidades, se obtiene un perfil del gradiente de fractura con la profundidad.

Bajo condiciones normales de presión en las formaciones (0.465 psi/pie) y con un gradiente de sobrecarga de 1.0 psi/pie (considerando para la zona de la Costa del Golfo), los límites de los gradientes de fractura son: 0.64 psi/pie y 0.73 psi/pie mínimo y máximo respectivamente.

La diferencia entre los gradientes de presión de fractura mínimos y máximos. Se reduce con un incremento en el gradiente de presión de formación. Por tanto, las presiones adicionales que se presentan al introducir y sacar la tubería de perforación o al empezar a bombear, llegan a ser de gran importancia con gradientes de presión de formación altos.

Las experiencias de campo indican que en muchas áreas un gradiente de presión constante no es real, por ejemplo, en el área de la Costa del Golfo, las predicciones del gradiente de fractura a partir del método de Hubbert y Willis son bajas comparadas con datos reales de campo.

#### *Método de Eaton*

Esta técnica se basa en los trabajos desarrollados por Hubbert y Willis. Tomando en cuenta las propiedades elásticas de las rocas, se ha encontrado que, por medio de la relación de Poisson, los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca se pueden relacionar por medio de la siguiente expresión:

$$\sigma_H = [\nu / 1 - \nu] \sigma_v$$

Como se indicó anteriormente, la presión de fractura puede definirse aproximadamente por medio de la ecuación FP, y apoyándose en la ecuación anterior, puede expresarse como:

$$FP = P_f + [\nu / 1 - \nu] \sigma_v$$

De tal manera que el gradiente de presión de fractura de la formación, es posible estimarlo a partir de:

$$FPG = P_f / D + [\nu / 1 - \nu] \sigma_v / D$$

Que se conoce como la ecuación del gradiente de

fractura de Eaton, y en la cual se observa que el gradiente de presión de fractura es función de la relación de Poisson, de la presión de formación y de la presión de sobrecarga, que son considerados a diferencia de los métodos anteriores como variables con respecto a la profundidad. Se observa además, que la ecuación presentada por Eaton es similar a la de Matthews y Kelly.

El cociente de las relaciones de Poisson debe establecerse para cada área en particular, con la ayuda de datos de campo a través de la siguiente expresión:

$$\nu / 1 - \nu = (FPG - P_f / D) / (S / D - P_f / D)$$

o directamente de la relación de Poisson con:

$$\nu = A / A + 1$$

donde:

$$A = (FPG - P_f / D) / (S / D - P_f / D)$$

Para determinar el gradiente de presión de fractura utilizando este método, se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación:

1. Similar a la técnica anterior, es necesario preparar una gráfica que represente la variación de la relación de Poisson con la profundidad, con datos pertenecientes al área en estudio, o bien una gráfica del cociente de relaciones de Poisson con la profundidad. Esta gráfica debe considerar a la presión de sobrecarga variable, con la ayuda de datos de campo y la ecuación n, a partir de las cuales es posible estimar el valor de la relación de Poisson correspondiente a la profundidad requerida.
2. Estimar el gradiente de presión de formación.
3. Calcular el esfuerzo vertical soportado por la roca a partir de datos extraídos del registro de densidad.
4. Evaluar el gradiente de presión de fractura utilizando la ecuación FPG para la profundidad elegida.
5. Con la repetición de los pasos anteriores a diferentes profundidades, es posible construir un perfil de la variación del gradiente de presión de frac-

tura con la profundidad.

*Nomenclatura:*

$C_n$  = Conductividad de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación.

$C_o$  = Conductividad de la lutita leída de datos del registro.

D = Profundidad.

$d_c$  = Exponente  $d_c$ .

FP = Presión de fractura de la formación.

FPG = Gradiente de presión de fractura de la formación.

P = Presión.

$P_f$  = Presión de poro o de formación.

$P_H$  = Presión hidrostática.

P/D = Gradiente de presión de formación.

$(P/D)_n$  = Gradiente de presión normal para la zona en estudio.

$R_o$  = Resistividad de la lutita leída del registro.

$R_n$  = Resistividad de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación.

S = Presión de sobrecarga.

S/D = Gradiente de presión de sobrecarga.

$\alpha$  = Exponente de la ecuación de Eaton.

$\Delta t_n$  = Tiempo de tránsito de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación.

$\Delta t_o$  = Tiempo de tránsito leído del registro.

$\nu$  = Esfuerzo vertical soportado por la roca.

$\sigma_H$  = Esfuerzo horizontal soportado por la roca.

$\sigma/D$  = Gradiente de presión neto vertical soportado por la roca.

$(\sigma/D)_n$  = Gradiente de presión vertical normal soportado por la roca.

$(\sigma/D)_{an}$  = Gradiente de presión vertical anormal soportado por la roca.

$\nu$  = Relación de Poisson.

$\rho$  = Densidad.

$\rho$  = Densidad promedio de las rocas

$\phi^R$  = Porosidad

### Preguntas y respuestas

1. Defina presión hidrostática, y explique por qué parámetros se ve afectada
2. ¿Qué es presión de sobrecarga?
3. ¿Qué es presión de formación?
4. ¿Cuántos tipos de presión de formación existen? y defina cada una de ellas.
5. ¿Qué es presión de fractura?
6. ¿Qué mecanismos tienden a causar presiones anormales?, y diga brevemente ¿en que consiste cada uno de ellos?.
7. ¿Cuántas técnicas existen para la predicción y cuantificación de presiones anormales o geopresiones y cuales son?
8. ¿Cuál es el mejor método para evaluar presiones anormales?

### BIBLIOGRAFÍA

#### - Presiones anormales

Ing. Enrique Rodríguez Méndez  
Compendio de perforación.

#### - Procedimiento semi-automático para el cálculo de geopresiones y gradientes de fractura.

Ing. Nestor Martínez Romero  
M. en I. Raúl León Ventura  
I. M. P.

#### - Cómo predecir presiones de poro

Dr. Preston L. Moore.

#### - Apuntes de clases I. P. N.

## VI. SELECCIÓN DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

En las etapas de planeación del pozo, se determina en primer lugar la presión de formación esperada y el gradiente de fractura, que puede obtenerse por alguno de los métodos conocidos para este fin. El resultado inmediato, es el conocimiento del peso del lodo requerido para llevar a cabo la perforación en las diversas secciones del agujero. Generalmente, se establece un margen de seguridad en la presión hidrostática que ejercerá el lodo para exceder la presión de formación.

Una vez construido el perfil de presiones, el primer paso es determinar el asentamiento de las tuberías de revestimiento. El proceso de diseño se realiza partiendo del fondo del pozo, considerando siempre que la presión hidrostática del lodo que se utilizará en el fondo no debe exceder el gradiente de fractura a cierta profundidad en la parte superior. Una vez que se establece la densidad a utilizar, es recomendable agregar (para fines de diseño) un margen de 0.04 gr/cm<sup>3</sup> al peso del lodo determinado en el perfil de presiones para tomar en cuenta las pérdidas de presión en el espacio anular (densidad equivalente) que se generan durante la circulación, para no rebasar en un momento dado la presión de fractura (ver figura 32). Resulta ventajoso ampliar este margen a 0.06 gr/cm<sup>3</sup>, especialmente donde el espacio anular entre la tubería y el agujero son pequeños. Como se mencionó anteriormente, se inicia del fondo trazando una línea recta vertical con la densidad a utilizar hasta acercarse a la curva de gradiente de fractura, tomando en cuenta los márgenes mencionados y esta será la profundidad mínima para asentar la TR; este proceso se repite hasta terminar todo el diseño del pozo.

Se debe tomar en cuenta que un asentamiento programado de TR puede ser alterado por algún problema durante la perforación, como puede ser una pérdida de circulación, un brote o un accidente de tipo mecánico, que puede obligar a un asentamiento fuera de programa (tal como se muestra en la figura 32, que es la gráfica de gradientes correspondiente a un pozo del campo Sen). Por lo anterior, se debe considerar en el diseño la alternativa de una TR adicional, esto obviamente lo dicta el conocimiento que se tenga del área en cuestión y toma más relevancia cuando se trata de un pozo exploratorio.

Es importante recalcar que en la elaboración de un programa de perforación se debe poner especial atención en los asentamientos de las tuberías de revestimiento, ya que en algunas ocasiones se toman como base la de los pozos vecinos y si fueron asentadas a profundidades donde queda muy justa la densidad máxima del lodo a utilizar en la siguiente etapa. El gradiente de fractura en la zapata puede dar como resultado que durante la perforación se presenten pérdidas de circulación con sus consecuentes problemas, que en ocasiones se requiere cementar tuberías cortas, para solucionar estos problemas, encareciendo el costo del pozo por el tiempo y recursos consumidos.

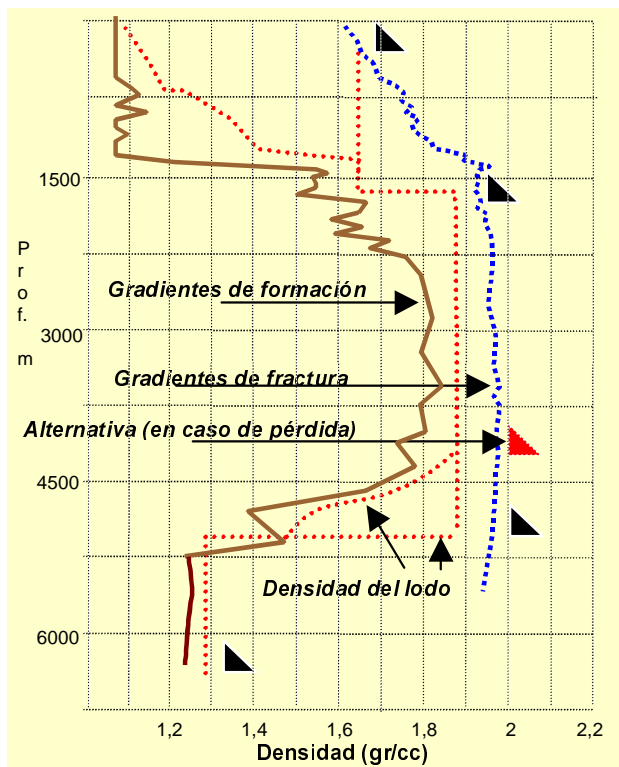


Figura 32 Selección de profundidades de asentamiento de las TR's.

La figura 32 corresponde a un pozo del área Sen, en donde antes de la tubería de explotación se cementa una TR a la salida de la zona de presión altamente presurizada, pero en ocasiones se ha tenido la necesidad de cementar una TR que se señala en rojo, ya que en esta parte (zona lutítica) se encuentra una zona de transición que se caracteriza por la existen-

cia de brechas conformadas por calizas fracturadas que son zonas potenciales de pérdida del lodo de perforación que muchas veces quedan fuera de control, por lo que es necesario cementar la TR mencionada. Se cementa también una TR intermedia a la entrada de la zona de presión anormalmente alta. Se cementa una TR superficial a más o menos 1000 m el tubo conductor que se asienta a 50 m. A continuación se describe en forma breve cual es la finalidad del asentamiento de cada una de las TR's mencionadas.

**Tubo conductor:** puede ser hincado o se perfora y se cementa, y su objetivo es: aislar acuíferos superficiales y tener un medio para la circulación del fluido de perforación.

**Tubería superficial:** Tiene como objetivo, aislar acuíferos superficiales e instalar conexiones superficiales de control.

**Tubería intermedia 1:** Se cementa en la cima de la zona de presión anormalmente alta, para cambiar la base al lodo de perforación e incrementar la densidad del mismo.

**Tubería intermedia 2:** Se cementa a la salida de la zona de presión anormal, para bajar la densidad al lodo de perforación y perforar la zona de interés.

**Tubería de explotación:** Permite la explotación selectiva de los intervalos que presenten las mejores características para ello.

Cabe aclarar que existen localizaciones donde no se encuentran zonas de presión anormal, y los asentamientos los dictan las formaciones a atravesar, por lo que los asentamientos se rigen por las condiciones a encontrar y el número de tuberías a cementar puede variar en más o menos de las aquí mencionadas.

### Preguntas y respuestas

1. ¿Dónde inició el proceso de selección y asentamiento de las tuberías de revestimiento?

2. Para fines de diseño de asentamiento de las tuberías de revestimiento y tomando los gradientes de formación y fractura, ¿qué margen es recomendable en el peso del lodo?



3. Describa brevemente cuál es la finalidad del asentamiento de cada una de las tuberías de revestimiento.

**REFERENCIAS**

**- Presiones anormales**

Ing. Enrique Rodríguez Méndez  
Compendio de perforación.

**-Procedimiento semi-automático para el calculo de geopresiones y gradientes de fractura**

ing. Nestor Martínez Romero  
M. en I. Raúl León Ventura  
I. M. P.

**VII. SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DEL POZO**

Una vez que se determinan los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, se selecciona el diámetro de la TR de explotación y será la base para determinar el arreglo de tuberías de revestimiento a utilizar, así como los diámetros de agujero. El diámetro de la TR de explotación, va a depender de las características de los fluidos que se explotaran, las presiones, así como también si el pozo fluye por si solo o se le aplicará un sistema artificial de explotación. Normalmente el diámetro de la TR de explotación es a solicitud del cliente.

En la Figura 33 se muestran diferentes diámetros de barrena que se pueden utilizar de acuerdo al diámetro de la TR, y es una guía para la selección de la geometría del pozo.

DIAMETRO DE TR (PG)	DIAMETRO DEL COPLÉ (PG)	DIAMETRO DE BARRENA A EMPLEAR (PG)
4 ½	5.0	6, 6 1/8, 6 ¼
5	5.563	6 ½, 6 ¾
5 ½	6.050	7 7/8, 8 3/8
6	6.625	7 7/8, 8 3/8, 8 ½
6 5/8	7.390	8 ½, 8 5/8, 8 ¾
7	7.656	8 5/8, 8 ¾, 9 ½
7 5/8	8.500	9 7/8, 10 5/8, 11
8 5/8	9.625	11, 12 ¼
9 5/8	10.625	12 ¼, 14 ¾
10 ¾	11.750	15
13 3/8	14.375	17 ½
16	17.0	20
20	21.0	24, 26

Figura 33

En la tabla se muestran solo algunas de las posibilidades para la selección de la geometría, ya que existen una gran variedad de tuberías especiales que nos permiten hacer diferentes arreglos.

**Preguntas y respuestas**

1. ¿cuál es la base para determinar el arreglo de las tuberías de revestimiento?

2. ¿de qué depender el diámetro de la tr de explotación?

**Referencias:**

**- Presiones anormales**

Ing. Enrique Rodríguez Méndez  
Compendio de perforación.

**- Procedimiento semi-automático para el calculo de geopresiones y gradientes de fractura.**

Ing. Nestor Martínez Romero  
M. en I. Raúl León Ventura  
I. M. P.

**VIII. SELECCIÓN Y PROGRAMA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

**Introducción**

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de un pozo es la selección del fluido de perforación. parte de los problemas que ocurren durante la perforación de los pozos están relacionadas directa o indirectamente con el tipo y las propiedades de dicho fluido. Entre otros, se encuentran las pérdidas de circulación, los brotes, resistencias y atrapamientos de sarta por inestabilidad de la formación, pegaduras por presión diferencial, bajos ritmos de penetración, y daño a la formación productora.

La selección del fluido de perforación debe hacerse de acuerdo a las condiciones y problemáticas específicas del campo a perforar. Cada etapa del programa se debe analizar detalladamente. Los problemas registrados en los pozos vecinos dan indicios de las áreas de oportunidad que se deben enfocar a fin de

optimizar el programa de fluidos. Mediante una adecuada selección, se puede eliminar una buena parte de los problemas mencionados.

La información que debe recabarse durante el proceso de selección del fluido de perforación, se refiere a las presiones de poro y fractura, antecedentes de pérdidas de circulación o de brotes, litología (presencia de lutitas hidratables, intercalaciones de sal, etc.), temperatura, y presencia de fluidos contaminantes (agua salada,  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ).

Un aspecto que ha tomado gran importancia en este proceso, es la protección al medio ambiente. De hecho, este último ha originado que se dejen de utilizar sistemas de fluidos de perforación que en años anteriores dieron buenos resultados, pero que contienen productos altamente tóxicos para el medio ambiente, tales como el Cromolignosulfonato Emulsionado. Estos han sido sustituidos por lodos inhibidos a base de polímeros o cálcicos, entre otros.

### Inestabilidad del agujero

De las rocas que son penetradas durante la perforación de un pozo, la más susceptible de inestabilidad es la lutita. Las arenas no consolidadas encontradas a profundidades someras, pueden ser erosionadas por el fluido de perforación en flujo turbulento. Tanto las areniscas como los carbonatos pueden ser inestables cuando están sujetas a esfuerzos tectónicos o cuando la presión hidrostática del fluido de perforación es menor que la presión de los fluidos contenidos en las rocas, particularmente cuando la permeabilidad es baja. Los problemas con la lutita se magnifican por la extraordinaria manera en que esta roca se afecta cuando se moja con agua. Los principales síntomas de inestabilidad son incrementos en el torque, arrastre, dificultad para hacer conexión, derrumbes y descalibre del agujero.

Las lutitas están presentes en más del 75% de las formaciones perforadas y causan más del 90% de los problemas de inestabilidad. Esencialmente son rocas que contienen diferentes minerales, tales como cuarzo, feldespato, dolomita, calcita, que son considerados básicamente inertes y no son afectados por la química del fluido de perforación, aunque su presencia puede resultar en inestabilidades mecánicas. También contienen grandes cantidades de arcillas tales como kaolinita, ilita, clorita, y montomorillonita

que pueden absorber agua cuando se exponen a los fluidos de perforación. Es la porción la que causa los diferentes grados de inestabilidad.

### Estructura general de las arcillas

Los componentes principales de las arcillas son la Sílica ( $\text{SiO}_2$ ) y la Alúmina ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ). Estas moléculas forman dos unidades fundamentales (figura 34):

1. Unidad octahedral ( $\text{SiO}_2$ , con  $\text{Mg}^{++}$  reemplazando al  $\text{Al}^{+++}$ ).
2. Unidad tetrahedral ( $\text{SiO}_2$ )

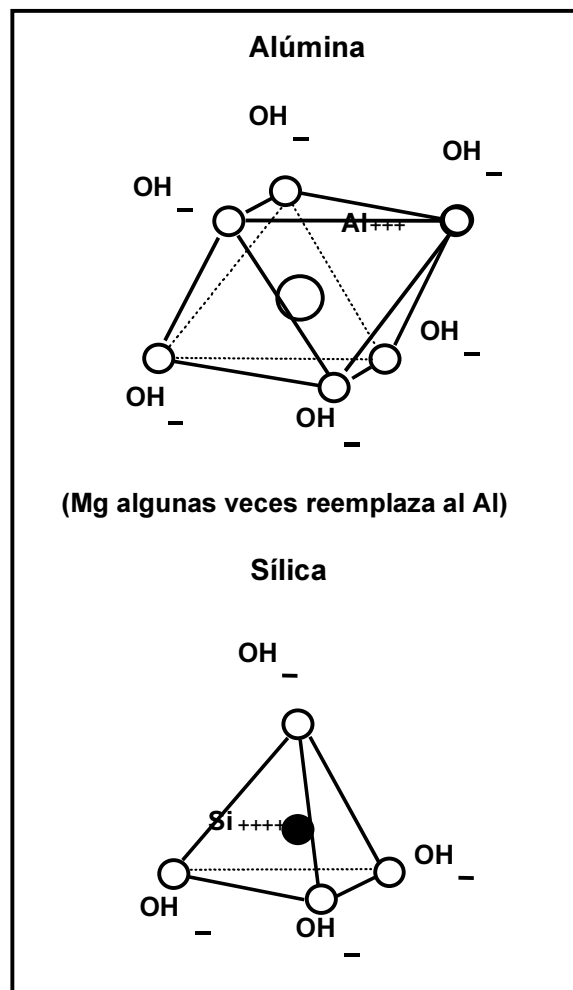


Fig 34 Estructura fundamental de la Arcilla.

Estos componentes se combinan fácilmente con el oxígeno para formar plaquetas muy finas. La estructura básica de una arcilla (por ejemplo, montmorillonita sódica) consiste de capas alternantes de moléculas de Sílica y Alúmina (figura 35). La forma más fácil de visualizar la estructura de arcilla es como un sándwich de Sílica y Alúmina (figura 36). El tamaño total de la partícula puede ser menor de 0.1m. Tanto la Sílica como la Alúmina son relativamente estables. Es el reemplazamiento (posiblemente por intemperismo) de estos componentes, con otras sustancias lo que hace que las arcillas se vuelvan reactivas.

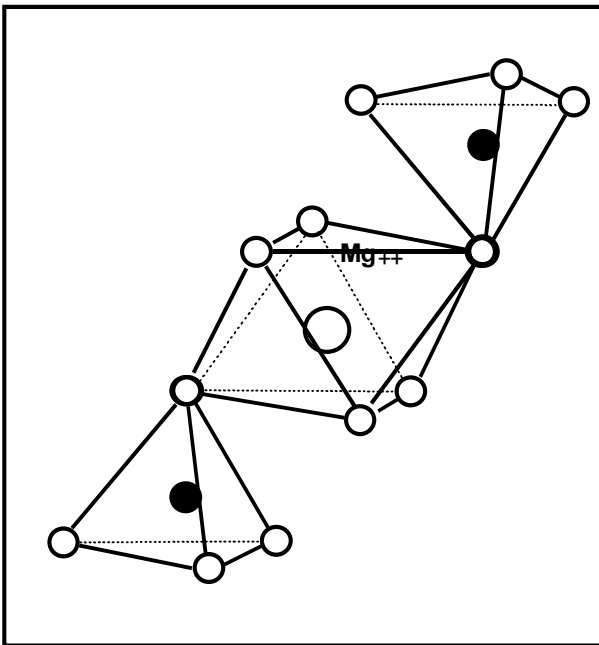


Figura 35 Estructura de las arcillas.

En las capas de Sílica, iones de Aluminio ( $Al^{+++}$ ) reemplazan ciertos iones de Sílice ( $Si^{++++}$ ), dejando una carga negativa. En las capas de Alúmina, iones de Magnesio ( $Mg^{++}$ ) o Hierro ( $Fe^{++}$ ) pueden reemplazar a los de Aluminio ( $Al^{+++}$ ). Nuevamente, el resultado es una carga negativa. En la montmorillonita (esmeclita) este proceso se desarrolla principalmente en la capa de Alúmina (capa intermedia). Por lo tanto, las cargas negativas están a cierta distancia de las caras de las plaquetas de arcilla (capas inferior y superior). Es decir, la esmeclita tiene una cara con carga negativa débil. En cambio, en la illita la carga negativa se presenta principalmente en

las capas de Sílica. Por lo tanto, las cargas negativas están en la superficie de las plaquetas y tiene una cara con carga negativa fuerte (figura 37). Esas cargas negativas son satisfechas con un ion de una sola valencia que puede ser un átomo de Sodio o una

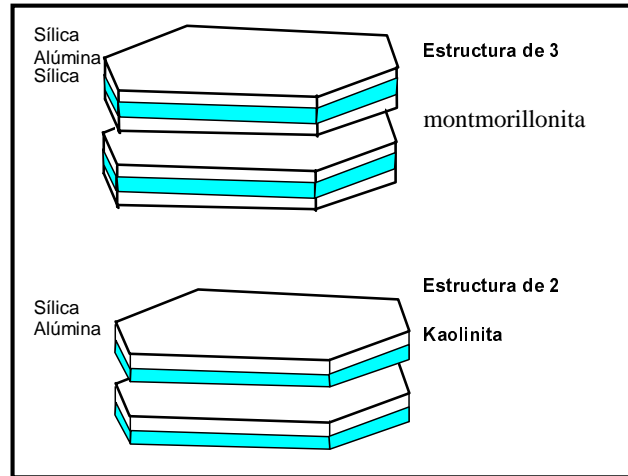


Fig 36 Estructura tipo sandwich de las arcillas

mitad de un átomo divalente de Calcio.

Adicionalmente, existen cargas en los bordes de las

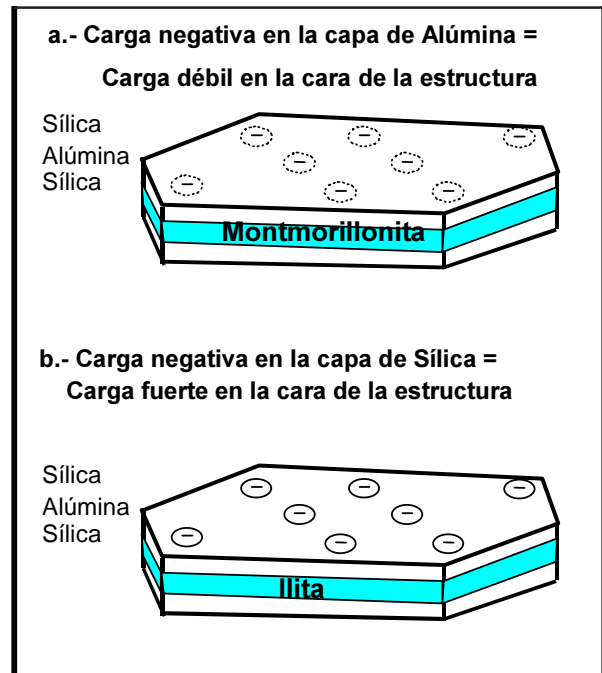


Figura - Cargas en las caras de las Arcillas

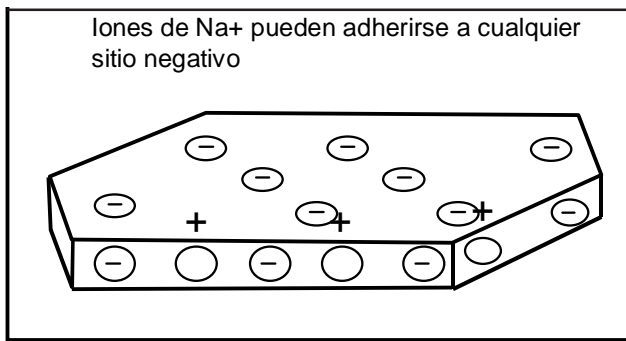


Fig 38 Cargas en los bordes de las arcillas

arcillas. Éstas pueden ser positivas o negativas, como se muestra en la figura 38.

### Mecanismos de inestabilidad de las arcillas

#### Hidratación e intercambio catiónico

Las arcillas están compuestas por capas de Óxido de Sílice ( $\text{SiO}_2$ ) y Óxido de Aluminio ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ), las cuales poseen cargas electroquímicas negativas. Las moléculas polares como el agua, fácilmente se absorben en dichos sitios y producen esfuerzos internos que dan por resultado el hinchamiento. Dos tipos de reacción iónica pueden ocurrir donde se involucran estas cargas:

#### Hidratación

Las moléculas de agua están parcialmente cargadas. Las cargas positivas en las moléculas de agua tratarán de unirse a las cargas negativas de las arcillas. La hidratación es la fuente de la mayoría de los problemas de perforación asociados con las arcillas.

En el proceso de hidratación, las cargas positivas de los átomos de hidrógeno de la molécula de agua se adhieren a las superficies de las arcillas. Esta adherencia del hidrógeno forma una capa de agua en la superficie de la arcilla. Una segunda capa, o varias capas de agua se pueden adherir a la primera. El volumen de la arcilla se expande a medida que más agua se agrega. Conforme el agua se adhiere a la arcilla, las placas se apartan y se dispersan en el fluido (figura 39). Las montmorillonitas sódicas tienden

a fragmentarse en piezas más pequeñas y más numerosas, porque la resistencia de su adherencia iónica es mucho menor que las de la montmorillonita cálcica o de otro tipo.

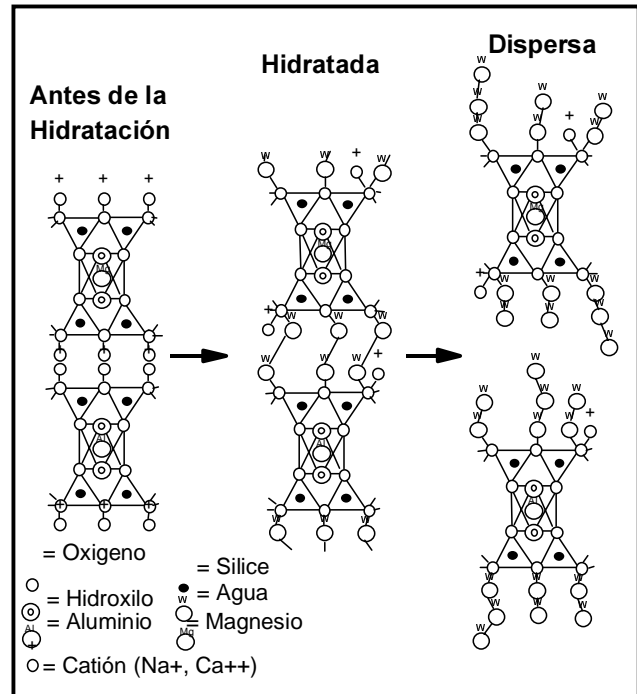


Figura 39- Proceso de Hidratación

A medida que las arcillas se dispersan en el fluido, más agua se les adhiere, formando un colchón de agua que evita que las placas se vuelvan a juntar. La conversión del agua libre a agua adherida hace que el fluido se vuelva más viscoso.

#### Intercambio catiónico

En la montmorillonita sódica, la mayoría de los iones adheridos son  $\text{Na}^+$ . Como se mencionó anteriormente, este tipo de arcilla tiene una carga negativa débil, lo que origina que el ion  $\text{Na}^+$  sea fácilmente removido por otros iones. Hace que sean intercambiados más fácilmente por los iones positivos del agua que en otros tipos de arcilla. Este fenómeno puede ser rápido si la arcilla está deshidratada (arcillas de Oligoceno) y se hace lento (días o meses) si es menos sensible (arcilla cálcica, illita, etcétera).

La sensibilidad es mayor para la arcilla montmorillonítica sódica. Sin embargo, se ha comprobado que en función del tiempo de exposición, las arcillas como la montmorillonita cálcica, illita, etc., sufren hidratación e hinchamiento de su estructura molecular. Esto genera muchos problemas en la perforación de pozos.

#### *Adsorción osmótica*

La ósmosis es el flujo de solvente (agua) desde una solución, conteniendo una menor concentración de soluto hacia una de mayor concentración, a través de una membrana que es permeable al solvente pero no al soluto. En un proceso geológico de millones de años, cuando las arcillas se compactan se geopresionan y deshidratan, concentrando sus sales intersticiales o nativas. Este fenómeno se hace más drástico a medida que la compactación es a mayor profundidad.

Cuando la lutita se expone al fluido de perforación, una fuerza de hidratación osmótica se manifiesta si la superficie de la lutita actúa como una membrana semi-permeable. Si existe una diferencia de salinidad entre el agua de la formación y el fluido de perforación. Esta puede ser una fuerza de adsorción o desorción, dependiendo si la salinidad del fluido de perforación es menor o mayor que el agua en la lutita.

Con el tiempo estas formaciones al ser perforadas con fluidos base agua dulce, cuyos filtrados no contengan sales disueltas que equilibren el fenómeno osmótico, se hidratan e hinchan. Generan problemas de inestabilidad del agujero. Si la arcilla está muy geopresionada, estará parcialmente hidratada, sus sales menos concentradas y tendrá una hidratación osmótica menor y más lenta. El agua del filtrado se transmite a través de la superficie al interior de la formación arcillosa en una relación que es logarítmica con respecto al tiempo. Esto explica por qué algunas formaciones que se perforan normalmente, después causan problemas al transcurrir el tiempo de exposición. Este tiempo puede ser menor o mayor, dependiendo del tipo de arcilla, la profundidad y de la calidad del filtrado del fluido de perforación base agua que se utiliza. Es concebible que se alcance un cierto nivel de adsorción de agua cerca de la superficie de la formación, antes de que la roca sufra esfuerzos internos generados. En las operaciones de

perforación, estos esfuerzos se alivian por el colapso del agujero perforado (derrumbes).

Por lo anterior, cuando se perforan formaciones arcillosas con lodos base agua dulce, la calidad del filtrado cobra una importancia básica. Este debe contener sustancias químicas que eviten o reduzcan considerablemente la hidratación superficial y osmótica. Los inhibidores químicos contenidos en el filtrado deben satisfacer las cargas superficiales de la arcilla, evitándose la hidratación osmótica.

En el caso de los fluidos de perforación base cálcica de agua dulce, el calcio tiende a transformar la arcilla sódica en cálcica, reduciendo la hidratación superficial, pero como se mencionó anteriormente queda expuesta al tiempo de hidratación osmótica que genera problemas de inestabilidad.

En los fluidos de perforación base aceite, la membrana semi-permeable a través de la cual se desarrolla la presión osmótica es la capa de emulsificantes y la película de aceite alrededor de cada gota del agua emulsionada.

#### *Falta de densidad del fluido de perforación*

Cuando la presión del fluido de perforación es menor que la presión de los fluidos dentro de los poros de la roca que se está perforando, la presión diferencial hacia el agujero tiende a inducir que caigan fragmentos de roca dentro del agujero, formando cavernas en la pared. Esta formación de cavernas es más probable de ocurrir cuando la roca es relativamente impermeable. Cuando la roca es relativamente permeable es más probable que se presente un brote o un flujo del pozo.

#### *Fuerzas tectónicas*

Las fuerzas tectónicas resultan de esfuerzos impuestos en un estrato dado mediante la deformación de la corteza de la tierra. Tal deformación es comúnmente descrita como plegamientos y fallas, es un resultado normal de la formación de montañas. Los esfuerzos creados de esta forma son liberados rápidamente en las lutitas que son fácilmente deformables, pero tienden a permanecer en las que son

quebradizas. Aún una pequeña cantidad de absorción de agua puede causar un esfuerzo suficiente para inducir que las lutitas se rompan en fragmentos y se derrumben en el pozo.

La prevención de la humectación de la lutita con agua, puede ser de ayuda para combatir la inestabilidad que resulta de la presión de sobrecarga, la presión de poro, o esfuerzos tectónicos. Esto es cierto independientemente de que la lutita sea muy expandible o no-expandible, o si la lutita es quebradiza o plástica.

### Estabilización de la lutita

Los trabajos acerca de la estabilidad de las arcillas enfatizan el uso de fluidos inhibidos para perforar las lutitas problemáticas. La idea es preservar la lutita en su estado original para prevenir su desintegración y derrumbe dentro del agujero.

Las arcillas contienen una gran cantidad de cargas eléctricas en su superficie que le permiten hidratarse fácilmente (atraer y mantener moléculas de agua), lo cual a su vez incrementa notablemente su volumen.

A fin de estabilizar las lutitas, estas deben ser atacadas en tres formas: (1) inhibición química con una sal; (2) cubrir las lutitas con polímeros para hacer más lenta o prevenir la dispersión; y (3) mecánicamente, sellando las fracturas capilares con materiales tales como la Gilsonita.

La prueba MBT (CEC) puede usarse para clasificar la potencial severidad de un problema de hinchamiento de arcilla. Una formación con MBT de 6 a 10 indicará un caso ligero de inestabilidad, un MBT 10 a 20 indicará un caso de inestabilidad intermedia, y un MBT de 20 a 40 indica un caso severo de inestabilidad.

Para controlar la actividad de las arcillas de la formación, es necesario controlar tanto la hidratación como el intercambio catiónico. Esto puede realizarse proporcionando iones que se adhieran fuertemente a la arcilla (agregando varias sales), o previniendo por completo el proceso (usando fluidos base aceite).

Los cationes con más de una carga positiva (por ejemplo,  $\text{Ca}^{++}$ ) se adhieren a la arcilla más fuertemente que los cationes con una sola carga. Iones que se adhieren débilmente se incluyen:

- Sodio ( $\text{Na}^+$ )
- Potasio ( $\text{K}^+$ )
- Calcio ( $\text{Ca}^+$ )

Fluidos conteniendo cloruro de sodio o potasio en la fase acuosa o sistemas compuestos con agua de mar son llamados fluidos salados y su mantenimiento es diferente de los fluidos inhibidos de agua dulce formulados con hidróxido de calcio (cal) o sulfato de calcio (yeso).

### Fluidos de sal/polímeros

Los fluidos de perforación inhibidos son preparados agregando productos químicos a la fase acuosa para prevenir o retardar la hidratación y dispersión subsecuente de las arcillas sensibles. Los productos químicos pueden ser sales como cloruro de sodio y cloruro de potasio. Éstas tienden a disminuir la hidratación. También pueden ser polímeros como la celulosa polianiónica que reduce la adsorción de agua mediante un proceso de encapsulamiento. Por lo tanto, el efecto inhibitorio obtenido es resultado tanto de fuerzas químicas como físicas, actuando tanto en los recortes como en las formaciones expuestas. La selección del fluido de perforación está basada en el grado de inhibición necesario para mantener el agujero en condiciones relativamente estables.

La explicación de cómo un fluido a base de sal/polímero interactúa con la lutita para efectuar su estabilización es bien comprendida:

- Cualquier fuerza osmótica que tienda a causar hidratación de la lutita es disminuida por la sal en el fluido de perforación.
- El ritmo de hidratación de la lutita es restringido por el polímero.

Varios tipos de sales solubles han sido usadas en los fluidos de perforación: Cloruro de Sodio (la más económica), Cloruro de Potasio (máxima estabilidad de la lutita con la mínima densidad del fluido de perfo-

ración), Cloruro de Calcio (altas densidades del fluido con cero sólidos).

Un polímero aniónico probablemente es más efectivo que uno no-ionico o cationico. El argumento es que los bordes rotos de las placas de arcilla poseen carga positiva, y las paredes del agujero perforado en lutitas son ricas en bordes rotos. El polímero aniónico, hidratado por moléculas polares de agua, es atraído y mantenido en los bordes con carga opuesta. Tanto el polímero como su agua de hidratación sirven para restringir los canales en la cara del agujero a través de la cual ocurriría normalmente la hidratación.

El fluido inhibido más efectivo es el sistema a base de potasio que contenga un polímero encapsulador. En un fluido de perforación, la adición de cloruro de potasio (KCl) proporciona los iones para intercambio. El ion potasio tiene sólo una carga positiva. Sólo puede adherirse a una superficie de arcilla. El ion potasio es muy pequeño, y puede ocupar el espacio estrecho entre las capas de arcilla. Esto hace que se dificulte cualquier otro proceso de hidratación o intercambio catiónico.

#### *Fluidos cálcicos (cal o yeso)*

Los dos sistemas básicos tratados con calcio son los fluidos cálcicos y de yeso. Los nombres indican la fuente del ion soluble de calcio. La adición de sustancias ricas en iones  $\text{Ca}^{++}$ , tales como cal  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  y yeso ( $\text{CaSO}_4$ ) al fluido de perforación puede ayudar a control del intercambio catiónico. Otro beneficio del  $\text{Ca}^{++}$  es que el ion puede adherirse a dos superficies de arcilla haciéndolas que se junten. Esto ayuda a prevenir el hinchamiento por hidratación de la arcilla.

Aparentemente, los fluidos cálcicos fueron descubiertos accidentalmente. Cuando se perforaba cemento, se descubrió que pequeñas cantidades de cal evitaban el incremento excesivo de la viscosidad y los geles. Los aditivos usados para preparar los fluidos tratados con cal son sosa cáustica, dispersantes orgánicos, cal, y agentes de control

de filtrado.

Los fluidos tratados con yeso se usan para perforar en áreas donde se encuentran formaciones de anhidrita y yeso. Los aditivos usados para preparar y mantener estos fluidos son la sosa.

#### *Fluidos base aceite con salinidad controlada*

El hinchamiento osmótico ha sido la principal causa de inestabilidad de la lutita cuando se perforan con lodo base aceite. El fluido de perforación base aceite adyacente al cuerpo de lutita puede permitir la entrada de agua si no se presta atención a la salinidad del fluido. Con ajustes en la salinidad, se puede hacer que el fluido tome agua de la lutita o que no afecte al contenido de agua en la lutita.

La presión osmótica de un fluido de perforación en contacto con una lutita es una función de la diferencia de salinidad de la fase de agua del fluido base aceite y el agua de la lutita. La hidratación de la lutita puede eliminarse ajustando la salinidad de la fase de agua del fluido de perforación base aceite a un valor suficientemente mayor que la salinidad del agua de la lutita. Esto puede ser generado con soluciones de cloruro de calcio. Con cloruro de sodio, este mismo objetivo usualmente no puede ser alcanzado. Por experiencia, 350,000 ppm de  $\text{CaCl}_2$  maneja la vasta mayoría de casos.

#### **Programa de fluidos de perforación**

Un programa de fluidos debe especificar:

- Los tipos de fluidos de perforación y terminación que se usaron.
- Los rangos de densidad necesarios para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada sección del agujero descubierto.
- Las principales propiedades requeridas para una perforación eficiente.
- Aditivos del fluido sugeridos para cada sección.
- Problemas esperados y los procedimientos de con-

Barrena (pg)	Profundidad (m)	Objetivo de la etapa	Fluido de Perforación	Densidad (gr/cc)
36	50	Cementar el tubo conductor de 30" para tener un medio de circulación.	Bentonítico	1.08
26	700	Cementar tubería de revestimiento de 20" a fin de aislar los acuíferos superficiales y ganar gradiente de fractura para poder incrementar la densidad del fluido de perforación en la siguiente etapa.	Inhibido	1.20
17 ½	1800	Llegar a la cima de la zona de presiones anormales y cementar tubería de revestimiento de 13 3/8" a fin de poder cambiar el fluido de perforación base agua a base aceite y manejar mayores densidades en la zona de presiones anormales.	Inhibido	1.70
12	4000	Atravesar la zona de presiones anormales y aislar la misma con la tubería de revestimiento de 9 5/8" a fin de poder utilizar una menor densidad del lodo en la siguiente etapa.	Base Aceite	1.95 – 2.00
8 3/8	4700	Atravesar las formaciones Eoceno y Paleoceno hasta la cima de la formación Cretácico Superior Méndez, las cuales tienen un gradiente de presión de poro en el rango de 1.50 a 1.60 gr/cc. Se cementa la tubería de revestimiento de 7" para aislar estas formaciones a fin de poder cambiar la base del fluido de perforación para la siguiente etapa.	Base Aceite	1.70
5 7/8	5500	Perforar la zona productora del campo (Formaciones Cretácico Superior y Medio), cuyo gradiente de presión de poro está en el rango de 1.15 gr/cc.	Base Agua	1.20
Terminación	5500	Terminar el pozo con un fluido limpio.	Agua Filtrada	1.00

Figura 40 Etapas de perforación Campo Escuintle.

trol.

Como ejemplo, se hace referencia al campo Escuintle de la Región Sur de México, el cual es productor de aceite en las formaciones carbonatadas del Cretácico Superior San Felipe, Agua Nueva y Medio.

El programa de perforación de un pozo típico de este campo comprende 6 etapas y la terminación (figura 40). Debido a que se requiere terminar en tubería de explotación de 5", se perfora con un arreglo de tuberías de revestimiento de 30", 20", 13 3/8", 9 5/8", 7" y 5. A continuación se hace una breve descripción de los objetivos y aspectos principales de cada etapa.

#### ETAPA CONDUCTORA DE 36"

Esta consiste en perforar con barrena de 36" hasta 50 m, posteriormente introducir y cementar el Tubo de 30" para obtener el medio de retorno del fluido de perforación hacia el equipo superficial de control de sólidos, presas y bombas.

El requerimiento principal que debe cumplir el fluido de perforación en esta etapa es proporcionar el acarreo hacia la superficie de los recortes generados por la barrena. Se emplea un fluido bentonítico, el cual se prepara almacenando agua en las presas del equipo y sólo se le agrega bentonita para obtener una viscosidad aproximada de 60 segundos Marsh.



### ETAPA SUPERFICIAL DE 26"

El objetivo es perforar con barrena de 26" hasta la profundidad de 700 m e introducir y cementar la tubería de revestimiento de 20" con el fin de aislar los acuíferos superficiales y alcanzar un gradiente de fractura de 1.75 gr/cc que permita incrementar la densidad al fluido de perforación en la siguiente etapa.

En esta etapa se atraviesan intercalaciones de arena poco consolidadas y arcillas que se dispersan fácilmente en agua. Las presiones de poro están en el rango de 1.07 – 1.10 gr/cc y la temperatura máxima es de 60 °C. El fluido de perforación debe cumplir funciones específicas, tales como inhibir la dispersión de las arcillas, capacidad de sustentación de los recortes en estado de reposo, ayudar a obtener una buena limpieza del agujero, facilidad de remoción de los recortes en superficie, permitir la toma de registros geofísicos, producir bajas caídas de presión por fricción para optimizar la hidráulica, y evitar la contaminación de los acuíferos superficiales.

El fluido empleado es un sistema base agua tratado con cal para inhibir las arcillas de las formaciones superficiales, mediante el intercambio catiónico de  $Ca^{++}$ . Está formulado con dispersantes (Lignito y Lignosulfonato) para el control de la reología y polímeros para el control del filtrado. Esos fluidos proporcionan un grado de inhibición aceptable para esta etapa. La densidad máxima empleada es de 1.20gr/cc.

Se recomienda que el MBT se mantenga en un valor menor de 90 kg/m<sup>3</sup> para mantener el sistema relativamente limpio de sólidos de baja gravedad. El exceso de cal se mantiene entre 5.0 – 8.0 Kg/m<sup>3</sup>.

Debido al diámetro de la barrena (26"), durante la perforación se generan gran cantidad de recortes, los cuales deben ser transportados hasta la superficie y eliminados del sistema. Este proceso de remoción depende principalmente de la velocidad anular, el punto de cedencia y los geles del fluido de perforación. Para maximizar la velocidad anular, se manejan gastos en el rango de 45-50 gpm por pulgada de diámetro de la barrena. Además, periódicamente se bombean baches de fluido con alta viscosidad.

Los recortes y los materiales utilizados para darle densidad al fluido de perforación deben mantenerse en suspensión durante las conexiones y los viajes. Geles iniciales entre 5-12 lbs/100 ft<sup>2</sup> son suficientes para este propósito. Los geles a 10 minutos se mantienen en el rango de 20 – 35 lbs/100 ft<sup>2</sup> y se recomienda que no sean mayores a 5 veces el valor del Gel inicial, ya que la presión requerida para romper circulación puede ocasionar fracturas en las formaciones cuando se reanuda el bombeo. La viscosidad plástica se mantiene en el rango de 15 – 30 CP y el punto de cedencia entre 15 – 30 lb/100 ft<sup>2</sup>. El filtrado API, menor a 12 cc.

En general, no se tienen problemas significativos asociados con el fluido de perforación durante la perforación de esta etapa.

### ETAPA INTERMEDIA DE 17 1/2"

El objetivo es perforar hasta la cima de la zona de presiones anormalmente altas a fin de alcanzar un gradiente de fractura de 2.10gr/cc y cementar la Tubería de Revestimiento de 13 3/8".

Esta es una de las etapas más problemáticas en la perforación de este campo, ya que se tienen una serie de requerimientos. Por un lado, se tienen arcillas altamente reactivas, con presión de poro en el rango de 1.50-1.55 gr/cc, las cuales si no son perforadas con la densidad necesaria y se inhiben adecuadamente, se manifiestan en forma de derrumbe que pueden ocasionar atrapamientos y empacamientos de la sarta de perforación. Además se tienen intercalaciones de arena con fluidos contaminantes (agua salada y CO<sub>2</sub>). La temperatura máxima que se alcanza es de 85 °C. La densidad con la que se termina esta etapa es de 1.70 gr/cc.

Antes se empleaban fluidos de perforación dispersos como el Cromolignosulfonato Emulsionado. Estos dan un buen desempeño desde el punto de vista de estabilidad a la temperatura pero contienen una gran cantidad de sólidos, que inciden negativamente en la eficiencia de la perforación. Además, debido a las restricciones ambientales su uso ha sido prácticamente erradicado.

Hoy se emplean fluidos base agua inhibidos a base de Cal, polímeros encapsuladores y glicoles. El Polyglicol se usa como inhibidor, la Cal para el intercambio iónico, el NaCl para disminuir la actividad del agua. Se emplea asfalto como sellante y para reducir la invasión del fluido. Es necesario monitorear las propiedades del fluido de perforación a fin de darle el tratamiento adecuado. El MBT se debe mantener en valores menores a 90 Kg/m<sup>3</sup>.

Un problema que se tiene en esta etapa, es el embolamiento de la barrena y de los estabilizadores con los recortes de formación. Esto origina bajos ritmos de penetración y fricciones en los viajes o al momento de hacer las conexiones durante la perforación. Para disminuir esto, se requiere que el fluido de perforación tenga lubricidad para que el recorte no se adhiera a las herramientas. Anteriormente este problema se disminuía agregando diesel. Sin embargo, con las restricciones ambientales esta práctica se está evitando. Ahora se agregan detergentes y humectantes metálicos.

En lo que respecta al acarreo y suspensión de los recortes, en esta etapa se hacen las mismas consideraciones que en la anterior.

Las propiedades típicas del fluido de perforación son: Viscosidad Plástica de 25 – 40 cp, Punto de Cedencia de 12 – 25 lb/100 ft<sup>2</sup>, Gel Inicial 5 – 12 lb/100 ft<sup>2</sup>, Gel a 10 min. 20 – 35 lb/100 ft<sup>2</sup>, Filtrado menor a 7 cc, pH de 11, Exceso de Cal de 5 – 8 Kg/m<sup>3</sup>, Salinidad 20,000 – 30,000 ppm.

#### *ETAPA INTERMEDIA 12"*

En esta etapa se perfora la zona de presiones anormalmente altas, que comprende las formaciones Depósito y Oligoceno hasta llegar a la cima de la formación Eoceno, donde se cementa la Tubería de Revestimiento de 9 5/8". Se atraviesan espesores hasta de 2200 m de lutitas altamente reactivas con gradientes de presión de poro en el rango de 1.90 – 1.95 gr/cc, las cuales en contacto con el agua tienden a hincharse y desestabilizarse, produciendo derrumbes, atrapamientos y empacamientos de la sarta de perforación. Sólo es posible perforarlas en forma segura con fluidos base aceite. Estos fluidos son muy estables a las altas temperaturas y son inertes a los contaminan-

tes comúnmente encontrados durante la perforación (cemento, sal, anhidrita, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S).

Una desventaja de los fluidos de emulsión inversa es su toxicidad, así como de los recortes generados. Estos deben manejarse en forma segura para evitar la contaminación de los suelos y los cuerpos de agua superficiales. Estos recortes deben ser transportados fuera de la localización para posteriormente recibir diversos tratamientos y ser finalmente confinados en sitios y condiciones seguras. Estos procesos son altamente costosos, por lo que el uso de estos fluidos debe estar bien justificado.

Las propiedades típicas del fluido de perforación son: Densidad de 2.02 gr/cc, Viscosidad Plástica de 50 – 60 cp, Punto de Cedencia 15– 22 lb/100 ft<sup>2</sup>, Gel Inicial 8 – 16 lb/100 ft<sup>2</sup>, Gel a 10 min. 20 – 35 lb/100 ft<sup>2</sup>, Estabilidad Eléctrica mayor de 500 voltios, Filtrado 3 – 5 cc, Exceso de Cal mayor de 10 Kg/m<sup>3</sup>, Salinidad mayor de 300,000 ppm, Relación Aceite/Agua de 80/20

#### *ETAPA INTERMEDIA 8 3/8"*

En esta etapa se perforan las formaciones Eoceno y Paleoceno, hasta la cima de la formación Cretácico Superior Méndez, donde se cementa la tubería de revestimiento de 7". Estas formaciones se componen al igual que el oligoceno, de lutitas hidratables aunque con valores de gradiente de presión de poro en el rango de 1.50 – 1.60 gr/cc.

El principal problema de esta etapa es que se tienen intercalaciones de rocas calcáreas con gradientes de fractura de 1.90 gr/cc, por lo cual se requiere perforarlas con una menor densidad que la etapa anterior a fin de evitar pérdidas de circulación. Básicamente el mismo fluido de perforación de la etapa anterior pero con una densidad de 1.70 gr/cc.

#### *ETAPA DE EXPLOTACIÓN 5 7/8"*

En esta etapa se perfora la zona productora del Campo (formaciones carbonatadas del Cretácico Superior y Cretácico Medio). Los problemas más comunes para los fluidos de perforación en esta etapa son: altas temperaturas (155 °C), contaminación con CO<sub>2</sub> y/o H<sub>2</sub>S. Esta zona se caracteriza por presencia de

fracturas naturales, en las cuales el valor de gradiente de presión de poro (1.18 gr/cc) es prácticamente el mismo que el de fractura. Se deben perforar en un punto de equilibrio para evitar las pérdidas de circulación y al mismo tiempo mantener controlado el pozo.

El fluido empleado es base agua Polimerico para alta temperatura con Carbonato de Calcio como agente puenteante y densificante. El mantenimiento de un pequeño exceso de Cal actúa como inhibidor de hidratación de cuellos arcillosos al intercambiar catiónicamente el sodio por el calcio en las arcillas encontradas. Si se detecta presencia de  $H_2S$  el sistema debe ser tratado con un compuesto Amínico.

El incremento de la viscosidad puede ocurrir por insuficiencia de aditivos, incremento del contenido de sólidos o por contaminación de carbonatos. El MBT es mantenido en un valor menor de 40 Kg/m<sup>3</sup>. Esto ayuda a eliminar los problemas de gelación asociados con las temperaturas de fondo y la contaminación con gases ácidos. La adición de polímeros defloculantes reducen las fuerzas de gel y el punto de cedencia.

Las propiedades típicas de estos fluidos son: Densidad de 1.20 – 1.60 gr/cc, Viscosidad Plástica de 10 – 33 cp, Punto de Cedencia 6 – 18 lb/100 ft<sup>2</sup>, Gel Inicial 2 – 8 lb/100 ft<sup>2</sup>, Gel a 10 min. 5 – 20 lb/100 ft<sup>2</sup>, Filtrado 3 – 6 cc, pH de 10.

Una ventaja del empleo de los fluidos base agua es que permiten la aplicación de la técnica de perforación bajo balance, es decir perforar con el pozo fluyendo en forma controlada. Con los fluidos base agua se facilita la separación en superficie del aceite y el gas producido durante la perforación bajo balance. Con esa técnica se mejoran los ritmos de penetración, se disminuyen las pérdidas de circulación y el daño a la zona productora.

### TERMINACIÓN

Una vez cementada la Tubería de Explotación (5"), se procede a realizar la terminación del pozo. En esta etapa se requiere la utilización de Fluidos Limpios li-

bres de sólidos a fin de evitar el daño a la formación durante las operaciones de disparo y pruebas de admisión. Además de que al no tener sólidos en suspensión facilitan la introducción del empacador, el aparejo de producción, herramientas calibradoras, de disparos, de registros de producción, etc. Dependiendo de la densidad, se puede emplear:

- Agua Tratada (1.0 gr/cc).
- Salmuera sódica (1.01 – 1.19 gr/cc).
- Salmuera cálcica (1.20 – 1.39 gr/cc).

La ventaja de este tipo de fluidos es que proveen un amplio rango de densidades para controlar las presiones de formación sin usar sustancias dañinas como la barita.

Turbidez : Pequeñas partículas suspendidas en el fluido producen dispersión de luz. La turbidez de un fluido es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el fluido. La turbidez se mide con un nefelómetro, expresando el resultado en "NTU". Este es proporcional a la concentración de sólidos suspendidos. Un fluido limpio no contiene partículas de diámetro mayor de 2 micras, con un valor de turbidez no mayor de 30 NTU.

Corrosión: El principal agente corrosivo que afecta a los materiales de la tubería en fluidos base agua son los gases solubles ( $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ) así como las soluciones salinas y ácidas.

A fin de prevenir la corrosión, los fluidos de terminación son tratados con inhibidores de corrosión, los cuales no la suspenden completamente pero sí la disminuyen considerablemente.

### Preguntas y respuestas

- 1.- ¿De acuerdo a qué se debe seleccionar el fluido de perforación?
- 2.- Mencione los mecanismos de inestabilidad de la arcilla.
- 3.- Diga las 3 formas en que se pueden estabilizar las lutitas.
- 4.- ¿Qué debe especificar un programa de fluidos de perforación?

## IX DISEÑO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

### Introducción

La fase primordial en la delicada tarea de perforar, terminar y reparar pozos, es la de programar en forma adecuada el conjunto de variables que pueden presentarse según sea el caso. La selección de los materiales a utilizar es de suma importancia. De éstos dependerá el éxito en el cumplimiento de los programas.

Uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gas. Dicha protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento, las cuales se introducen al pozo en forma telescopiada. Es decir, que los diámetros de las tuberías utilizadas van del mayor al menor, por razones fundamentalmente técnicas y económicas.

Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos deprimados, etc. Esto origina que a medida que se profundiza, se tengan que ir aislando intervalos con características diferentes mediante la introducción y cementación de tuberías de revestimiento.

El objetivo de un diseño, es el seleccionar una tubería de revestimiento con un cierto grado, peso y junta, la cual sea la más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que estará sujeta.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

Evitar derrumbes y concavidades.

Prevenir la contaminación de los acuíferos.

Confinar la producción del intervalo seleccionado.

Dar un soporte para la instalación del equipo de control superficial.

Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción.

Las tuberías de revestimiento representan alrededor del 18% del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas, que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y terminación del mismo.

Al ser colocada dentro de un pozo, la tubería de revestimiento esta sujeta a tres fuerzas significantes durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo, por lo que en su selección deben soportar las siguientes cargas:

- Presión externa (colapso).
- Presión interna.
- Carga axial y longitudinal (tensión y compresión).

En general, las tuberías de revestimiento se pueden clasificar en conductora, superficial, intermedia y de explotación.

### Tubería conductora

Es la primera que se cementa o hinca al iniciar la perforación del pozo. La profundidad de asentamiento varía de 20 m a 250 m. Su objetivo principal es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las presas de tratamiento. Permite continuar perforando hasta alcanzar la profundidad para asentar la tubería de revestimiento superficial. Algunas veces en la Tubería Conductora se instala un diverter o desviador de flujo a fin de poder manejar flujos de agua salada o gas superficial, enviándolos hacia fuera de la localización.

El diámetro seleccionado de la tubería por emplear, dependerá en gran parte de la profundidad total programada del pozo.

### Tubería superficial

La introducción de esta tubería tiene por objeto instalar conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proteger al agujero descubierto, aislando así flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.

Como ejemplo tenemos que para las diferentes zonas de trabajo, actualmente se emplean tuberías superficiales de 20" para pozos exploratorios o pozos de desarrollo que son perforados a profundidades mayores de 4500 m. Estas tuberías se introducen a profundidades que varían entre 500 y 1000 m., cabe aclarar que los diámetros se seleccionan de acuerdo a la profundidad total del pozo.

### **Tubería intermedia**

Estas tuberías se introducen con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones normales de formación, flujos de agua, derrumbes y pérdidas de circulación: en sí se utiliza como protección del agujero descubierto, para tratar, en la mayoría de los casos, de incrementar la densidad de los fluidos de perforación y controlar las zonas de alta presión.

Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, será necesario colocar una o más sargas de tuberías de revestimiento intermedia, que aislaran la zona problema.

### **Tubería de explotación**

Estas tuberías tienen como meta primordial aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del agujero, también para la instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo. En el diseño de esta tubería se deberá tener especial atención, considerando todos los elementos que intervienen en su programación.

### **Tubería de revestimiento corta (Liners)**

Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarga de la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería que puede variar de 50 a 150 m, y en ocasiones se emplea una longitud mayor, dependiendo del objetivo de su introducción.

### *Razones para su utilización*

Control del pozo. El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.

Economía de tubería de revestimiento. Se pueden efectuar pruebas de producción de horizontes cercanos a la zapata de la última tubería de revestimiento, a un costo muy bajo, debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.

Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden colocarse en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales, ya que una vez conectada la cantidad requerida, ésta es introducida con la tubería de perforación.

Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento. Esto se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.

Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.

Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro. Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, se utilizan empacadores y tuberías de producción con un área mayor de flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.

Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sargas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sargas más resistentes.

La figura 41 representa un ejemplo de distribución de tuberías de revestimiento donde se ven la conductora, superficial, intermedias y de explotación que incluye un liner.

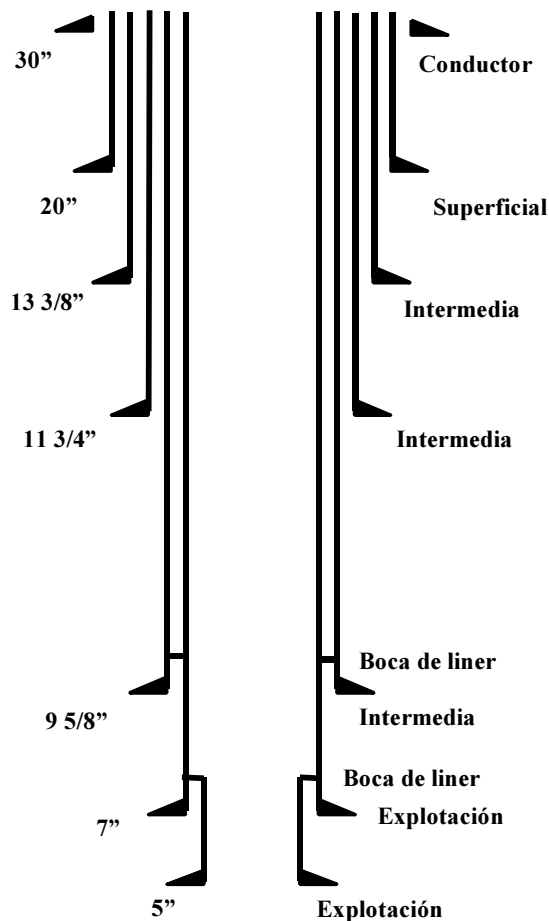


Figura 41 Ejemplo de distribución de tuberías de revestimiento.

### Selección de las tuberías de revestimiento

Para la selección del grado y peso de las diferentes secciones que formarán la columna de una tubería de revestimiento, se puede consultar cualquiera de los fundamentos de diseño descritos en el libro V de esta colección relacionado, exclusivamente con el cálculo para la selección de TR's.

Esta selección de grados y pesos, se deberá apegar a los requerimientos de las cargas resultantes de los cálculos efectuados con los parámetros de pozo (profundidad, valores de densidad del fluido de perforación y de los fluidos de formación, etc.). Estos resultados se pueden graficar y la configuración de los valores predominantes definirán que el diseño se inicie por presión interna, externa o colapso. En el diagrama de la figura 42 se muestran algunas consideraciones espe-

ciales que se pueden tomar en cuenta para efectos de diseño, y están relacionadas con:

Perforación en zonas de alta presión con densidades de fluidos de perforación hasta de 2.28 gr/cm<sup>3</sup>, (tuberías resistentes al alto colapso).

Presencia de domos salinos. (Tuberías para alto colapso).

Presencia de gases amargo (H<sub>2</sub>S) y gases dulces (CO<sub>2</sub>); (tuberías resistentes a la corrosión).

Perforación de pozos direccionales y horizontales.

Conexiones con sello metal a metal (premium).

De acuerdo con la selección escogida y con base en las características definidas por los parámetros del pozo, se seleccionará(n) la(s) sección(es) necesarias que satisfagan el diseño. Este deberá actualizarse y lo obtenido definirá la modificación del peso y grado de la sección(es) de tubería en caso de ser necesario.

Después de que los pesos, grados y longitudes de la(s) sección(es) se determinaron satisfaciendo los requisitos de presiones interior y exterior, se procede a calcular la resistencia a la tensión, tanto para la junta (unión o cople) como en el cuerpo del tubo.

Los esfuerzos reales obtenidos se relacionarán con las especificaciones teóricas. El valor resultante de dicha relación será el factor de seguridad, mismo que se compara con el factor de diseño propuesto. Este procedimiento deberá realizarse a lo largo de toda la columna de tubería. Si los resultados obtenidos satisfacen las condiciones de diseño, entonces se habrá dado el primer paso de diseño y selección de la tubería.

Posteriormente, se verifica el trabajo conjunto de esfuerzos que actúan en la tubería y cuyo comportamiento se obtiene aplicando la ecuación de una elipse, la cual aporta una solución gráfica. Esta gráfica denota las áreas biaxiales de trabajo tensión-presión, tensión-colapso, compresión-presión interior y compresión-colapso.

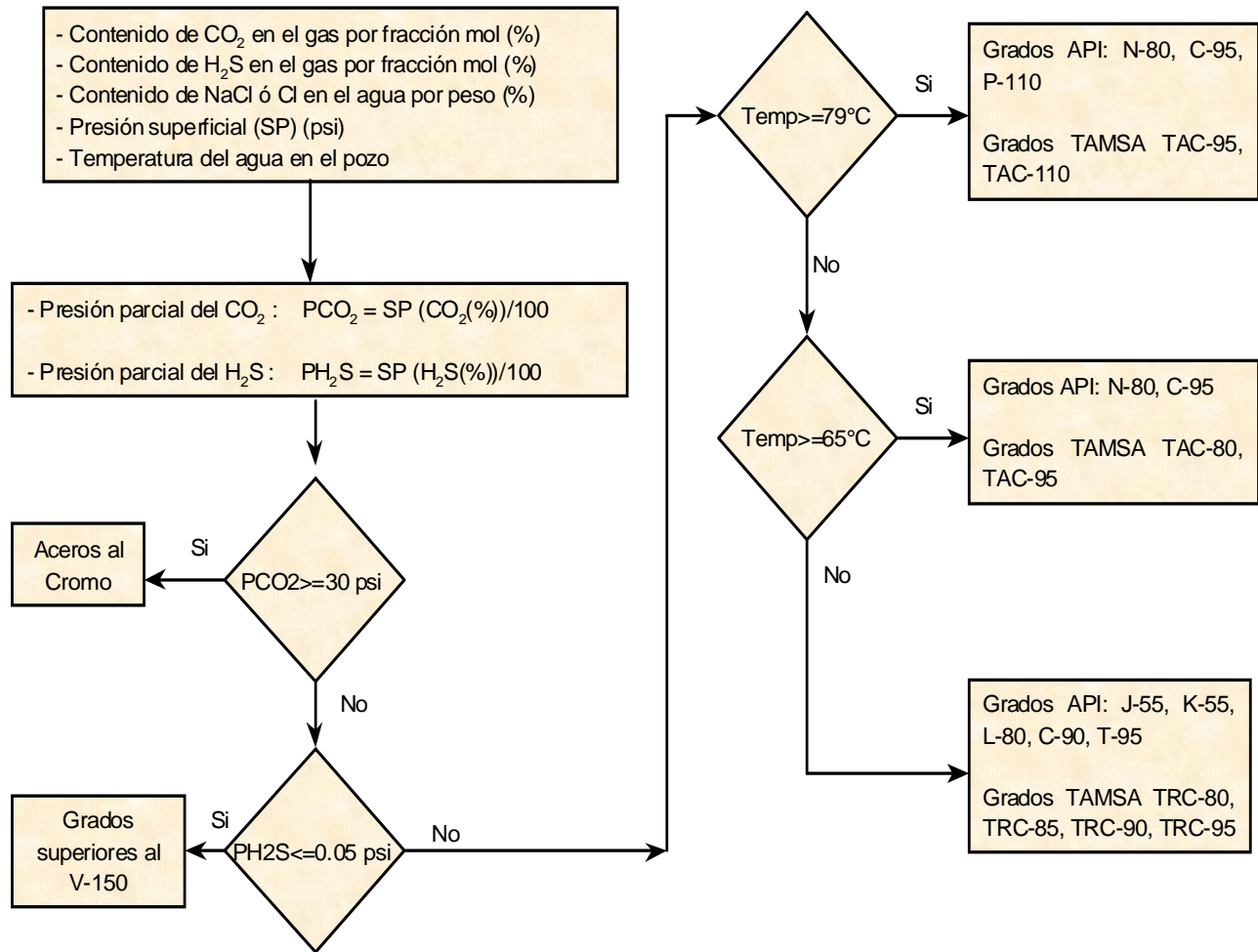


Figura 42 Consideraciones especiales para diseño de tuberías de revestimiento.

Al aplicar valores combinados de esfuerzos axiales, esfuerzos de presión interior y exterior, da por resultado que los dos últimos se modifiquen con respecto a los valores teóricos originales. Por lo tanto, del análisis realizado los factores de seguridad obtenidos deberán ser mayores o iguales a los factores de diseño propuestos; en caso necesario, se hará la corrección pertinente.

**Esfuerzos de la tubería de revestimiento durante la introducción, cementación y posterior a la cementación**

Durante las operaciones de perforación, las tuberías empleadas se someten a esfuerzos como son el pandeo, cambios en la presión interna, efectos térmicos, etcétera; los cuales pueden incidir negativamente, ocasionando que los costos y tiempos de operación se

incrementen más de lo planeado. Por lo anterior, se describen brevemente algunos de ellos.

**Efecto de choque**

Durante la introducción de una sarta pueden desarrollarse cargas significativas de choque, si la introducción se suspende súbitamente. El esfuerzo axial resultante de cambios de velocidad repentina es similar al golpe causado por el agua en un tubo cuando la válvula se cierra repentinamente, ocasionando lo que comúnmente se llama golpe de ariete.

Normalmente, las cargas de choque no son severas en cambios moderados de velocidad en la introducción del tubo.

### Efecto de cambio en la presión interna

Los cambios de presión interna pueden causar cargas importantes adicionales. Estos pueden ocurrir durante y después que la sarta se ha cementado y asentado en el cabezal del pozo.

Durante las operaciones de cementación, la sarta está expuesta a cambios de presión interna debido a la presión hidrostática de la lechada del cemento y la presión de desplazamiento. Esto no crea únicamente esfuerzo tangencial en la pared del tubo, el cual tiende al estallamiento, sino también incrementa el esfuerzo axial. Mientras la tendencia al estallamiento es reconocida y mantenida dentro de los límites, la carga axial algunas veces no se toma en cuenta. Esto puede tener consecuencias graves, especialmente si el cemento ha comenzado a fraguar al terminar el desplazamiento.

### Efecto de cambio en la presión externa

Las condiciones de carga por presión externa se basan en la densidad del lodo en el exterior de la tubería de revestimiento durante las operaciones de cementación; algunas veces cuando la presión externa es mayor que la causada por el lodo se encuentran otras condiciones. Comúnmente, esto ocurre cuando la tubería se coloca frente a secciones de formaciones plásticas (domos salinos), eventualmente la sal transmitirá a la sarta la carga vertical de sobrecarga.

También puede resultar un esfuerzo axial del cambio de presión externa después de la terminación del pozo. Un ejemplo común del cambio en presión externa se origina por la degradación del lodo en el exterior de la tubería de revestimiento.

Un incremento en la presión externa causa un decremento en el esfuerzo tangencial tensional (es decir, un incremento compresivo tangencial). Esto significa que el diámetro de la tubería de revestimiento disminuye, la longitud se incrementa y un incremento en la presión interna puede causar que la tubería se colapse.

### Efectos térmicos

Anteriormente, en el diseño de las tuberías de revestimiento no se consideraba el esfuerzo axial por cambios de temperatura después de que la tubería es cementada y colgada en el cabezal. Los cambios de temperatura encontrados durante la vida del pozo generalmente deben desecharse. Cuando la varia-

ción de temperatura no es mínima, debe considerarse el esfuerzo axial resultante en el diseño de la tubería y en el procedimiento de colgado. Algunos ejemplos de pozos en los cuales se encontrarán grandes variaciones de temperatura son:

- Pozos de inyección de vapor.
- Pozos geotérmicos.
- Pozos en lugares fríos.
- Pozos costafuera.
- Áreas con gradientes geotérmicos anormales

### Efecto de flexión

En el diseño de la tubería de revestimiento debe considerarse el efecto de la curvatura del pozo y el ángulo de desviación vertical sobre el esfuerzo axial en la tubería y cople. Cuando la tubería es forzada a doblarse, la tensión en el lado convexo de la curva puede incrementarse.

Por otro lado, en secciones de agujero relativamente rectas con un ángulo de desviación vertical significativo, el esfuerzo axial provocado por el peso del tubo se reduce. El incremento de fricción entre el tubo y la pared del pozo también afecta significativamente al esfuerzo axial. En la práctica del diseño común se considera el efecto perjudicial por la flexión del tubo y el efecto favorable por la desviación del ángulo vertical no se considera. La fricción de la pared del pozo, es favorable para el movimiento de la tubería hacia abajo y desfavorable para el movimiento hacia arriba, generalmente se compensa por adición de un mínimo de fuerza de jalón en la tensión axial.

### Estabilidad de la tubería

Si la presión sólo actúa en las paredes interiores y no en el extremo inferior de un tubo, tiende a ladearlo o pandearlo; si la presión actúa únicamente sobre la pared exterior y no en el extremo inferior tiende a prevenir la flexión. Cuando el tubo se cementa la presión puede causar flexión, lo cual puede prevenirse ajustando la carga axial en el tubo, así, será igual o excederá la carga de estabilidad.

Cuando una sarta de tubería es suspendida verticalmente, pero no cementada, la carga axial en el punto más bajo es exactamente igual a la carga de estabilidad y la sarta es estable en este punto. Los puntos de arriba serán más estables, ya que la carga axial es mayor



debido al peso de la sarta y excederá a la carga de estabilidad en esos puntos.

Aunque la sarta es estable al tiempo de instalación, puede convertirse en inestable debido a los cambios de presión y temperatura resultantes de operaciones posteriores. Los cambios en las cargas de estabilidad y axial ocurren a causa de dichos cambios y es posible que una carga axial llegue a ser menor que la carga de estabilidad, con lo cual la estabilidad se pierde.

### Pandeo de las tuberías

Las condiciones críticas de pozos como son: profundidad, alta presión y alta temperatura, requieren de un análisis y diseño seguro de las sartas de tuberías, tanto de revestimiento como de producción, ya que tales pozos son frecuentemente diseñados al llamado factor de diseño límite.

El pandeo helicoidal es un parámetro importante en un análisis de diseño. Este fenómeno inicialmente fue investigado por Lubinski, primero por la derivación del conocimiento de la relación hélice/fuerza del pozo. Posteriormente se usó extensivamente por otros investigadores.

La suposición fundamental para la ecuación de Lubinski es correcta para un tubo de diámetro interior uniforme sin peso (ligero), tubo concéntrico redondo; aunque todos los tubos tienen peso, pero éste es mínimo comparado con la fuerza externa aplicada; sin embargo, la longitud total de la sarta en un pozo puede ser muy grande por lo que este peso no puede descartarse sobre todo en pozos donde se requieren tubos de gran espesor.

### Preguntas y respuestas:

- 1.- ¿Cuáles son las funciones de las tuberías de revestimiento?
- 2.- ¿Qué porcentaje se considera que representa el costo de las tuberías de revestimiento en el costo de un pozo?.
- 3.- Mencione las tres fuerzas principales a las que está sujeta una tubería de revestimiento en las diferentes operaciones que se realizan en un pozo.
- 4.- En general, ¿Cómo se clasifican las tuberías de revestimiento en el diseño de un pozo? Describa brevemente cada una de ellas.

5.- Mencione 4 razones para utilizar tubería de revestimiento corta (liners).

6.- Menciones y describa los esfuerzos de la tubería de revestimiento en la introducción, cementación y posterior a ésta.

### Bibliografía

- **Procedimiento de operación de ingeniería petrolera**, Gerencia de Desarrollo de Campos, México/1988.
- **Diseño de tuberías de revestimiento**, Ing. Miguel Angel Benítez Hernández, Pemex Perforación y Mantenimiento de Pozos.

## X. DISEÑO DE LA CEMENTACIÓN

### Cementación primaria

A la cementación de las tuberías de revestimiento se le conoce con el nombre de cementación primaria, y puede ser superficial, intermedia o de explotación. Son de las operaciones más importantes, en tanto que una cementación deficiente puede ser costosa en la vida productiva del pozo, ya que puede ocasionar una fisura en el anillo de cemento durante un tratamiento de estimulación, fracturamiento, o algunas otras operaciones donde se manejen altas presiones, y pueden dar como resultado un pozo no comercial o improductivo.

Para evitar problemas posteriores, es importante planear la cementación primaria con mucha anticipación a la introducción de la tubería. La programación y diseño de las cementaciones nunca ha sido tan relevante desde el punto de vista de la seguridad, como en la actualidad, al insistir sobre las protecciones ecológicas y económicas mediante la aplicación de la mejor tecnología.

La composición del cemento tiene que ser seleccionada a fin de que obtenga una adecuada y apropiada resistencia final para las operaciones, ya que una buena cementación previene roturas u otras fallas en las tuberías, tales como: desprendimiento de la misma en los primeros tramos, y puede ser originado por la rotación transmitida a la tubería, mientras se rebaja el cemento, el cople y la zapata.

La figura 43 describe una serie de factores que contribuyen al fracaso de una cementación primaria. Son puntos en los que se debe poner atención especial y para que la operación se realice con éxito.

Factores	Tipo de falla
Agua de mezcla contaminada. Estimación incorrecta de la temperatura. Retardador insuficiente. Zapata y cople obturados.	Fraguado instantáneo
Velocidad de introducción inadecuada.	Atrapamiento de Tubería. Pérdida de circulación.
El tapón no salió de la cabeza de cementación. Tapón de cemento deformado. Cálculo de volumen de desplazamiento incorrecto. Tubería rota.	El tapón no asienta sobre el cople. No se alcanza presión final. Cemento en el interior de la tubería o en lugar inadecuado en el espacio anular.
Fallas mecánicas en el equipo de bombeo. Agua o presión de suministro insuficiente.	Mezclado incompleto de cemento.
El cemento no cubrió los objetivos geológicos. Deshidratación del cemento.	Canalización de gas por el espacio anular.
Tubería recargada en la pared. Propiedades insuficientes del lodo. Imposibilidad de mover la tubería. Ampliación del diámetro del agujero. Bajo gasto de desplazamiento.	Canalización del cemento en el lodo.
Relación agua-cemento inapropiada. Aditivos no adecuados. Frente limpiador inapropiado. Fallas mecánicas del equipo que interviene en la operación. Interrupción en el bombeo.	Fraguado prematuro.

Figura 43. Factores de fracaso de cementaciones primarias.

### Recomendaciones para cementaciones primarias

En una operación de cementación, se requiere poner especial atención a los siguientes aspectos:

Cálculo de la densidad máxima permisible de la lechada de cemento para evitar fracturar las formaciones (la densidad del cemento debe ser mayor cuando menos 1 lb/gal que la del lodo de perforación).

Determinar la temperatura del fondo del pozo a partir de los registros geofísicos o de alguna de las herramientas de fondo (tal como MWD, LWD, etc.), por correlación o bien usando los datos API relativos.

Diseñar la lechada de cemento, de acuerdo con el tipo de operación y condiciones del pozo.

Cuando se va a cementar a través de formaciones salinas, usar 20-30% de NaCl.

Buen mezclado de los materiales en la planta.

Antes de pasar el cemento a una tolva, asegurarse que ésta se encuentre completamente limpia.

Para una mejor descarga aplicar aire a presión durante diez o quince minutos por la parte inferior de cada tolva.

Separar una muestra de cemento de 2 a 3 kg. de cada tolva o trompo, misma que es necesario identificar con marcador indeleble y conservar para su posterior análisis en caso de falla.

Diseñar el régimen de flujo de desplazamiento con un tiempo de contacto con la cima del yacimiento de por lo menos diez minutos, siempre que sea posible.

Inspeccionar los tapones limpiador y de desplazamiento antes de colocarlos, verificando el orden de ubicación en la cabeza de cementación.

Preparar la lechada de cemento durante la operación (densidad uniforme de acuerdo al programa).

Soltar el tapón de desplazamiento sin abrir la cabeza

de cementación.

Seguir el régimen de flujo programado en el desplazamiento de la lechada.

Controlar la densidad de la lechada, con balanza presurizada.

Registrar la densidad con dispositivo radiactivo y gráfica continua.

Graficar los parámetros de la operación: tiempo, densidad, gastos de desplazamiento, presión en la cabeza del pozo, volumen de fluidos bombeados, peso de la sarta, etc.

Si se agregan aditivos líquidos al agua de mezclado, conservar muestras para pruebas en caso de fallas.

Al primer indicio de succión de aire indebida, suspender el mezclado de la lechada de cemento; no mezclar el cemento residual.

Liberar la presión superficial al finalizar la cementación, para evitar la contracción de la tubería al descargar la presión después de fraguado el cemento y provocar la formación de microánulos. Esta práctica se evitará cuando no funcione el equipo de flotación, dejando el pozo represionado con la presión diferencial.

Anclar la tubería en sus cuñas inmediatamente después de terminar la cementación. Si es de cabezal enroscable, esperar el fraguado antes de colocarlo.

### Factores para mejorar el desplazamiento

Los requerimientos necesarios para desplazar el lodo durante la cementación primaria son:

Utilizar centradores.

Acondicionar el lodo antes de la cementación.

Mover la tubería durante el acondicionamiento del lodo y la cementación; evitándolo cuando el desplazamiento es en flujo tapón.

Controlar la velocidad de desplazamiento y reología de la lechada.

Utilizar altas velocidades cuando pueda mantenerse

el flujo turbulento en el intervalo de mayor diámetro del área anular, a través de la zona de interés.

Con flujo turbulento mantener el tiempo de contacto necesario para un eficiente desplazamiento del lodo.

Cuando no pueda desarrollarse o mantenerse la turbulencia, considerar velocidades inferiores para lograr el flujo tapón.

Si no pueden lograrse estos flujos, ajustar las propiedades reológicas del cemento.

### ¿Cómo mejorar la cementación de tuberías de revestimiento?

En la actualidad existen muchas maneras de hacer eficiente una cementación, utilizando algunos accesorios y productos químicos que mencionaremos más adelante.

#### Centradores

Este tipo de accesorios crea un área anular de flujo uniforme y minimiza la variación de la resistencia de las fuerzas de arrastre, a través de esa área de flujo. Los centradores no proporcionan una concentricidad perfecta entre agujero y tubería, pero incrementan sustancialmente las condiciones de separación, mientras que una tubería sin centradores se apoyará contra la pared del agujero. Aunque estos accesorios aparentan ser obstrucciones innecesarias, son efectivos y deben usarse donde sean aplicables.

El tipo flexible (Fig. 44) posee una habilidad mucho mayor para proporcionar la separación en el lugar en que el pozo se ha ampliado. El tipo rígido (Fig. 44) provee una separación más positiva donde el diámetro del pozo está más cerrado.



Figura 44. Ejemplos de tipos de centradores.

Las consideraciones de mayor importancia son: la posición, método de instalación y distancia.

Los centradores deberán ser los adecuados y en número suficiente para que, de acuerdo a su colocación en los intervalos que presenten un interés especial, se obtenga la cementación requerida.

En tuberías superficiales, intermedias y de explotación se recomienda colocar dos centradores en los tres primeros tramos y después alternados en cada tercer tramo. En la tubería de explotación se requiere ubicarlos frente a las zonas productoras y extenderlos 30 m por encima y hacia bajo de ésta.

La correcta ubicación requiere consultar el registro de calibración del agujero, ya que permite colocar los centradores donde el calibre del agujero presente las mejores condiciones para su buen funcionamiento, y que no queden en donde existan derrumbes o cavernas mayores a su diámetro.

En las cementaciones primarias, el éxito de una buena operación esta en función de la centralización de la TR para obtener un desplazamiento uniforme de los fluidos.

En algunos casos, los centradores pueden incrementar las posibilidades de bajar la tubería hasta el fondo; por ejemplo, donde existe el problema de pegadura por presión diferencial.

El espaciamiento entre centradores viene determinado por el ángulo de desviación y el grado de excentricidad tolerable. El espaciamiento máximo permisible esta dado por la siguiente ecuación:

$$L = \left( \frac{(D^4 - d^4) Y}{3.056E^{-6} W \text{ SEN } \alpha} \right)^{1/4}$$

- L = Distancia entre centradores, pies
- D = Diámetro exterior de la tubería, pg
- d = Diámetro interior de la tubería, pg
- W = Peso unitario de la tubería, lbs/pie
- $\alpha$  = Ángulo de desviación del agujero, grados
- Y = Deflexión de descentralización, pg

Donde:

Y = radio del agujero - radio de la tubería - Wn

Wn = ( 1 - % excentricidad ) x ( radio del agujero - radio de la tubería )

Espaciamiento mínimo.

Se debe utilizar como mínimo un centrador:

- En la zapata
- Dos tramos arriba de la zapata
- Cada tramo, y 30 metros arriba y debajo de la zona de interés
- Cada tramo en cualquier parte donde la adherencia es crítica.

Una pobre eficiencia de desplazamiento, deja normalmente un volumen substancial de lodo en la interface formación-cemento-tubería como puede observarse en la figura 45, y puede conducir a problemas durante la

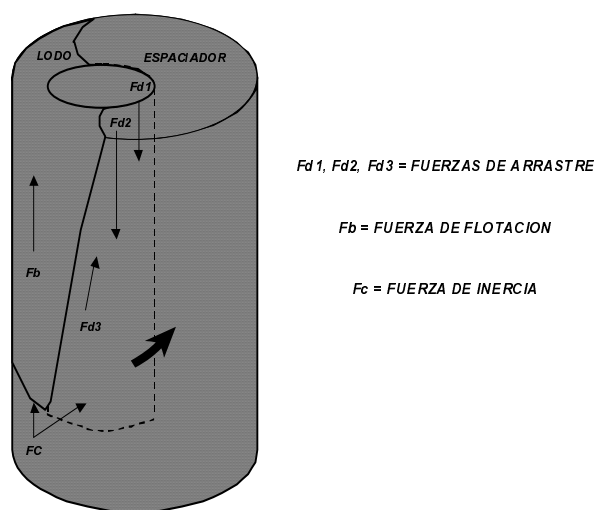


Figura 45 Ejemplo de una baja eficiencia de desplazamiento de cemento.

terminación y vida de producción del pozo. La tendencia del cemento a canalizarse a través del lodo es una función de:

- Las propiedades del flujo o reología del lodo y cemento.
- La geometría del espacio anular.
- La densidad del lodo y cemento.
- El gasto de flujo.
- Los movimientos de la tubería de revestimiento.

### Productos químicos (bache espaciador y lavador)

Generalmente, por diseño el espaciador debe ser compatible con ambos fluidos (lodo de perforación y cemento), debe ser más pesado, más viscoso y tener una resistencia de gel más alta que la del fluido

de perforación, el espaciador actúa como un pistón forzando el lodo a circular al frente. Si las condiciones lo permiten, el espaciador deberá ser por lo menos 0.02 gr/cc más pesado que el fluido de perforación y no deberá ser nunca más pesado que el cemento. La viscosidad y la resistencia del gel del espaciador medidos a la temperatura del pozo, deberán ser mayores que la del fluido de perforación. Como guía, para el volumen del espaciador se deberá considerar un mínimo de 150 metros de tirante o 10 barriles. En pozos profundos, se requerirá una cantidad mayor (usar por lo menos 1.5 a 2 barriles por cada 30 m de longitud a cementar).

**Lavadores químicos:** La función de los lavadores químicos son la dilución y remoción del lodo para que el cemento no pueda agrumarse o gelificarse. El uso de agua sin aditivos, resulta algunas veces un lavador efectivo en algunos sistemas de lodo. Sin embargo, ciertos químicos agregados al agua mejoran la afinidad, las propiedades de lavado y aumentan la remoción del lodo.

Los lavadores químicos:

- Ayudan a remover el lodo circulable del espacio anular durante el desplazamiento.
- Sirven también como un primer separador entre el lodo y cemento para ayudar a que no haya contaminación.
- Ayudan a la remoción del lodo adherido a la tubería de revestimiento para que exista una mejor adherencia con el cemento.

**Perfiles de velocidad y presión de desplazamiento**

Un fluido no newtoniano en flujo turbulento o flujo tapón, tiene un perfil favorable de velocidades a través del área de flujo en comparación con el flujo laminar, debido a que se ejerce una fuerza más uniforme de desplazamiento del lodo en el espacio anular. Es esencial conocer la presión de desplazamiento y el gasto que mantendrá la lechada en el flujo que se requiera alcanzar en el espacio anular para el diseño en trabajos de cementaciones primarias.

**Fuerza de arrastre y centralización de la tubería**

Existen fuerzas que resisten el arrastre del lodo en

los planos de contacto que existen con la pared del pozo y la tubería. Cuando la tubería no esta centrada, los efectos de las fuerzas que resisten el arrastre del lodo no será uniforme a través del área de flujo en el espacio anular, esta diferencia aumenta con la descentralización y la probabilidad de que el lodo se canalice en el lado angosto del espacio anular. Un indicador del grado de descentralización es el porcentaje ("standoff"), se han llevado a cabo investigaciones que han mostrado que el grado de descentralización requiere incrementar la velocidad de flujo para iniciar el movimiento del lodo en lado angosto del espacio anular.

La descentralización de la tubería afecta la velocidad de flujo en el lado angosto del espacio anular en relación al gasto de fluido en la parte más amplia. Por ejemplo: con 50 por ciento de descentralización, el fluido en el espacio más angosto del pozo no se moverá antes de que el promedio del gasto exceda 10 bpm, tal como puede observarse

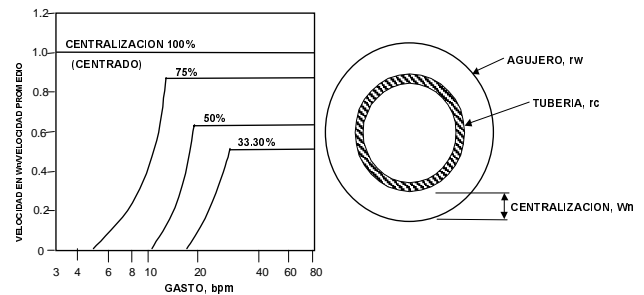


Figura 46 Efecto de la centralización de la tr en la velocidad de flujo de cementación.

en la figura 46.

Cuando la tubería no este centrada, los efectos de las fuerzas que resisten el arrastre no serán uniformes a través del área de flujo en el espacio anular. esta diferencia aumenta con la descentralización y existe la posibilidad de que el lodo no sea removido en la parte angosta del espacio anular.

$$\% \text{ descentralización} = \frac{100 W_n}{r_w - r_c}$$

Wn = Separación entre la pared del agujero y la tubería

rw = radio del pozo  
rc = radio exterior de la tubería

**Fuerza de arrastre del lodo, resistencia del gel y erosión del lodo**

Las fuerzas de resistencia al arrastre del lodo tienen un efecto en la eficiencia, que es proporcional a la resistencia del gel. Por ejemplo: a más alta resistencia de gel se incrementa la resistencia diferencial para fluir a través del área no concéntrica.

El efecto de la fuerza requerida para iniciar el flujo en el lado estrecho del espacio anular, es mayor cuando se tienen fluidos plástico de Bingham en flujo turbulento.

Las fuerzas que resisten al arrastre entre el lodo y la tubería pueden ser alteradas con una fuerza de desplazamiento positiva al rotar la tubería mientras se desplaza el cemento, esto ayuda a la remoción del

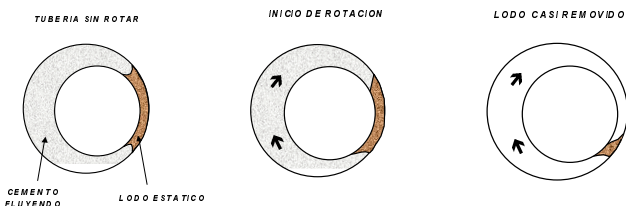


Figura 47 Efecto de rotar la tubería de revestimiento durante la cementación.

lodo canalizado en el lado angosto del espacio anular, como se muestra en la figura 47.

Moviendo recíprocamente la tubería hacia arriba y abajo, se ejerce una fuerza de arrastre de desplazamiento menos positiva que con la rotación. Sin embargo, la reciprocidad también afecta la velocidad del cemento y el lodo y beneficia cuando se tiene flujo turbulento o laminar.

Las fuerzas de arrastre en la interface lodo-cemento pueden causar la erosión del lodo canalizado, si éstas son suficientemente altas, y si el tiempo de contacto lograra una remoción completa del lodo. En tales condiciones, es probable que exista remoción de la mayor parte del lodo canalizado cuando el cemento está en flujo turbulento.

El tiempo de contacto es definido como el periodo

durante el cual (en alguna posición en el espacio anular) se mantiene el lodo en contacto con la lechada de cemento que está en el flujo turbulento. Para remover el lodo, el tiempo de contacto no debe exceder de 10 minutos.

**Mover la tubería durante el acondicionamiento del lodo y la cementación**

Como ya se mencionó, el tipo de movimiento de la tubería también altera los efectos entre el lodo y la tubería en una fuerza de resistencia positiva de desplazamiento. Algunos estudios, indican que la rotación es más efectiva que el movimiento recíproco para remover el lodo canalizado donde la tubería esta descentralizada. En resumen, en las fuerzas de arrastre lodo-cemento hay fuerzas entre la tubería-cemento que también ayudan al desplazamiento. Durante la rotación, las fuerzas de arrastre tubería-cemento son más efectivas que durante los movimientos recíprocos, ya que el cemento tiende a empujar la columna de lodo canalizado en lugar de pasar de largo.

Rotando la tubería de 15-25 rpm se proporciona un movimiento más relativo del tubo y los fluidos del espacio anular que moverla recíprocamente 1/2 metro en ciclos de 1 minuto. En resumen, las fuerzas de arrastre son más efectivas en la dirección de rotación de la tubería que las fuerzas de arrastre al moverla recíprocamente durante el desplazamiento.

Los movimientos recíprocos causan movimientos laterales o cambios de excentricidad. Los centradores se mueven a través de las irregularidades de la pared del pozo. Estos movimientos laterales alteran el área de flujo y estimulan el desplazamientos del lodo canalizado.

Los movimientos recíprocos crean una presión substancial y oleadas de velocidad en la pared del agujero, que favorecen el efecto de erosión del cemento sobre el lodo canalizado por un aumento de fuerzas de arrastre y de desplazamiento. Sin embargo, es importante conocer la magnitud de los cambios de presión para evitar fracturar la formación y originar pérdidas de circulación.

Al remover el enjarre del lodo, teóricamente se mejora la adherencia del cemento con la formación. Ahora bien, esto beneficiaría las cementaciones siem-

pre y cuando se logre la remoción total del enjarre, pero se podrían generar pérdidas de circulación y otros problemas relacionados con la deshidratación de cemento (pérdida de filtrado).

### **Acondicionar el lodo antes de la cementación**

Reduciendo la resistencia del gel y la viscosidad plástica del lodo, se mejora notablemente la eficiencia del desplazamiento y se reducen las presiones requeridas en la interface lodo-cemento. También se reducen las fuerzas de arrastre de desplazamiento requeridas para remover el lodo canalizado y disminuir los efectos de las fuerzas resistivas tubería-lodo-pared del agujero.

Bajo ciertos y bien definidos límites de presión, puede bajarse la densidad del lodo empezando con la resistencia del gel y la viscosidad plástica, casi al límite de presión de formación del pozo. Si esto se logra, la tubería debe ser rotada sólo para ayudar en la acción de limpieza y puede llevar a reducir la presión por debajo de la presión de formación.

### **Evitar reacciones adversas lodo-cemento**

Por los efectos de contaminación, puede existir la posibilidad de mezclar el cemento y el lodo durante el bombeo y el desplazamiento, lo que da como resultado:

- Que el fraguado se acelere o retarde.
- La reducción de la fuerza de compresión del cemento.
- El aumento de pérdida de filtrado (más alta en el lodo que el cemento), y si es lodo base aceite puede llegar a formarse una mezcla imbombeable y que el cemento no fragüe o no alcance consistencia.

Un estudio API, mostró que químicos inorgánicos tienen un efecto adverso sobre los cementos (generalmente tienden a acelerar el fraguado) y el efecto depende de la concentración, mientras que los químicos orgánicos generalmente lo retardan y en algunos casos pueden inhibirlo completamente.

Antes de efectuar trabajos con algunas relaciones lodo-lechada de cemento, se deben realizar pruebas de laboratorio para identificar problemas potenciales. Para prevenir problemas de contaminación de las lechadas con el lodo, es mejor disminuir o evitar

su contacto. El tapón limpiador previene la contaminación dentro de la tubería y el fluido espaciador reduce el contacto en el espacio anular.

### **Controlar los gastos de desplazamiento y la reología de las lechadas**

Generalmente, altos gastos de desplazamiento mejoran la eficiencia si el cemento puede alcanzar flujo turbulento hasta el espacio anular. Las condiciones que pueden evitar alcanzar esto incluyen:

- Capacidad de gasto de desplazamiento limitada (equipo de bombeo).
- Una presión limitada de desplazamiento y
- Condiciones de flujo inapropiadas (reología) de lodo y/o lechada.

Las propiedades de la lechada de cemento también se pueden alterar; por ejemplo, se pueden agregar dispersantes para bajar resistencias de gel y punto de cedencia y alcanzar flujo turbulento a bajo gasto de desplazamiento. Lo anterior es recomendable cuando se requieren altos gastos de bombeo.

Cuando las condiciones de la pared del pozo son tales que la turbulencia no deba alcanzarse, hay que desplazar el cemento en régimen de flujo tapón para mantener un perfil de velocidades favorable en el espacio anular. Mientras que las fuerzas de arrastre con flujo tapón no son tan efectivas como cuando se tiene flujo turbulento, puede ser beneficioso incrementar la resistencia del gel del cemento tan alto como sea posible, particularmente en la primera parte de la lechada.

Los gastos de bombeo no deben producir un aumento de velocidad en el espacio anular mayor a 90 pies/minuto. Bajo ciertas condiciones, lo anterior no puede efectuarse controlando el flujo (gasto de bombeo). Por ejemplo, con efecto de tubo U por la alta densidad de cemento y la presencia de pérdida de circulación.

Finalmente, podemos mencionar como se colocan generalmente los accesorios en las tuberías, y se realizan de la siguiente manera:

Zapata guía en el primer tramo, puede ser flotadora y esto dependerá de las condiciones de diseño.

Cople flotador o diferencial, generalmente se coloca entre el segundo y tercer tramo, y también dependerá de las condiciones de diseño.

Dos centradores en cada uno de los dos primeros tramos y luego alternados uno cada tercer tramo o como se determinen de acuerdo al registro de calibración. Los centradores pueden ser rígidos o flexibles.

La zapata y el cople necesitan enroscarse utilizando algún tipo de pegamento adecuado para el acero, esto evita el desenroscamiento o desprendimiento de los mismos, así como de los tramos de tubería conectados a ellos. Existen los accesorios insertables que se adhieren al interior de la tubería por medio de presión y desarrollan las mismas funciones que la zapata y cople.

En la cementación de las tuberías conductoras y superficial, generalmente se cementa hasta la superficie.

Si durante la cementación de las tuberías superficiales no sale cemento a la superficie, se introduce una tubería de diámetro adecuado por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y agujero o conductor según sea el caso, a fin de bombear el cemento necesario, que sirve para fijar los tramos superficiales.

### Preguntas y respuestas

1. Mencione por lo menos 10 aspectos a los que se requiere poner especial atención en una operación de cementación de una tubería de revestimiento.
2. Mencione 3 factores y de falla que se origina en el fracaso de una cementación primaria.
3. Mencione los factores para mejorar el desplazamiento en una operación de cementación.
4. ¿Cuál es la función de los baches lavador y espaciador?
5. Durante una operación de cementación es más recomendable: ¿rotar o mover verticalmente la tubería de revestimiento? y ¿por qué?

6. ¿Por qué es importante centrar una tubería de revestimiento antes de cementarla?

7. En forma general ¿cómo se colocan los accesorios en una tubería de revestimiento?

### Bibliografía

- **Procedimiento y recomendaciones para la colocación de tapones por circulación.**

Oficio Unido, Subgerencia de Ingeniería Petrolera Septiembre/90

- **Procedimiento de operación de Ingeniería Petrolera**

Gerencia de Desarrollo de Campos, México/1988.

- **Temas selectos sobre cementaciones de pozos: "método mejorado para colocar con éxito tapones de cemento".**

Artículo traducido de la revista J. P. T. de Noviembre/84, Facultad de Ingeniería, UNAM

- **Mecanismos de desplazamiento en cementaciones primarias.**

Cía. Dowell Schlumberger.

- **Diseño de tuberías de revestimiento,** Ing. Miguel Angel Benítez Hernández, Pemex Perforación y Mantenimiento de Pozos.

- **Presiones anormales,** Ing. Enrique Rodríguez Méndez, Compendio de perforación.

- **Procedimiento semi-automático para el cálculo de geopresiones y gradientes de fractura,**

Ing. Nestor Martínez Romero  
M. en I. Raúl León Ventura  
IMP

## XI .DISEÑO DE LAS SARTAS DE PERFORACIÓN

### Objetivo

El objetivo del diseño de sartas es dar a conocer los diferentes tipos de sartas de perforación programados durante las etapas de perforación y terminación de un pozo.

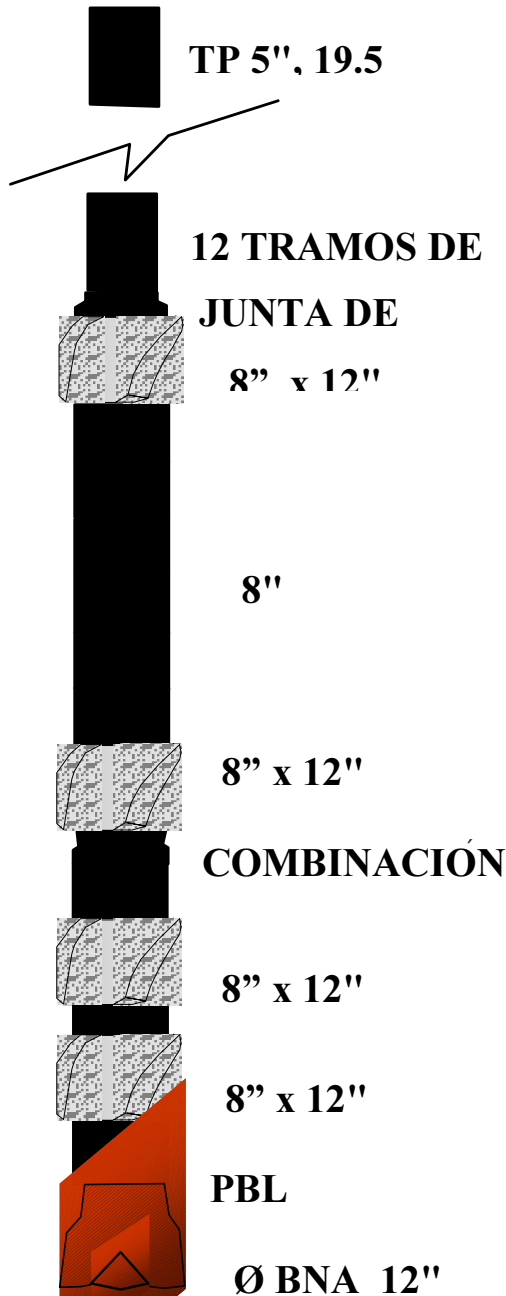


En todo diseño de sartas se deben considerar las siguientes herramientas que son fundamentales para la perforación de un pozo: (figura 48)

- Lastrabarrenas (Drill Collar).
- Estabilizadores.
- Herramienta permisora (martillo).

- Junta de seguridad
- Tubería de Pesada ( H.W.).
- Tubería de Perforación ( T.P).
- Combinaciones de enlace.
- Doble caja liso
- Doble caja estabilizador
- Válvula de contrapresión.
- Válvula de seguridad ( válvula de pie).

Se explicará brevemente cada una de estas herramientas y su función.



### Lastrabarrenas

Son tubos de espesor de pared gruesa que se utilizan para proporcionar peso a la barrena y rigidez a la sarta de perforación .

Se fabrican con diámetros interiores y exteriores uniformes y con roscas de sello.

De acuerdo a estudios la selección de los lastrabarrenas se encuentran en función del diámetro del agujero y tipo de formación. Ya sea formación blanda ó dura .( Figura 49 ). Uno de los factores que se deben de tomar en cuenta es, que a esta herramienta se le debe de proporcionar el apriete adecuado para evita posibles problemas por un apriete excesivo. ( Ver figura 50 ).

### Estabilizadores

Su función principal es la de mantener la dirección programada del pozo y estabilización del mismo evitando el pandeo de la sarta de perforación, ya sea si se va a perforar un pozo vertical o direccional.

Pueden ser herramientas fabricadas con tres aletas soldadas o integrales.

Tipos de estabilizadores:

De aletas largas recomendadas para formaciones blandas, con revestimiento de carburo de tungsteno e insertos de carburo de tungsteno.

De aletas cortas recomendadas para formaciones duras, con revestimiento de carburo de tungsteno e insertos de carburo de tungsteno.

Figura 48 Ejemplo de una sarta de perforación.

### Tubería Pesada ( H.W.)

Esta tubería se fabrica con un mayor espesor de pared y uniones especiales extralargas con relación a la tubería de perforación normal., Su función principal es la de hacer la transición de esfuerzos entre la tubería de perforación y lastrabarrenas.

### Tubería de Perforación ( T.P)

Estos son tubos de acero ó aluminio con características especiales usados para transmitir rotación y fluido a la barrena en las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

Sus principales características son:

- Juntas reforzadas
- Facilidad y rapidez de enroscamiento
- Alto grado de resistencia.
- Se rigen por normas API

Los fabricantes de tuberías deben cumplir con las siguientes características:

- Grado
- Medida (Diámetro)
- Espesor de pared.
- Peso.

Las unidades para estas características son: kg/m ó Lb/pie

- Rango

Se clasifican en tres rangos :

Rango I	18 a 22 pies
Rango II	27 a 30 pies
Rango III	38 a 45 pies

Clasificación de Tuberías en función a su desgaste:

- Clase Nueva
- Clase Premium
- Clase 2
- Clase 3

Las tuberías se fabrican de diferentes diámetros y la selección depende del tamaño del agujero.( Ver figura 51)

Recomendaciones previas al diseño de la sarta de perforación.

Checar tablas y programa para tener la siguiente información:

- Etapas. (asentamiento de trs)
- Profundidad ( Metros).
- Tubería de Perforación: diámetros, grado-clase, pesos (kg/m) resistencia a la Tensión (kg), junta y apriete.
- Tubería pesada ( H.W): diámetro, peso (kg/m) , junta y apriete.
- Lastrabarrenas: diámetro, peso (kg/m) , junta y apriete.
- Densidad del fluido de perforación: ( gr/cm<sup>3</sup>)
- Barrena: Diámetro y tipo

Seleccionar el margen para jalar. Se recomienda 40 ó 50 tons para mayor seguridad en nuestra sarta de perforación.

Aplicar un 20% de factor de seguridad a la herramienta  
Estimar el peso sobre barrena máximo esperado.

Las fórmulas que se aplican es para un diseño por tensión. (Ver formulario).

En caso de tener una TR corta ( liner) considerar la profundidad de la boca de liner y calcular las diferentes longitudes de los diámetros de TP a utilizar.

### Procedimiento para un diseño de sarta de perforación

El ingeniero de diseño recabará la información previa como:

- Profundidad.(Metros).
- Densidad ( gr/cc).
- Profundidad y diámetro de la ultima TR.( pg)
- Diámetro de barrena.
- Seleccionar la HW por utilizar y calcular su peso flotado.
- Seleccionar el margen para jalar MOP en ( Tons).
- Calcular la longitud de la herramienta y su peso flotado.
- Anotar la resistencia a la tensión y su peso ajustado de la tubería a utilizar.

- Calcular la longitud de la primera sección de la tubería de perforación.
- Si la sección calculada no se ajusta a la profundidad programada, anotar en la fórmula de  $L_2$  la resistencia a la tensión  $R_{t2}$  y su peso ajustado de la tubería de mayor resistencia a la anterior.
- Si no se complementa la profundidad programada, se continúa como en el paso 10 utilizando tubería con mayor resistencia a la tensión.
- Calcular el peso flotado de cada sección y llenar el formato de diseño.
- Armar la sarta de perforación.

Formulario:

$$1.) PF = Ff \times Pa$$

$$2.) Ff = 1 - \frac{Di}{Da}$$

$$3.) Pt = (D^2 - d^2) \times 2.67$$

$$4.) d = \sqrt{D^2 - 0.374 \times PI}$$

$$5.) Rt = 0.133 \times R \times PI (\text{Nuevaa } 90\% \text{ y Premiuna } 70\%)$$

$$6.) M_p = \frac{Ph}{F.S.}$$

$$7.) L_H = \frac{Pm \times F.S.}{Ff \times P} (\text{Pozo Vertical})$$

$$L_H = \frac{Pm \times F.S.}{Ff \times P \times \cos \alpha} (\text{Pozo Direccional})$$

$$8.) Pn = \frac{P.S.B.}{Ff \times P} \text{ ó } P^n = LH + \frac{Pe}{Ff \times Pw}$$

$$9.) At = 0.7854(D^2 - d^2)$$

$$10.) Ne = \frac{N \times Pc}{Pe}$$

$$11.) T = \frac{H.P \times 5250}{R.P.M.}$$

$$12.) L = \frac{40.09 \times PI \times e}{T_2 - T_1}$$

$$13.) L_1 = \frac{RT_1 - (P_{DC} + P_{H.W.} + M_{pj})}{P_{T.P.1} \times Ff}$$

$$L_2 = \frac{R_{t2} - R_{t1}}{P_{T.P.2} \times Ff}$$

$$L_3 = \frac{R_{t3} - R_{t2}}{P_{T.P.3} \times Ff}$$

Estos cálculos se pueden hacer manualmente o en una base de datos en Excel, si se cuenta con computadora.

A continuación se presenta un ejemplo en forma manual (ejemplo 1) y una presentación en paquete de Excel (ejemplo 2).

Nomenclatura:

Pf = Peso de la sarta de perforación flotada en Kg ó tons.

Pa = Peso de la sarta de perforación en el aire Kg ó tons.

Ff = Factor de flotación sin unidades.

D1 = Densidad del fluido de perforación en gr/cm<sup>3</sup>.

Da = Densidad del acero = 7.85 gr/cm<sup>3</sup>.

P1 = Peso de un tubo (parte lisa) en lbs/pie.

D = Diámetro externo en pg

d = Diámetro interno en pg

Rt = Resistencia a la tensión de la T.P en Kg (al 100%).

R = Resistencia de tensión del material en miles de Lbs/  $pg^2$ .

Mp= Máximo peso de la herramienta que se puede cargar a la barrena en tons.

Ph= Peso de la herramienta flotada en tons.

FS = Factor de seguridad , 1.15 si es 15 % 1.20 si es 20%. Etc.

$L_H$  = Longitud de D.C. o herramienta para perforar en m.

Pm = Peso máximo que se espera darle a la barrena en Kg.

P = Peso de los D.C. en el aire en Kg/m.

PS.B. = Peso sobre la barrena., en Kg.

P dc = Peso de D.C. flotado en Kg.

Pe = Peso de T.P. extrapesada aplicada a la barrena (PS.B.); peso de los D.C. en el lodo) en Kg.

Pw= Peso de la T.P. extrapesada en el aire en Kg/m.

At = Área transversal de un tubo en  $pg^2$ .

Ne= Número de tubos equivalentes

Nc= Números de tubos conocidos.

Pc= Peso del tubo conocido ( número de tramos conocidos en Kg/m ó Lbs/pie.

Pe= Peso del tubo del número de tramos por conocer en Kg/m ó Lbs/pie.

T= Torque aplicado a una T.P. durante la perforación en Lbs-pie.

H.P.= Potencia usada para rotar la T.P.en H.P.

R.P.M.= Revoluciones por minuto de la rotaria.

$L_1L_2L_3$  = Longitud de tubería de primera, segunda y tercera sección en m.

$R_1R_2R_3$  = Resistencia a la tensión , del tubo de la primera , segunda y tercera sección en Kg.

$P_{tp_1}, P_{tp_2}, P_{tp_3}$  = Peso del tubo ajustado en las diferentes secciones em Kg/m.

Mpj= Margen para jalar en Kg.

PHW = Peso de H.W flotado en Kg.

Cos = Coseno del ángulo de inclinación del pozo.

### Ejemplo No.1 de un Diseño de Sarta:

Información Preliminar:

Etapa: 3ª.

Profundidad = 4800 m

Bna: 12"

Profundidad programada = 6300 m

Próxima TR = 9 7/8"

Herramienta

Diámetro	Peso (Kg/m)	Junta/Apriete	Tramos
Dc 8" x 3"	219.00	6 5/8 Reg/50000 lbs/pie	
H.W. 5" x 3"	74.50	Nc-50/29400 lbs x pie	12 (110.0 m)

Tubería de perforación

Diámetro	Grado-Clase	Peso (Kg/m)	Resist. Tensión (Kg)
5"	E-PREMIUM	31.27	125,200
5"	X-PREMIUM	31.94	161,096
5"	G-PREMIUM	32.66	178,054

$$Ff = 1 - \frac{Di}{Da} = 1 - \frac{1.95}{7.85} = 0.751$$

$$L_1 = \frac{P_{mxFS}}{Ff \times P} = \frac{12000 \times 1.20}{0.751 \times 219} = 87.55 = 88m$$

$$DC = 88 \times 219 \text{ Kg} / m \times 0.751 = 14,473.0 \text{ kg}$$

$$HW = 1100 \text{ m} \times 74.50 \text{ kg} / m \times 0.751 = 6,154.0 \text{ kg}$$

$$\text{Total} = 20,627.0 \text{ kg}$$

$$ll_1 = \frac{Ry_1 - (P_{DC} + P_{HW} + Mpj)}{P_{T1P1} + Ff} = \frac{125,200 - (20,631 - 40000)}{31.27 \times 0.751}$$

$$L_1 = 2,750 \text{ M de TP Grado E}$$

$$D.C = 88.0$$

$$H.W. = 110.0$$

$$T.P.^\circ E = 2750.0$$

$$\text{Total} = 2948m$$

$$L_2 = \frac{Rt_2 - Rt_1}{P_{TP2} * Ff} = \frac{161,096 - 125,200}{31.94 * 0.751}$$

$$L_2 = 1496 \text{ m de T.P. Grado X}$$

$$2945 + 1496 = 4,444 \text{ m menor de 4800}$$

$$L_3 = \frac{Rt_3 - Rt_2}{P_{TP3} * Ff} = \frac{178,054 - 161,096}{32.66 * 0.751}$$

$$L_3 = 691 \text{ m de T.P. Grado G}$$

$$4800 - 4444 = 356m$$

Tuberianaesariadegrado" g"263menlugarddcalculad

$$T.P. \text{Grado}^\circ E "2750m * 31.27 \text{ kg} / m * 0.851 = 64,580 \text{ kg}$$

$$T.P. \text{Grado}^\circ E "2750m * 31.27 \text{ kg} / m * 0.851 = 64,580 \text{ kg}$$

$$T.P. \text{Grado}^\circ G "356m * 32.66 \text{ kg} / m * 0.751 = 8,732 \text{ kg}$$

$$\text{Lodo} = 1.95 \text{ gr/cm}^3$$

$$Bna = 12''$$

$$\text{Máximo Peso esperado} = 12 \text{ tons}$$

$$\text{Margen para jalar} = 40 \text{ tons}$$

$$\text{Factor de seguridad} = 20\%$$

### Preguntas y Respuestas

1.- ¿Cuál es el margen recomendado para mayor seguridad en nuestra sarta de perforación y qué factor de seguridad se le aplica a la herramienta?.

2.- ¿Qué información previa se necesita para el diseño de una sarta de perforación?

3.- Con la siguiente información calcular el diseño de sarta:

$$\text{Profundidad programada} = 6700 \text{ m}$$

$$\text{Densidad} = 1.70 \text{ gr/cc}$$

$$\text{Ultima TR} = 13 \frac{3}{8}'' \text{ A } 3663 \text{ m}$$

$$Bna: 12''$$

$$\text{T.P. H.W. de } 5'' \times 3'' \text{ long } 109.19 \text{ m}$$

$$\text{T.P } 5'' \times 4.276'' \text{ } 19.5 \text{ lb/ft}$$

$$\text{D.C. } 8'' \times 3'' \text{ long } 104.38 \text{ m}$$

Ejemplo No.2 de un Diseño de Sarta

DISEÑO DE SARTAS DE PERFORACION

POZO \_\_\_\_\_ PROF. P2650 M DENS. 1.55 ULT. T.R. 20° 1000 M

F<sub>flot</sub> = 0.8025478 PESO DEL BLOCK (KGS) 10000

SECCION	TRAMOS No.	LONG. Mts	DIAM. Pgs	GRADO	PESO NOM. Lb/pie	JUNTA Pg.	CLASE	PESO AJUST. Kg/mt.	P. SECCION FLOTADA Kgs.	P. SARTA FLOTADA Kgs.	RESIST TENSION Kgs. AL 90%	M.O.P.
BNA			17 1/2			7 5/8	REGULAR		0	0		
HTA	3	27	9 1/2		216	7 5/8	REGULAR	321.84	6,974	6,974		
HTA	9	81	8		147	6 5/8	REGULAR	219.03	14,238	21,212		
H.W.	12	108	5		50	6 1/2	NC-50	74.54	6,461	27,673		
T.P.1	220	1982	5	E-75	19.5	6 3/8	PREMIUM	31.12	49,501	77,174	127,181	50,007
T.P.2	50	452	5	X-95	19.5	6 3/8	PREMIUM	31.94	11,586	88,760	161,096	72,336
TOTAL ES =	244	2650								88,760		

AL 100 %

SECCION	DIAM. Pgs	LONG. Mts	GRADO	CLASE	ROSCA	PESO AJUST. Kg/mt.	RESIST TENSION Kgs. AL 90%	APRIETE (LB/PIE)
BNA	17 1/2	0			7 5/8			
HTA	9 1/2" (3")	27		REGULAR	7 5/8	321.84		85.000
HTA	8" (3")	81		REGULAR	6 5/8	219.03		50.000
H.W.	5" (3")	108		IF	6 1/2 NC-50	74.54		29.400
T.P.1	5" (4.276")	1982	E-75	PREMIUM	6 3/8 NC-50	31.12	127.181	15.964
T.P.2	5" (4.276")	452	X-95	PREMIUM	6 3/8 NC-50	31.94	161.096	20.221

**F<sub>b</sub> = 0.8025**

**PESO TOTAL DE LA SARTA FLOTADA = 88.76 TONS**

**MARGEN PARA TENSIONAR = 72.33 TONS. LONGITUD TOTAL DE LA SARTA = 2650 m.**

**APAREJO DE FONDO 2a ETAPA:**

**5 Estabilizadores**

**2°, DCC, 3°, 6°, 12°**

Fb= 0.8025                      D lodo = 1.55 gr/cc                      W hta flot= 27,673 kg

Margen para jalar= 50,000 kgs

$$L1 = [ Rt - ( Whta + Mpj ) ] / [ ( P \text{ ajustado TP } * Fb ) ]$$

$$L1 = [ 127,181 - ( 27,673 + 50,000 ) ] / [ ( 31.12 * 0.8025 ) ]$$

L1= 1,982.40 metros                      Utilizar solo L1= 1,982 mts

$$L2 = ( Rt2 - Rt1 ) / Waj2 * Ff$$

L2= 1323.158  
 UTILIZAR SOLO L2= 452 M  
 2650 M - 2198 M = 452

#### Calculamos longitud de DC 9 1/2", 8" Y HW

$$LDC = ( Pm * FS ) / ( Ff * P )$$

LDC= Longitud de drilles

Pm= Peso máximo esperado sobre barrena = 18 tons

FS= Factor de seguridad = 20% = 1.20 (Constante)

Ff= Factor de Flotación = 1 - ( D lodo / D acero ) = 1 - ( 1.55 / 7.85 ) = 0.8025

P= Peso ajustado DC = 321.84 (De Tablas)

$$LDC = ( 18,000 * 1.20 ) / ( 0.8025 * 321.84 )$$

LDC = 83.6312697 mts

DIÁMETRO DEL AGUJERO	DIÁMETRO Y CONEXIONES DE HERRAMIENTAS (D.C.)	
	FORMACIÓN BLANDA	FORMACIÓN DURA
4 - 3/4	3- 1/8" D.E. x 1- 1/4" D.I. CON 2- 7/8 PAC Ó 2 - 3/8" REG.	3- 1/2" D.E. x 1 - 1/2" D.I. CON 2 - 3/8" REG.
5 - 7/8 - 6 - 1/8	4 1/8" D.E. x 2" D.I. CON 2- 7/8" I.F.	4- 3/4" D.E. x 2" D.I. CON 3 - 1/2" XH Ó 2- 7/8" I.F.
6 - 1/2 - 6 - 3/4	4, 4- 3/4" D.E. x 2 1/4" D.I. CON 3- 1/2" I.F.	5"- 5- 1/4" D.E. x 2" D.I. CON 3 1/2 I.F.
7 - 5/8 - 7 - 7/8	6" D.E. x 2-13/16" D.I. CON 4" I.F. Ó H-90	6- 1/4" Ó 6- 1/2" D.E. x 2" Ó 2- 1/4" D.I. CON 4- 1/2" H-90, 4" I.F. Ó 4" H-90
8 - 1/2 - 8 - 3/4	6 1/4" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 4" I.F. 6 1/2" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 4" I.F. Ó 4- 1/2" I.F.	6- 3/4" Ó 7" D.E. x 2- 1/4" D.I. CON 5" H-90 Ó 4- 1/2" I.F.
9 - 1/2 - 9 - 7/8	7" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 4- 1/2" I.F. Ó 5" H-90, 8" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 6- 5/8	7" D.E. x 2- 1/4" D.I. CON 4- 1/2" I.F. Ó 5" H-90, 8" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 6- 5/8" H-90 Ó 6- 5/8" REG.
10 - 5/8 - 11	7" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 4- 1/2" I.F. Ó 5" H-90; 8" D.E. x 2- 13/16 D.I. CON 6- 5/8" REG.	8" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 6- 5/8" REG., 9" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 7- 5/8" REG.
12 - 1/4	8" D.E. x 2- 13/16 D.I. CON 6- 5/8" H-90 Ó 6- 5/8" REG.	8" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 6- 5/8" H-90 Ó 6- 5/8" REG., 9" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 7- 5/8" REG.; 10" D.E. x 2- 13/16" Ó 3" D.I. CON 7 5/8" H-90 Ó 7- 5/8" REG.
17 - 1/2	8" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 6- 5/8 H-90 Ó 6- 5/8" REG.	8" D.E. x 2- 13/16" D.I. CON 6- 5/8" H-90 Ó 6- 5/8" REG., 9" D.E. x 2 13/16" D.I. CON 7- 5/8" REG., 10" D.E. x 2- 13/16" Ó 3" D.I. CON 7- 5/8" H-90 Ó 7- 5/8" REG., 11" D.E. x 3" D.I. CON 8- 5/8" REG.
18 - 1/2 - 26	LOS PROGRAMAS DE D.C. SON IGUALES A LOS DEL TAMAÑO DE HOYO INMEDIATAMENTE MENOR.	

Figura 49. Diámetro y conexiones de herramientas para formaciones duras y suaves

APRIETE DE LASTRABARRENAS (D.C.) LBS-PIE.					
D.E. PULG.	JUNTA	DIÁMETRO INTERIOR (PULG)			
		1-1/2	2	2-1/4	2-13/16
3-1/8	API-23	2600			
3-3/4	2-3/8 - I.F.	4700			
4-1/8	2-7/8 - I.F.		6800	7300	
4-3/4	3-1/2 - I.F.		9900	9900	
5			13800	12800	
6-1/4	4-1/2 - I.F.				22800
6-1/2					29500
7-1/4	5-1/2 REG.				36000
7-3/4	6-5/8 REG.				50000
7-1/2				46000	46000
8				53000	50000
9	7-5/8 REG.				83000
9-1/2					86000
8-1/2					60000
11	8-5/8 REG.				124000
4 1/2	NC - 35		8900	8900	
4 3/4			10800	9200	
5			10800	9200	
6 1/4	4 I.F.			28000	22200
6 1/2				28000	22200

Figura 50. Apriete de lastrabarreras



APRIETE PARA T.P. Y H.W.								
T.P. PULG	PESO LBS/PIE	GRADO	JUNTA			APRIETE (LBS-PIE)		
			TIPO	D.E. PULG	D.I. PULG	NUEVA	PREMIUN	CLASE 2
3-1/2	13.30	E	NC-38 (I.F.)	4-3/4	2-11/16	9100	7300	5800
				5	2-9/16	10200	8800	7300
				5	2-7/16	11100	9900	8300
				5	2-1/8	13300	12600	10400
		S-135	NC-40 (F.H.)	5-3/8	2-7/16	15000	12600	10200
	15.50	E	NC-38 (I.F.)	5	2-9/16	10200	7800	6800
				5	2-7/16	11100	9900	8300
				5	2-1/8	13300	10900	9300
		S-135	NC-40 (F.H.)	5-1/2	2-1/4	16500	14400	11400
		4-1/2	16.6	E	NC-46 (X.H.)	6-1/4	3-1/4	17000
NC-50 (I.F.)	6-3/8				3-3/4	18900	11600	10000
X-95	NC-46 (X.H.)			6-1/4	3	19800	15000	12100
	NC-50 (I.F.)			6-3/8	3-3/4	18900	15000	12400
G-105	NC-50 (I.F.)			6-3/8	3-3/4	18900	16800	13200
	NC-46 (X.H.)			6-1/4	3	19800	16500	13500

Figura 51. Apriete para TP y TPHW

APRIETE PARA T.P. Y H.W.								
T.P. PULG	PESO LBS/PIE	GRADO	JUNTA			APRIETE (LBS-PIE)		
			TIPO	D.E. PULG	D.I. PULG	NUEVA	PREMIUN	CLASE 2
4-1/2	16.6	S-135	NC-50 (I.F.)	6-3/8	3-1/2	22400	21000	17500
			NC-46 (X.H.)	6-1/4	2-3/4	22500	21200	17300
5	19.5	E	NC-50 (X.H.)	6-3/8	3-3/4	18900	15800	13300
				6-3/8	3-1/2	22400	20200	16700
				6-1/2	3-1/4	25800	21900	18400
				6-5/8	2-3/4	31800	28400	22900
T.P. EXTRAPESADA (H.W.)								
D.E. PULG	D.I. PULG.	JUNTA			APRIETE LBS-PIE	D.E. SECCIÓN RECALCADA (PULG.)		
		TIPO	D.E.	D.I.				
3-1/2	2-1/16	NC-38	4-3/4	2-3/16	9900	4		
4	2-9/16	NC-40	5-1/4	2-11/16	13200	4-1/2		
4-1/2	2-3/4	NC-46	6-1/4	2-7/8	21800	5		
5	3	NC-50	6-1/2	3-1/8	29400	5-1/2		

Figura 52. Apriete para TP y TPHW

## XII. PROGRAMAS DE BARRENAS

Durante la planeación de un pozo; se deben seleccionar los tipos de barrenas a usarse de acuerdo a las características de la formación y al diseño actual que se tenga. Hoy en día existen diversos tipos de barrenas para la perforación de un pozo.

Uno de los objetivos en la selección de barrenas es la de reducir los costos de perforación.

Los nuevos desarrollos en la tecnología de las barrenas así como las bases de datos de barrenas, facilitan la selección de una barrena adecuada a la formación logrando así un mayor nivel de operación.

Para la planeación del programa de barrenas de un pozo a perforarse, se procede como sigue:

1. El Ingeniero de diseño encargado de la planeación del pozo, deberá de llevar a cabo una selección inicial de las barrenas, basado en los objetivos, riesgos y geometría.
2. Efectuar un estudio detallado de los registros de barrenas de los pozos vecinos, para que el programa sea un promedio del área.
3. El programa de barrenas y los programas operacionales deberán de afinarse para lograr que el pozo a perforar rebase la operación promedio del área.

### Tipos de barrenas

En la actualidad existen diversos tipos de barrenas para la perforación de pozos que difieren entre sí, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento. Las barrenas se clasifican en:

- Barrenas tricónicas
- Barrenas de diamante.
- Barrenas de diamante policristalino, (PDC).

### Factores para la selección de barrenas:

- Dureza y abrasividad de la formación
- Geometría del pozo.
- Control direccional.
- Sistema de rotación.
- Tipo de fluido de perforación.



Figura 53.- Ejemplos de barrenas PDC, diamante y bicéntricas.

Actualmente, aun cuando la variedad de barrenas es mayor y el proceso de selección parece ser más complicado; aplicando algunos lineamientos se logra incrementar los ritmos de penetración y obtener ahorros significativos en el costo de perforación.

### Clasificación de formación

- Suave
- Media suave
- Media
- Medio dura
- Dura

### Tamaño de barrenas

Las barrenas de conos están disponibles en cualquier tipo de diseño, estructura de corte y sistema de toberas.

Las barrenas PDC y de diamante tienen la opción de diseñarse bajo pedido especial.

### Parámetros de operación

- Peso sobre barrena (PSB).
- Velocidad de rotación (RPM).
- Hidráulica de perforación.

Esta selección de parámetros para la optimización de la perforación es una de las partes más importantes, y el procedimiento es:

- Seleccionar los pozos de desarrollo para la

correlación

- Obtener los registros de barrenas de pozos vecinos.
- Determinar el costo del equipo para el pozo planeado.
- Calcular los costos de perforación para cada una de las barrenas utilizadas en los pozos de correlación.
- Seleccionar las condiciones que dan como resultado el mínimo costo de por metro.

*Procedimiento del programa de barrenas*

**Contando con todos los datos que se mencionaron en los puntos anteriores se procede a lo siguiente: Anotar la datos previos del diseño del pozo.**

Profundidades, metros.

Densidad, gr/cc.

Columna geologica a perforar.

Metros.

Horas.

Promedio, minutos/metro.

PSB.

RPM.

Seleccionar por etapa: los diámetros de barrenas (Pg), tipos, (IADC), toberas, intervalo (metros), gasto (Gal/min).

Anotar las observaciones que se requieran.

La figura 54 es un ejemplo de un programa de barrenas

**Determinación del costo por metro**

Éste es uno de los parámetros que se considera más importante en las barrenas.

Los factores que involucra el cálculo del costo por metro son:

Costo de la barrena.

Costo de la operación del equipo de perforación.

Horas totales de vida útil de la barrena.

Tiempo empleado en las conexiones durante la corrida de la barrena.

Longitud total perforada de la barrena

El costo por metro se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$C = \frac{B + R(T + Tv + Tc)}{M}$$

Donde:

C= Costo por metro, \$/m o Dlls/m

B = Costo de la barrena, \$ o Dlls

R = Costo de operación del equipo por hora, \$/hr ó Dlls/hr

T = Horas de vida de la barrena

Tv = Tiempo de viaje, horas

Tc = Tiempo de conexión, horas

M = Longitud perforada, metros

$$Tc = \frac{M}{9.15} * \frac{tc}{60}$$

Para calcular el tiempo de conexión:

Donde:

Tc = Tiempo de conexiones, minutos.

M = Longitud perforada, metros.

9.15 = Longitud promedio de un tubo de perforación, metros.

Tc = Tiempo de una conexión, minutos.

60 = convertir minutos a horas.

INTERVALO (m)	DIAMETRO (pg)	TIPO	CANTIDAD	PSB (TON)	CONDICIONES DE OPERACION		
					RPM	Q (GPM)	D. TOB.(1/32")
0 - 600	26	R-1 (111)	1	8 -- 10	100 -150	1000	16, 18, 18
600 - 700	26	R-1 (111)	1	8 -- 10	100 -150	1000	15, 15, 16
700 - 1250	17 1/2	GTX-G1 (115)	1	8 -- 10	80 - 150	800	16, 16, 16
1250 - 1550	17 1/2	GTX-G1 (115)	1	8 -- 10	80 - 150	800	15, 16, 16
1550 - 1850	17 1/2	GTX-G1 (115)	1	8 -- 10	80 - 150	800	15, 16, 16
1850 - 2200	17 1/2	GTX-G3 (135)	1	8 -- 10	80 - 150	800	15, 16, 16
2200 - 4600	12	AR-526 (PDC)	1	3 -- 5	100 - 200	540	1, 11, 11, 11, 12
4600 - 4900	12	AG-536 (PDC)	1	3 -- 5	100 - 200	540	0, 10, 10, 10, 11
4900 - 4950	8 3/8	ATX-G3 (135)	1	8 -- 12	80 - 110	380	14, 14, 14
4950 - 5050	8 3/8	ATJ-22 (517)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 12
5050 - 5150	8 3/8	ATJ-22 (517)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 12
5150 - 5250	8 3/8	ATJ-22C (527)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 13
5250 - 5350	8 3/8	ATJ-22C (527)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 12
5350 - 5440	8 3/8	ATJ-33 (537)	1	8 -- 10	80 - 120	380	12, 12, 13
5440 - 5870	8 3/8	S-248 (TSD)	1	3 -- 7	100 - 180	380	(0.335 pg2)
5870 - 6000	8 3/8	S-248 (TSD)	1	3 -- 7	100 - 180	380	12, 13, 13

Figura 54 Ejemplo de un Programa de Barrenas.

**Preguntas y respuestas:**

- 1.- ¿Qué factores están involucrados en el cálculo del costo por metro?
- 2.- ¿Qué es lo que el ingeniero de perforación debe llevar a cabo para la selección inicial de las barrenas?
- 3.- Calcular el costo por metro de la siguiente barrena.

Datos:

B = 20,000 Dls

R = \$2,526.25 por hora

T = 40 horas

Tv = 8 Horas

Tc = 10 min

M = 180 metro

**XIII. PROGRAMA HIDRÁULICO**

**Objetivo**

El objetivo principal en el diseño del programa hidráulico es:

Incrementar la velocidad de penetración, derivada de la efectiva limpieza en el fondo del agujero.

Evitar o disminuir la erosión excesiva de las paredes del agujero y no provocar derrumbes o deslaves.

Control en las pérdidas de presión en el sistema de circulación para evitar variaciones de presión en el agujero por la densidad equivalente de circulación, limitar la presión disponible en la barrena y los HP hidráulicos para la circulación.

**Factores involucrados**

Peso específico del fluido de perforación (gr/cc).

Gasto y presión máxima de bombeo.

Diámetro de barrenas.

Velocidad de perforación.

Profundidad del pozo.

Características geométricas de la sarta de perforación.

**Parámetros hidráulicos**

Con el fin de lograr la mayor optimización hidráulica se tienen las siguientes alternativas:

Impacto hidráulico.

Caballos de fuerza hidráulica (HPH).

HPH/pg<sup>2</sup> en la barrena

Velocidad del fluido de perforación en las toberas.

Velocidad anular óptima entre TP y agujero

Una consideración importante son las propiedades del fluido de perforación en un cálculo hidráulico. Si se tienen altas densidades o viscosidades, los efectos sobre las pérdidas de presión por fricción son altas.

**Impacto hidráulico**

$$P_s = 0.51 * P_m \quad P_b = 0.49 * P_m$$

P<sub>m</sub> = Pérdida de presión por fricción total en el sistema de circulación (presión de bombeo).

P<sub>s</sub> = Pérdida de presión por fricción por el interior y fuera de la sarta de perforación.

P<sub>b</sub> = Pérdida de presión por fricción en la barrena.

Establece que el 51% de la presión limitada en la superficie debe ser para P<sub>s</sub> y el restante 49% de la presión disponible se aplica a la barrena.

**Caballos de fuerza hidráulicos**

$$P_s = 0.35 * P_m \quad P_b = 0.65 * P_m$$

En este caso, la presión P<sub>m</sub> es 35 % para P<sub>s</sub> y el 65% restante para la barrena.

El presente parámetro es aplicable cuando la caída de presión por fricción por dentro y fuera de la sarta es baja, por ejemplo al inicio de la perforación.

**Velocidad del fluido de perforación en las toberas**

La velocidad del fluido en las toberas recomendable es de 200 a 300 pies/seg.

HP Hidráulico por pg<sup>2</sup> en la barrena (HPH/pg<sup>2</sup>)

**Velocidad anular**

Elegir condiciones de flujo y presiones bajas en el espacio anular, de preferencia flujo laminar. Este causa menos lavado y erosión de la pared del pozo, menores pérdida de fluido y mejor transporte de los recortes que el flujo turbulento.

**Guía para la optimación hidráulica**

- Que la caída de presión a través de la barrena sea de 50 a 65% de la presión de bombeo.
- Se recomienda que el índice de limpieza sea entre 2.5 a 5 HP/pg<sup>2</sup> de área del agujero.

Como regla de dedo, se recomienda el caballaje utilizado a altas velocidades de penetración sea limitado por la raíz cuadrada de la velocidad de penetración en pies/hr (ejemplo: 4 HP para 16 pies/hr o 5 HP para 25 pies/hr). Con caballaje arriba de 5 HP/pg<sup>2</sup> de área del fondo, puede causar falla o fractura rápida de la barrena.

• Utilizar velocidad de flujo de 30 a 50 gpm/pg de diámetro de la barrena. El gasto debe ser suficiente para limpiar la barrena. También, una alta velocidad de flujo puede dañar la barrena y erosionar la pared del agujero. Los valores mencionados, son aproximados y empíricos, pero en la práctica dan buenos resultados. Altas velocidades pueden dañar la barrena, causar erosión y altas presiones en el espacio anular

• La perforación más efectiva ocurre cuando la optimización se encuentra entre el máximo H<sub>p</sub> y máximo impacto.

El impacto es maximizado cuando alrededor del 50% de la presión de bomba es utilizada a través de las toberas de la barrena.

- El uso de dos toberas puede dar una limpieza en el fondo del pozo y una velocidad de penetración más efectiva.

Sin embargo, la alta velocidad de penetración por el uso de dos chorros con barrenas grandes, causa un desequilibrio del flujo y los recortes interfieren con la acción de corte de un cono. Esto acorta la vida de la barrena. Esta práctica sólo se recomienda en barrenas con diámetros menores a 9 1/2" con velocidades de penetración menores a 15 m/hr, tomando en cuenta el tipo de formación, de barrena y no se requiera el uso de obturante.

**Recomendaciones para el diseño hidráulico**

Seleccionar la presión de trabajo o de bombeo de acuerdo a sus limitaciones en la superficie o considerando el criterio hidráulico que se desea aplicar, por ejemplo:

a) Si su pérdida de presión por fricción en la sarta de perforación y por fuera de ella es de 85 Kg/cm<sup>2</sup>, entonces se puede aplicar a la barrena una presión de 82 Kg/cm<sup>2</sup>, para estar dentro del impacto hidráulico y tener una presión de bombeo de 167 Kg/ cm<sup>2</sup>.

b) Si la caída de presión es de 130 Kg/cm<sup>2</sup> y por limitaciones en la superficie, se puede tener una presión de bombeo de 210 Kg/cm<sup>2</sup> se proporcionará la diferencia a la barrena de 80 Kg/cm<sup>2</sup> para buscar otros parámetros hidráulicos.

En caso de que se pase de las máximas emb/min de la bomba para obtener un gasto alto, es necesario trabajar las bombas en paralelo.

Al inicio de la perforación las caídas de presión por fricción son bajas. Si se desea, se puede trabajar con el HP hidráulico.

El cálculo de la caída de presión por fricción es considerada hasta donde se requiere terminar de perforar con el programa hidráulico propuesto, puede ser cada 500 o 700 m.

Recopilar la información que se requiera (Figura 55). Revisar formulario para realizar cálculos.

Información requerida.

*Procedimiento para el diseño hidráulico*

<i>Geometría del Pozo</i>			
Etapa			
Barrena	Marca	Diámetro	Tipo
TP	Diámetro exterior	Diámetro interior	Longitudes
Last rabarrenas	Diámetro exterior	Diámetro interior	Longitudes
H.W	Diámetro exterior	Diámetro interior	Longitudes
T.R	Diámetro exterior	Diámetro interior	Profundidad de la zapata
Equipo Superficial	Tubo vertical	manguera	flecha

<i>Fluido de Perforación</i>			
Tipo	Densidad	Viscosidad plástica	Punto de cedencia

<i>Bomba de Lodo</i>			
	Bomba No. 1	Bomba No. 2	
Marca			
Modelo			
Carrera y camisa			
Máxima Presión			
EMB/MIN			

<i>Información complementaria:</i>	
Velocidad de penetración promedio m/hr	m/hr
Máxima presión limitante en el equipo superficial.	
Presión máxima de acuerdo a la limitante del equipo y la bomba de lodo.	

Figura 55 Información requerida para el diseño hidráulico.

Tener la información necesaria para el diseño hidráulico.

Calcular el gasto para perforar de acuerdo al tipo de barrena:

a) Tricónica.- Aplicar el lineamiento de gasto relacionado con la velocidad de penetración promedio esperada y diámetro de la barrena.

b) PDC.- Aplicar tablas del fabricante.

1) Calcular la caída de presión por fricción en el interior de la tubería, considerando un flujo turbulento, aplicando la fórmula correspondiente (ver

fórmula) en las siguientes partes:

- a) Equipo superficial.
- b) En tubería de perforación.
- c) En HW.
- d) En lastrabarrenas.

2) Calcular la caída de presión por fricción en el espacio anular considerando lo siguiente:

- a) Aplicar la fórmula correspondiente para flujo turbulento.
- b) Seleccionar el modelo matemático calculando en número de reynolds.
- 3) Sumar las caídas de presión calculadas en los pasos 3 y 4.
- 4) Seleccionar la presión máxima de trabajo (presión de bomba).
- 5) Restar a la presión seleccionada las caídas de presión totales. Este resultado es la presión disponible para la barrena.
- 6) Dividir la presión disponible para la barrena entre la presión de trabajo y multiplicar por 100 el resultado, obteniéndose el porcentaje de la presión de bombeo para la barrena.
- 7) Si se tienen los criterios hidráulicos adecuados, continuar con el siguiente paso.
- 8) Calcular el diámetro de toberas (Figura 57) de acuerdo a los siguientes casos:
  - a) Tricónica Aplicar la fórmula.
  - b) PDC Aplicar la fórmula, dividir el área entre el número de toberas y con el apoyo de las tablas encontrar el diámetro de las toberas.
- 9) Realizar los siguientes cálculos y verificar si se encuentran dentro de los parámetros hidráulicos.
  - a) Velocidad del lodo en las toberas aplicando la fórmula.

b)  $HPH/pg^2$ , Divida los HPH en la barrena, entre el área de la misma.

c) Velocidad anular.

10) Calcular la densidad equivalente de circulación. Estos cálculos se pueden hacer manualmente o en una base de datos en Excel, si se cuenta con computadora.

Formulario

Ley de Poiseville (Flujo Newtoniano)

**Flujo Laminar**

$$1) P = \frac{V_{ix} V_{px} L}{27.432 x D_i^2}$$

$$P_a = \frac{V_{ax} V_{px} L}{27.432 x (D_a - D_t)^2}$$

Bingham

**Flujo laminar**

$$2) P = \frac{Y_{px} L}{68.6 x D_i} + \frac{V_{ix} V_{px} L}{27.432 x D_i^2}$$

$$P_a = \frac{Y_{px} L}{68.6 x (D_a - D_t)^2} + \frac{V_{ax} V_{px} L}{27.432 x (D_a - D_t)^2}$$

Fanning

**Flujo turbulento**

$$3) P = \frac{D_i x V^2 x L x f}{3397.2 x D_i}$$

$$P_a = \frac{D_i x V_a^2 x L x f}{3397.2 x (D_a - D_t)}$$

Smith Tool

Flujo turbulento

$$4) P = \frac{Vp^{0.18} x DI^{0.82} x Q^{1.82} x L}{700.3 x Di^{4.82}} = \left( \frac{Vp^{0.18} x DI^{0.82} x Q^{1.82}}{700.3} \right) * \left( \frac{L}{Di^{4.82}} \right)$$

$$Pa = \frac{Vp^{0.18} x Di^{0.82} x Q^{1.82} x L}{700.3 x (Da - Dt)^3 (Da + Dt)^{1.82}}$$

Security

Flujo turbulento

$$5) P = \frac{DI x L x Q^{1.86}}{600 x Di^{4.86}}$$

$$Pa = \frac{DI x L x Va^2}{255.362 (Da - Dt)}$$

Pérdida de presión en la barrena

$$6) Pb = \frac{145 x Q^2 x DI}{J^4}$$

$$Pb = \frac{DI x Q^2}{1303 x At^2}$$

Velocidad del fluido de perforación

$$7) Va = \frac{24.5 x Q}{Da^2 - Dt^2}$$

$$8) Pb = \frac{24.5 x Q}{Di^2}$$

$$9) Vp = \frac{1416}{DI x Da}$$

$$10) Pb = \frac{0.32}{At}$$

$$11) Vj = \frac{500 x V}{1.52 + V}$$

$$12) Pb = \frac{412.5 x DI x V x Di}{Vp}$$

$$13) Vc = \frac{7.78 x Vp + 7.78 x \sqrt{Vp^2 + 77.5 (da - Dt)^2} Vp x DI}{DI (Da - Dt)}$$

$$14) Vd = \frac{69,250 x t^2 x Vax (Dp - DI)}{Vpx Va + 399 x Ypx (Da - Dt)}$$

Número de Reynolds

$$14) NR = \frac{128.9 x DI x Va^2 x (Da - Dt)}{Vpx Va + 399 x Ypx (Da - Dt)}$$

Potencia y gasto de bombas

$$15) P.H. = \frac{P.B. x Q}{1714}$$

$$16) Qd = \frac{(2x D^2 - d^2) * 1}{148}$$

$$17) Qt = \frac{D^2 x 1}{98}$$

Diámetro de toberas

$$18) J_1 = 3.469 x \sqrt{Qx \sqrt{\frac{DI}{Pb}}}$$

$$18 - A) Ats = 0.277 x Qx \sqrt{\frac{DI}{Pb}}$$

$$19) J_2 = 4.249 x \sqrt{Qx \frac{DI}{Pb}}$$

$$20) A_3 = \frac{X^2}{434.6}$$

$$21) A_1 = \frac{x^2}{1,303.8}$$



**Comportamiento y consistencia de un fluido**

$$22)n = 3.32x \log \frac{Yp + 2Vp}{Yp + Vp}$$

ó

$$n = 3.32 \log \frac{Les600}{Lec300}$$

$$23)k = \frac{5.11(Yp + Vp)}{511^n}$$

**Caída de presión en el interior de tubería**

$$1)n = 3.32 \left( \log \frac{L_{600} - Go}{L_{300} - Go} \right)$$

$$2)K = \frac{L_{300} - Go}{300^n}$$

$$3)G_{TP} = \left( \frac{3n+1}{4n} \right) x 8.13 x n x (0.123)^{1/n}$$

$$4)a = \frac{\log(n) + 3.93}{50}$$

$$5)b = \frac{1.75 - \log(n)}{7}$$

$$6)Vi = \frac{24.5xQ}{Di^2}$$

$$7)\theta_{TP} = Go + k \left( \frac{0.939xG_{TP}xVi}{Di} \right)^n$$

$$8)N_R = \frac{0.403xDIxVi^2}{\theta_{TP}}$$

$$9)N_{RC} = 4270 - 1370(n)$$

$$10)f = \frac{a}{N_R^b}$$

$$11)P = \frac{fxDIxVI^2 xL}{3404xDi}$$

**Caída de presión en el interior de tubería (Modelo reológico Plástico de Bingham)**

$$1)Vi = \frac{24.5xQ}{Di^2}$$

$$2)N_R = \frac{129.9xDIxVi^2 xDi}{VpxVi + 399xPcxDi}$$

$$3)f_D = 0.0056 + \frac{0.56}{N^{0.32}_R}$$

$$4)P = \frac{fxDIxVixL}{13.588xDi}$$

**Nomenclatura**

P = Pérdida de presión en TP o DC, lbs/pg<sup>2</sup>.

Pa = Pérdida de presión en el espacio anular, lbs/pg<sup>2</sup>.

Vi = Velocidad del fluido de perforación en el interior de la tubería, pies/min.

Vp = Viscosidad plástica, cps.

L = Longitud de la tubería ó espacio anular, m.

Di = Diámetro interior, pg.

Va = Velocidad del fluido de perforación en el espacio anular, pies/min.

Da = Diámetro del agujero, pg.

Dt = Diámetro de la tubería, pg.

F = Factor de fricción, adimensional

DI = Densidad del fluido de perforación, gr/cm<sup>3</sup>.

Q = Gasto de la Bomba, gal/min.

Vc = Velocidad crítica del fluido, pies/min.

Vt = Velocidad del fluido de perforación en las toberas, pg<sup>2</sup>.

At = Area total de las toberas, pg<sup>2</sup>.

NR = Número de Reynolds, adimensional

S = Rugosidad absoluta, pulg.

Np = Número de Reynolds en fluidos plásticos, cps.

Log = Logaritmo decimal.

Fc = Factor de fricción calculado, adimensional.

Fs = Factor de fricción supuesto, adimensional.

Qd = Gasto de una bomba duplex, gal/min (100% ef. vol.).

Qt = Gasto de una bomba triplex, gal/min. (100% ef. vol.).

A<sub>3</sub> = Área de tres toberas iguales, pg<sup>2</sup>.

A<sub>1</sub> = Área de una tobera, pg<sup>2</sup>.

Sr = Rugosidad relativa, adimensional.

Lec600 = Lectura de Fann a 600 rpm.

Lec300 = Lectura de Fann a 300 rpm.

D = Diámetro de la camisa, pg.

d = Diámetro del vástago, pg.

L = Carrera de la bomba, pg.

PB = Presión de la bomba, pg.

PH = Potencia hidráulica, HP.

Pb = Pérdida de presión en la barrena, lbs/pg<sup>2</sup>.

J = Diámetro de las toberas en 32avos.

J<sub>2</sub> = Diámetro de dos toberas en 32avos.

V<sub>1</sub> = Velocidad de chorro necesario en las toberas, pies/seg.

V = velocidad de penetración, m/hr.

Vd = Velocidad de desliz de la partícula, pies/min.

T = Tamaño o diámetro de la partícula, pg.

Dp = Densidad de la partícula, gr/cm<sup>3</sup>.

N = Factor de consistencia, dinas-seg/cm<sup>2</sup> ó lbs-seg/100 pies<sup>2</sup>.

Ats = Area de toberas en una barrena PDC, pg<sup>2</sup>.

### Preguntas y respuestas

1.- ¿ Para la optimación hidráulica, qué alternativas se requieren?

2.- ¿De cuánto se recomienda que sea el índice de limpieza?

3.- Con los siguientes datos, calcular un diseño hidráulico.

### GEOMETRÍA DEL POZO

Etapa 2da.

Profundidad = 2650 m

Bna 17 ½"

TP 5" 19.5 lbs/pie DI 4.276" - 2456 m

DC 8" x 3" - 82 m

TP Extrapesada (HW) 5" x 3"- 110 m

TR 20" zapata 1000 m

Equipo superficial DI promedio 3.2" long. -45 m.

### FLUIDO DE PERFORACIÓN

Tipo: Polimérico

Densidad 1.45 gr/cm<sup>3</sup>

L600 = 98 L300 = 56

Vp = 32 cps

Pc = 24 lb/100 pie<sup>2</sup>

Gel a 0 min 4 lb/100 pie<sup>2</sup>

### BOMBAS DE LODO

Triplex Ideco T-1300

12" x 6"

Máxima presión emb/min 3793 lb/pg<sup>2</sup>

120 emb/min

### INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

Velocidad de penetración promedio 15 min/m.

Cálculo hidráulico de 1950m a 2650 m.

Presión límite en la superficie 3500 lb/pg<sup>2</sup>.

" DATOS PARA EL CALCULO DE LA HIDRÁULICA "										
<b>POZO : X</b>										
<b>DISTRITO :</b>										
<b>PROPORCIONAR LOS SIGUIENTES DATOS (UNICAMENTE CELDAS ENMARCADAS EN ROJO):</b>										
DIÁMETRO (pg):	5.625									
PROFUNDIDAD (m):	1820									
PROFUNDIDAD ZAPATA DE LA ÚLTIMA TR (m):	1081									
DIAM. INT. DE LA ÚLTIMA TR (pg):	5.299									
GASTO (gpm):	225									
DIÁMETRO DE TOBERAS (32avo de pg):	16	16	16	16	0	0	0	0	0	0
ÁREA DE TOBERAS (pg2):	0.785									
DENSIDAD DE LODO (gr/cc):	1.72									
VISCOSIDAD PLÁSTICA, VP (cp):	40.00									
PUNTO DE CEDENCIA, YP (lb/100 pies2):	12.00									
DIÁMETRO EXTERIOR DE HTA 1 (pg):	4.125									
DIÁMETRO INTERIOR DE HTA 1 (pg):	2.250									
LONGITUD DE HTA 1 (m):	118.00									
SI LLEVA TP O HTA COMBINADA; DIÁMETRO EXTERIOR (pg), SUPR. SI NO LLEVA:										
SI LLEVA TP O HTA COMBINADA; DIÁMETRO INTERIOR (pg), SUPR. SI NO LLEVA:										
SI LLEVA TP O HTA COMBINADA; LONGITUD (m), SUPR. SI NO LLEVA:										
DIÁMETRO EXTERIOR DE HW (pg):	3.500									
DIÁMETRO INTERIOR DE HW (pg):	2.063									
LONGITUD DE HW (m):	110.00									
DIÁMETRO EXTERIOR DE TP (pg):	3.500									
DIÁMETRO INTERIOR DE TP (pg):	2.992									
CAIDA DE PRESIÓN EN EL MOTOR DE FONDO, MWD, LWD, ETC. (PSI). 0 SI NO LLEVA:	0									
MODELO REOLÓGICO A USAR (ESCRIBA EL NUMERO DEL MODELO SELECCIONADO):	3									
<b>SUGERENCIA PARA SELECCIONAR EL MODELO REOLÓGICO:</b> BASE AGUA: LEY DE POTENCIAS    1 POLIMÉRICO: LEY DE POTENCIAS CON PUNTO DE CEDENCIA    2 ACEITE: PLÁSTICOS DE BINGHAM    3										
" RESULTADOS "										
MODELO REOLÓGICO: PLÁSTICOS DE BINGHAM										
PRESIÓN DE BOMBEO (psi):	2006.51	=	141.10	KG/CM2						
CAIDA DE PRESIÓN EN EL INTERIOR DE LA SARTA (psi):	1359.05	=	95.57	KG/CM2						
CAIDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR (psi):	450.68	=	31.69	KG/CM2						
CAIDA DE PRESIÓN EN LA BARRENA (psi):	108.33	=	7.62	KG/CM2						
CAIDA DE PRESIÓN EN LAS CONEXIONES SUPERFICIALES (psi):	88.44	=	6.22	KG/CM2						
PRESIÓN HIDROSTÁTICA (psi):	4448.92	=	312.86	KG/CM2						
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (gr/cc):	1.89									
ÍNDICE DE LIMPIEZA (Hp/pg2):	0.57									
FUERZA DE IMPACTO (lbs):	161.65									
POTENCIA REQUERIDA POR LA BOMBA (HP):	263.40									
GALONES POR PULGADA DE LA BARRENA (gal/pg):	40.00									
VELOCIDAD ANULAR PROMEDIO (pies/min):	289.00									
"OPTIMO"										
CUAL ES LA PRESION MÁXIMA DE BOMBEO?	3000.00									
MÁXIMA POTENCIA HIDRAULICA EN LA BARRENA										
ÁREA DE TOBERAS (PG2):	0.140									
PRESIÓN DE BOMBEO (psi):	3000.00									
ÍNDICE DE LIMPIEZA (hp/pg):	7.64									
FUERZA DE IMPACTO (lbs):	511.53									
GASTO ÓPTIMO (gpm):	168.75									
MÁXIMO IMPACTO HIDRAULICO EN LA BARRENA										
ÁREA DE TOBERAS (PG2):	0.190									
PRESIÓN DE BOMBEO (psi):	3000.00									
ÍNDICE DE LIMPIEZA (hp/pg):	6.57									
FUERZA DE IMPACTO (lbs):	512.48									
GASTO ÓPTIMO (gpm):	196.95									

Figura 56 Ejemplo de un cálculo hidráulico en un programa de computo en excel.

TOBERA (32avo de pg)	NUMERO DE TOBERAS								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	0.038	0.076	0.114	0.152	0.190	0.228	0.266	0.304	0.342
8	0.049	0.098	0.147	0.196	0.246	0.295	0.344	0.393	0.442
9	0.062	0.124	0.186	0.248	0.311	0.373	0.435	0.497	0.559
1	0.077	0.153	0.230	0.307	0.384	0.460	0.537	0.614	0.690
1	0.093	0.186	0.278	0.371	0.464	0.557	0.650	0.742	0.835
1	0.110	0.221	0.331	0.442	0.552	0.662	0.773	0.883	0.994
1	0.130	0.259	0.389	0.518	0.648	0.778	0.907	1.037	1.166
1	0.150	0.301	0.451	0.601	0.752	0.902	1.052	1.202	1.353
1	0.173	0.345	0.518	0.690	0.863	1.036	1.208	1.381	1.553
1	0.196	0.393	0.589	0.785	0.982	1.178	1.374	1.570	1.767
1	0.249	0.497	0.746	0.994	1.243	1.491	1.740	1.988	2.237

Figura 57 Área de toberas, pg<sup>2</sup>.

#### XIV. TOMA DE INFORMACIÓN

##### Registros geofísicos

Constituyen una información esencial en cuanto a la determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas y de su capacidad de producción. Estas mediciones principalmente se basan sobre registros de tipo:

- Eléctrico
- Electromagnético
- Nuclear
- Sónico

Intervienen en varias etapas de la realización de los pozos durante la perforación y terminación, y finalmente durante el proceso de producción (Figura No.58)

##### Adquisición de datos

Los sistemas modernos de adquisición de datos están integrados por sensores, cada día más complejos, que proporcionan a la vez mayor capacidad de adquisición y mayor precisión de medición.

El cable de registro, es el sitio de un intenso tráfico de comunicaciones entre los equipos de fondo y la unidad de superficie, equipada con computadora.

Esta última, coordina la operación, controla el equipo de fondo, procesa las señales recibidas en una forma inteligible para los usuarios y permite además:

- La reproducción de la información y la transmisión eficiente hacia las unidades mayores de computación.

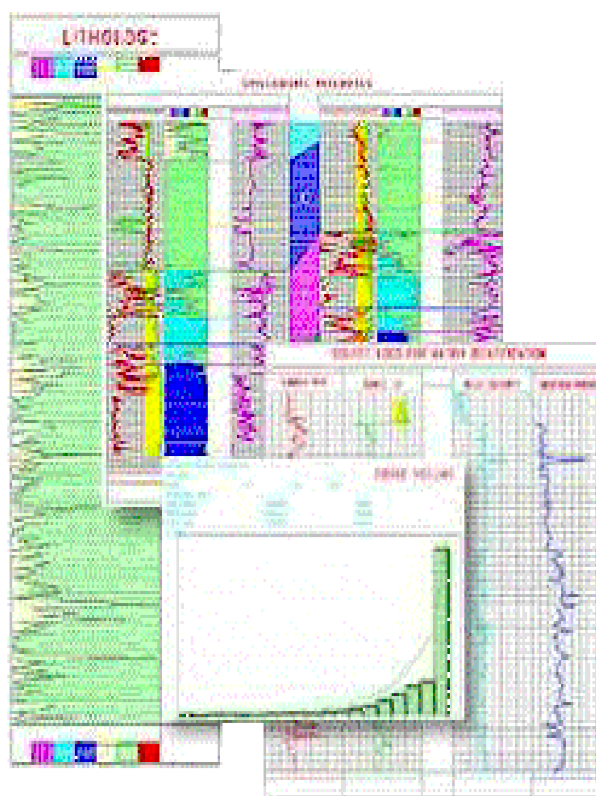


Figura 58 Ejemplos de registros de pozos y de procesamiento de información a partir de estos.

- Las evaluaciones rápidas en la boca del pozo.
- El control de calidad de los registros.

##### Parámetros petrofísicos

La interpretación cuantitativa de los registros geofísicos se efectúa con base en parámetros petrofísicos como son:

- Profundidad y espesor del yacimiento.
- Porosidad.
- Saturación y determinación de hidrocarburos.
- Permeabilidad y presión de formación.
- Resistividad.
- Litología.
- Contenido de arcilla.

Estos parámetros pueden obtenerse directa o indirectamente de los registros, mediante mediciones en pozo abierto o revestido.

*Condiciones ambientales*

Como producto del análisis, el ingeniero explicará las condiciones del pozo en los registros.

Para una interpretación básica, se deben tomar en cuenta las siguientes condiciones ambientales:

Condiciones del pozo.

- Efectos del lodo.
- Efectos de la geometría del pozo.

*Aplicaciones en la perforación*

Dentro de las aplicaciones más importantes tenemos:

- Análisis de presiones de poro.
- Propiedades mecánicas de la formación.
- Condición del agujero.
- Pesca de herramientas de perforación.

*Procedimiento para el programa de registros geofísicos*

Un programa de registros debe adaptarse tanto a una formación específica, como a las condiciones del pozo.

Éstos se tomarán en agujero revestido o descubierta, según se requiera.

El ingeniero de diseño seleccionará los tipos de registros adecuados para la planeación del pozo, indicando el intervalo entre la profundidad de la tubería de revestimiento hasta la profundidad total.

El programa varía según necesidades operativas y/o resultados estratigráficos.

Existen varios tipos de registros y de acuerdo con los requerimientos del pozo, se clasifican en:

- Registros Geofísicos Estos se programan desde el asentamiento del tubo conductor a la profundidad total. La fig. 59 es un ejemplo de un programa de registros.
- Registros Computarizados (fig No. 60) Estos se programan para obtener densidad de fracturas, orientación de las fracturas, echados y orientación del pozo; y para procesar las curvas de resistividad, porosidad, densidad, y sónico, para obtener los parámetros petrofísicos, como volumen de fluidos y litología.
- Registros Parciales.- Si es necesario, se tomarán en zona de carbonatos para definir contactos geológicos o para afinar corte de núcleo.

REGISTROS	INTERVALO (M.)
DLL/ SP	
RI/RG/RG (Inducción)	
Resistividad /RG	
CNL/LDT/RG (Neutrón compensado)	
NGT/RG	
SÓNICO DIPOLAR /RG	
EMI O FMI (REGISTRO DE IMÁGENES A PARTIR DE RESISTIVIDADES, INCLUYE DR/CAL (DESVIACIÓN CALIBRACIÓN)	

Figura 59 Ejemplo de un formato de programa de registro.

REGISTRO	INTERVALO (M.)	OBSERVACIONES
STFRAC		DEFINIR ZONAS DE INTERÉS
ELAN		DEFINIR ZONAS DE INTERÉS

Figura 60 Ejemplo de un formato de solicitud de procesamiento de registros.

Los programas pueden ser diferentes a los registros mostrados. La figura No. 61 presenta los registros recomendados para obtener una máxima información.

REGISTROS	ARENAS	CALIZAS
DLL	XO	XO
ISF	XO	**
MSFL	XO	XO
LDT/FDC-CNL-GR	XO	XO
BHC*LSS	XO**	XO**
HDT	XO**	XO**
FIL**		XO
VDL-OH**		XO
CST**	XO	
RFT**	XO	XO
HRT**	XO	XO
NGT	XO**	XO**
EPT**	XO	

Figura 61 Registros recomendados para obtener el máximo de información en arenas y calizasv.

Nomenclatura:

Pozo Exploratorio = X

Pozo Desarrollo = O

\*\* Cuando sea necesario.

Toda la información sobre registros geofísicos se describe en el libro 6 de esta serie

**Núcleos**

Uno de los requerimientos técnicos para el diseño de los pozos es el programa de núcleos. La longitud de los núcleos deberá ser de acuerdo a las especificaciones proporcionadas por el usuario.

El corte de los núcleos deberá realizarse empleando la tecnología adecuada

Generalmente los intervalos se afinan de acuerdo a las manifestaciones y características que presente el pozo durante la perforación.

Se requiere de al menos un 50% de recuperación para poder considerarlo como aceptable.

*Tipos de núcleos:*

- Preservados
- De pared

**Preguntas y respuestas:**

1.- ¿En qué parámetros petrofísicos se basan para la interpretación cuantitativa de registros?

2.- ¿Para una interpretación básica en registros, qué factores son esenciales?

3.- ¿Cuál es el objetivo primordial de la toma de registros?

**XV. PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

**Aspectos generales**

La tecnología de perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los veinte. En 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En 1934 se perforó el primer pozo de alivio en Conroe, Texas. En nuestro país, el primer pozo direccional registrado fue perforado en 1960 en Las Choapas, Veracruz.

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. En sus principios, esta tecnología surgió como una operación de remedio. Se desarrolló de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos. Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, de alcance extendido y multilaterales, el uso de herramientas que permiten determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD), estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barrenas bicéntricas, por mencionar algunos.

Con frecuencia el control de la desviación es otro concepto que se relaciona con la perforación

direccional. Se define como el proceso de mantener al agujero dentro de algunos límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o al desplazamiento horizontal con respecto a la vertical o a ambos.

A lo largo del libro se ha tratado el diseño de pozos verticales, considerando la perforación como el proceso unidimensional de penetrar la tierra con la barrena a determinada profundidad vertical. Sin embargo, la perforación es un proceso tridimensional. La barrena no solo penetra verticalmente, sino que se desvía intencionalmente o no hacia los planos X-Y (ver fig. 62). El plano X se define como el plano de dirección y el Y como el de inclinación. Los ángulos asociados con los desplazamientos en los planos X y Y son llamados ángulos de "dirección" y de "inclinación", respectivamente.

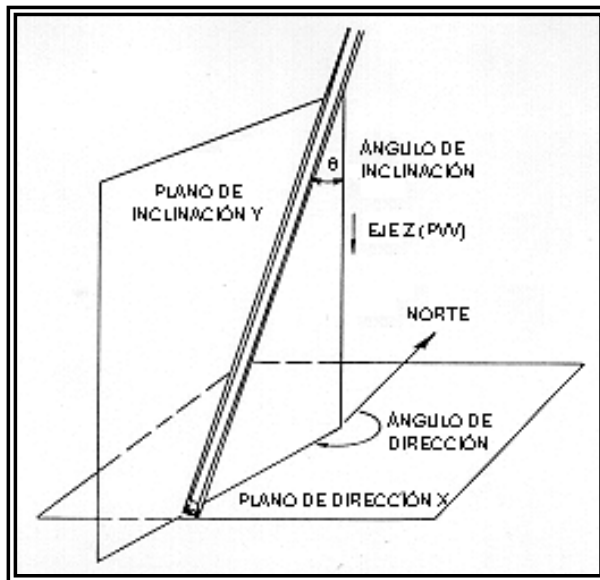


Fig. 62 Planos de inclinación y dirección conforme un pozo avanza en el plano de la profundidad.

#### *Razones para perforar un pozo direccional*

La perforación direccional de un pozo petrolero, ya sea debido a problemas de perforación o a consideraciones económicas, tiene muchas aplicaciones. A continuación se mencionarán algunas de las más comunes.

En la fig. 63 se muestra un ejemplo típico de la situa-

ción de control de la trayectoria. Aquí, una estructura se ubica casi por completo debajo de un lago. El pozo 1, perforado sobre una parte de la estructura que no se encuentra debajo del lago, puede ser perforado desde tierra como un pozo con control de la desviación. Sin embargo, para desarrollar el resto del campo, se necesitará de la perforación de pozos direccionales. La única manera en que se podrían perforar pozos verticales es desde embarcaciones de perforación o plataformas, terminando los pozos sobre el lecho del lago (terminaciones sublacustres), o bien, desde una plataforma flotante o fija. Los aspectos económicos de estas opciones pudieran ser menos atractivos que la perforación de pozos direccionales desde alguna localización terrestre, en la cual se pueda utilizar un equipo terrestre convencional. En algunas situaciones, no existe alternativa para perforar un pozo direccional. Por ejemplo, el lago puede ser la única fuente de agua potable en el área, y por lo tanto, pueden existir restricciones ambientales que prohíban el uso de embarcaciones y equipos tales como los equipos de perforación y las instalaciones de producción.

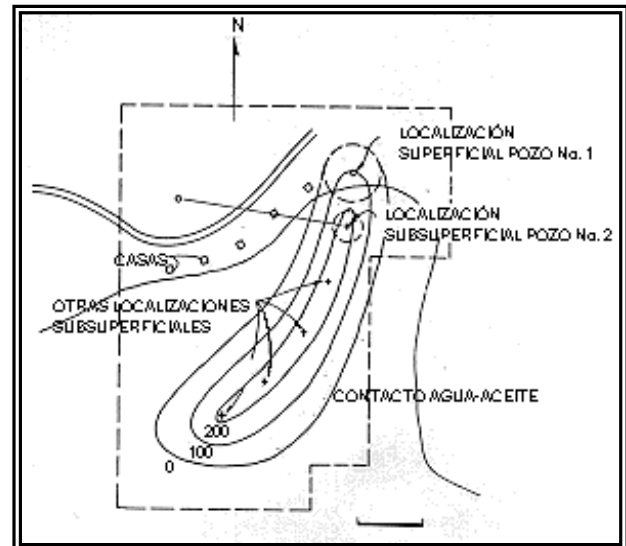


Fig. 63 Vista en planta de un yacimiento típico de aceite y gas debajo de un lago, mostrando como se pueden utilizar los pozos direccionales para desarrollar el campo.v.

En sus inicios, la perforación de pozos direccionales fue evidentemente motivada por los aspectos económicos. Los campos costa fuera en California fueron el área de oportunidad tanto para la aplicación de esta tecnología, como para un grupo especial de

personas llamadas "perforadores direccionales". Descubrimientos posteriores de aceite y gas en el Golfo de México y otros países, promovieron la expansión de la perforación direccional.

El desarrollo de campos costa fuera ha absorbido la mayoría de las actividades de perforación direccional. La fig. 64 muestra una típica plataforma de desarrollo costa fuera. En varias ocasiones se han descubierto campos debajo de zonas urbanas, y la única manera de desarrollarlos de manera económica ha sido perforando direccionalmente (ver fig. 65). Frecuentemente, las obstrucciones naturales tales como montañas u otros accidentes topográficos impiden la construcción de una localización superficial y la perforación de un pozo casi vertical (fig. 66). Otra aplicación de la perforación direccional es el efectuar una desviación desde un pozo existente. Esta desviación puede ser efectuada para "puentear" una obstrucción (un "pez") en el agujero original (ver fig. 67) o para buscar horizontes productores adicionales en los sectores adyacentes del campo (ver fig. 68).

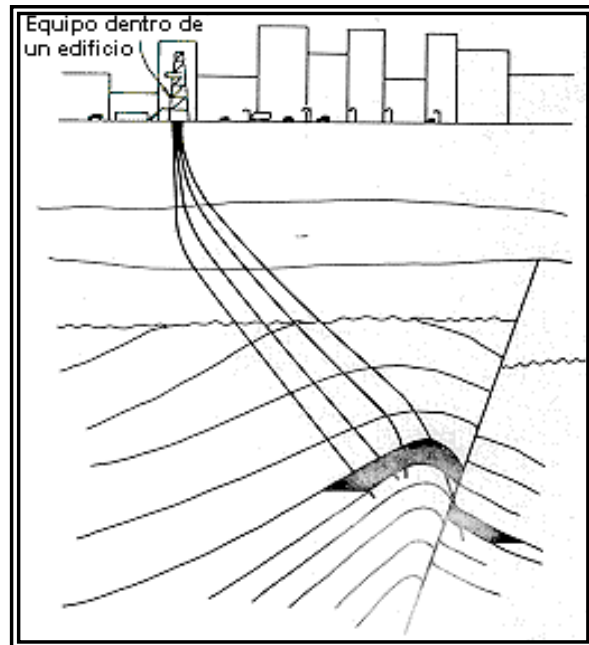


Fig. 65 Desarrollo de un campo localizado debajo de una ciudad por medio de pozos direccionales.

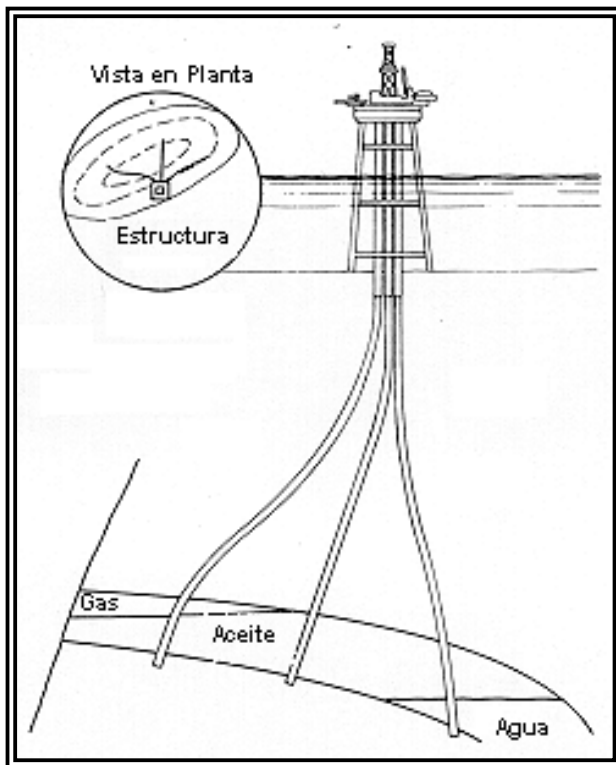


Fig. 64 Típica plataforma marina con pozos direccionales.v.

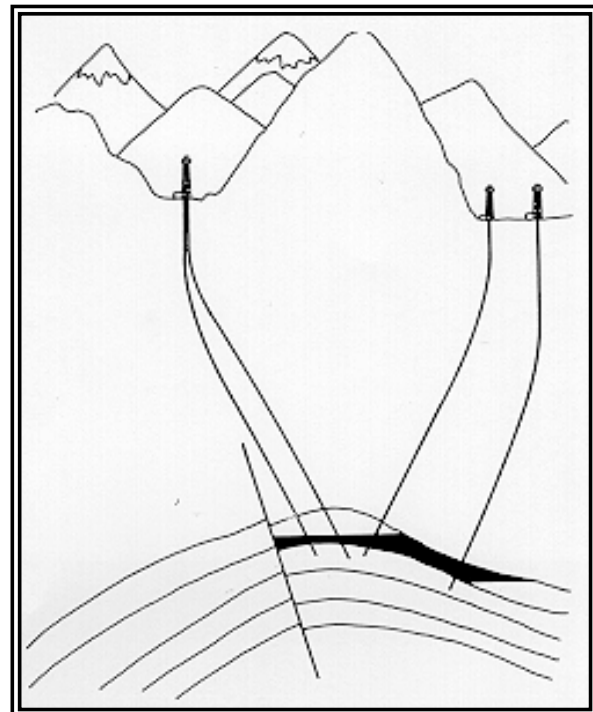
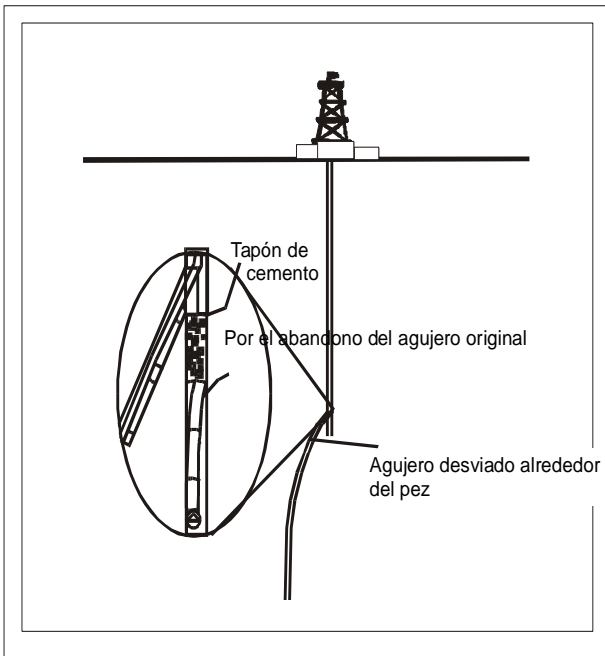


Fig. 66 Perforación de pozos direccionales en el caso donde el yacimiento se encuentra debajo de una obstrucción superficial grande.





Relevantes aspectos ambientales y económicos han incrementado el uso de la perforación direccional. En algunas áreas simplemente ya no es posible desarrollar un campo haciendo caminos a cada localización superficial y perforando un pozo vertical. En lugar de esto, así como en las instalaciones costa fuera, es necesario construir plantillas desde las cuales se puedan perforar varios pozos. Lo anterior, no sólo ha incrementado la actividad de perforación direccional, sino que también los programas de trayectorias son más complicados, aplicándose en situaciones y áreas donde no era común hacerlo. Por ejemplo, se están perforando pozos direccionales para desarrollos geotérmicos, los cuales están siendo perforados en granitos duros y en otras rocas ígneas y metamórficas. También se están perforando pozos de alcance extendido con desplazamientos horizontales de más de 10,000 m y con miras a incrementarse. Conforme se incrementen los costos de desarrollo de campos - en aguas profundas, localizaciones remotas, ambientes hostiles y zonas productoras más profundas - el uso de la perforación direccional también se incrementará.

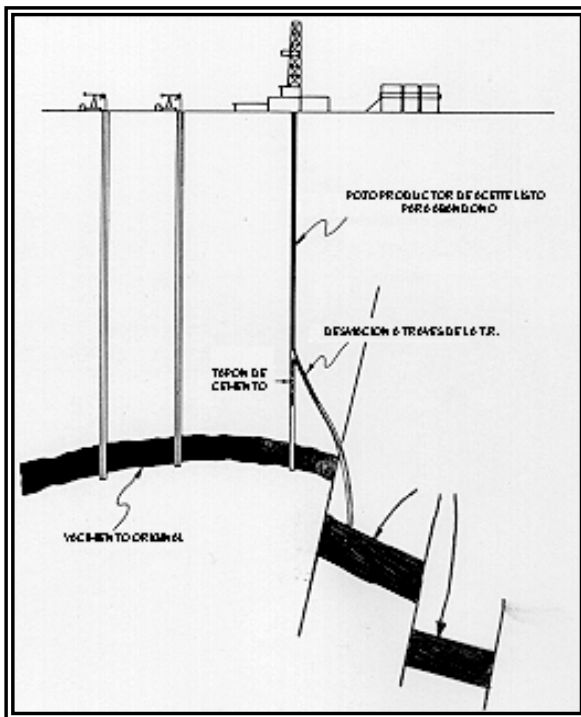


Fig. 68 Utilización de un pozo antiguo para explorar otras acumulaciones por medio de una ventana en la T.R. y perforando direccionalmente (reentradas).

*Definiciones y conceptos básicos*

Con el fin de familiarizar al ingeniero de perforación con los conceptos y definiciones más comunes, relacionados con la tecnología de perforación direccional, a continuación se presentan aquellos considerados como más importantes.

**•Profundidad desarrollada/PD (Measured depth/MD)**

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero, (figura 69)

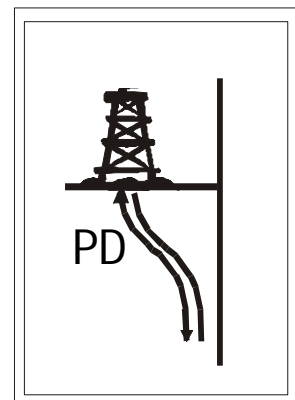
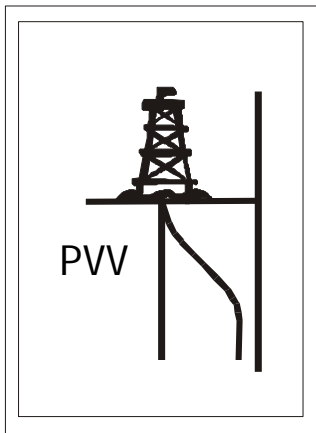


Fig 69 Profundidad desarrollada.

• **Profundidad vertical verdadera/PVV (True vertical depth/TVD)**



Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo. Normalmente es un valor calculado, (figura 70)

Fig. 70 Profundidad vertical verdadera.

• **Inclinación (Drift)**

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal, (figura 71)

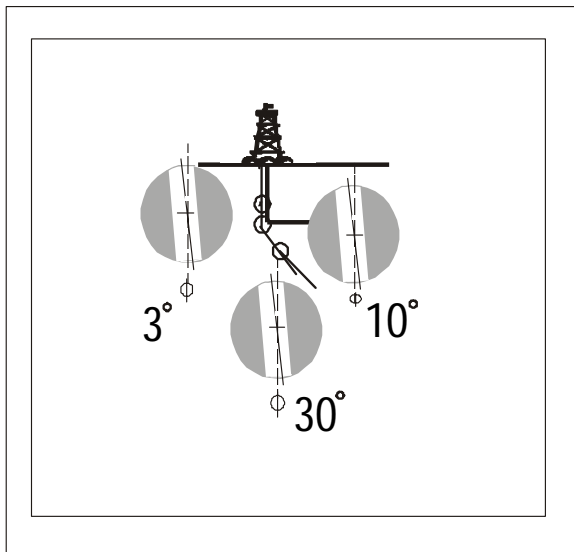


Fig. 71 Inclinación.

• **Azimuth (Dirección del pozo)**

El azimuth de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia. Esta referencia puede ser el norte verdadero, el magnético o el de mapa. Como ya se mencionó, por convención se mide en sentido de las manecillas del reloj. Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimuth con respecto al norte magnético. Sin embargo, las coordenadas calculadas posteriormente, están referidas al norte verdadero o al norte de mapa, (figura 72)

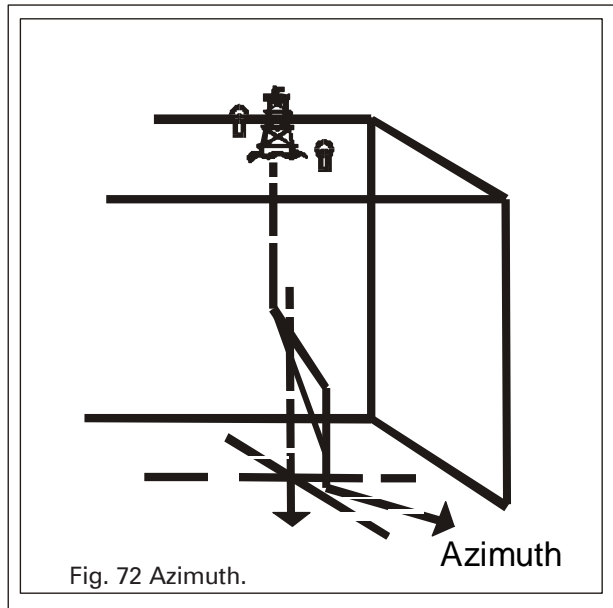


Fig. 72 Azimuth.

**Norte verdadero**

Es la dirección del polo norte geográfico, el cual yace sobre el eje de rotación de la Tierra.

**Norte cuadrícula o norte de mapa**

Es la dirección norte sobre un mapa. El norte cuadrícula o norte de mapa corresponde al norte verdadero solo en determinados meridianos. Todos los otros puntos deben corregirse por convergencia, esto es, por el ángulo entre el norte de mapa y el norte verdadero en cualquier punto, (figura 73)

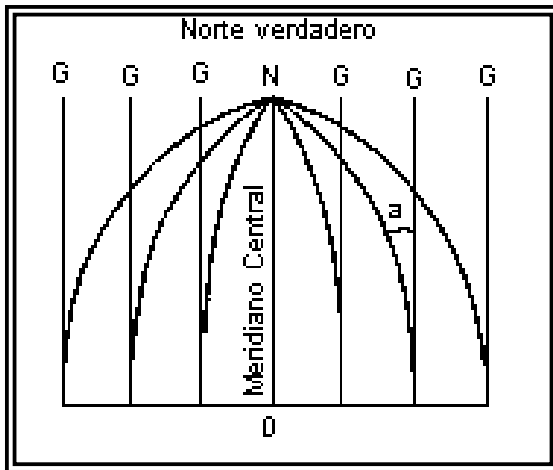


Fig. 73. Norte de mapa.

- Norte magnético

Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la tierra.

- Lado alto del pozo

Es el lado del pozo directamente opuesto a la fuerza de gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para la orientación de la cara de la herramienta.

Es importante notar que a una inclinación de  $0^\circ$  no existe lado alto. En este caso, los lados del pozo o de la herramienta de registros direccionales son paralelos al vector de gravedad y no existe un punto de intersección desde el cual se pueda definir un lado alto. Otro concepto importante es que sin inclinación ( $0^\circ$ ), el pozo no tiene dirección horizontal. Es decir, el eje del pozo se representaría como un punto y no como una línea sobre el plano horizontal.

- Herramienta (de fondo)

Cualquier elemento o dispositivo que se incluya en el aparejo de perforación y se corra dentro del pozo. Los motores de fondo, las camisas MWD, las herramientas de registros direccionales, etc., son ejemplos de herramientas de fondo.

- Cara de la herramienta (Toolface)

El término se usa en relación a las herramientas desviadoras o a los motores dirigibles y se puede expresar en dos formas:

- Física. El lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.

- Conceptual. En el pozo, el término "cara de la herramienta (toolface)" es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la misma (orientation toolface). Por ejemplo, "cara de la herramienta (toolface)" puede ser la orientación del sustituto de navegación de un motor dirigible, expresada como una dirección desde el norte o desde la boca del pozo.

- Orientación de la cara de la herramienta

Como ya se mencionó, es la medida angular de la cara de una herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo o al norte.

- Interferencia magnética

Son los cambios en el campo magnético de la tierra en las cercanías de la herramienta de registro, causados por la presencia de la tubería de revestimiento u otras tuberías en el pozo, en pozos cercanos o por las propiedades magnéticas de la misma formación.

- Corrección por declinación magnética

Es la corrección angular en grados, para convertir una lectura magnética a una lectura de norte verdadero.

- Buzamiento magnético

Es el ángulo de intersección, medido desde la horizontal, entre las líneas de flujo magnético y el plano horizontal (superficie de la tierra).

- Pata de perro (Dog leg)

Es la curvatura total del pozo (la combinación de

cambios en inclinación y dirección) entre dos estaciones de registros direccionales. La pata de perro se mide en grados.

- Severidad de la pata de perro

Es la magnitud de la pata de perro, referida a un intervalo estandar (por convención se ha establecido de 100 pies o 30 metros). La severidad se reporta en grados por cada 100 pies o grados por cada 30 metros. En la conversación normal, la severidad se nombra como "pata de perro". Esto puede causar confusión al principio. Es conveniente mantener las severidades tan bajas como sea posible en la perforación convencional (menos de 4 o 5°/100 pies). Las severidades altas provocan problemas en el pozo tales como ojos de llave, atrapamientos de tubería o desgaste de la misma o de la tubería de revestimiento.

- Cierre (Closure)

Esta se define como una recta trazada desde el punto de referencia en superficie hacia cualquier coordenada rectangular en un plano horizontal. Generalmente, se utiliza para definir el fondo del pozo. Se calculan la longitud y la dirección de la recta. Por ejemplo, si la posición localizada es 643' N, 1,319' E, el cierre puede ser calculado utilizando el Teorema de Pitágoras y trigonometría. En este caso, el cierre será de 1,459.30 pies con dirección N 63.86° E.

- Pescado

Es cualquier objeto abandonado accidentalmente en el pozo durante las operaciones de perforación o terminación, el cual debe recuperarse o se deba eludir antes de que la operación pueda continuar.

- Acelerómetro

Los acelerómetros se utilizan para medir el campo gravitacional terrestre local. Cada acelerómetro consiste de una masa magnética (péndulo) suspendida en un campo electromagnético. La gravedad desvía la masa de su posición de equilibrio. Se aplica al sensor una cantidad de corriente suficiente para que regrese la masa a su posición de equilibrio. Esta corriente es directamente proporcional a la fuerza gravitacional que actúa sobre la masa.

Las lecturas gravitacionales se utilizan para calcular la inclinación del pozo, la cara de la herramienta y la referencia vertical utilizada para calcular el ángulo de incidencia.

- Formatos de dirección: Cuadrantes y de Brújula

Además de la profundidad y el desplazamiento horizontal, todos los pozos direccionales tienen una componente X que está asociada con la dirección. Por ejemplo, el pozo 2 de la fig. 63, tiene una dirección del objetivo de 100° Este, medidos a partir del norte, tomados con una lectura de brújula normal. En la perforación direccional, se utiliza un esquema de cuadrantes de 90° para citar las direcciones. Los grados son siempre leídos a partir del norte hacia el este u oeste, y a partir del sur hacia el este u oeste. Por ejemplo, el ángulo de dirección en la fig. 74 a, dado por una brújula (siempre leída a partir del Norte), es de 18°, mientras que por el esquema de cuadrante es N18E. El pozo en el segundo cuadrante (fig. 74 b) a 157°, se lee S23E. En el tercer cuadrante (fig. 74 c), el pozo está en S20W, para un ángulo de 200°. En el cuarto cuadrante (fig. 74 d), el ángulo de brújula de 305° se lee N55W.

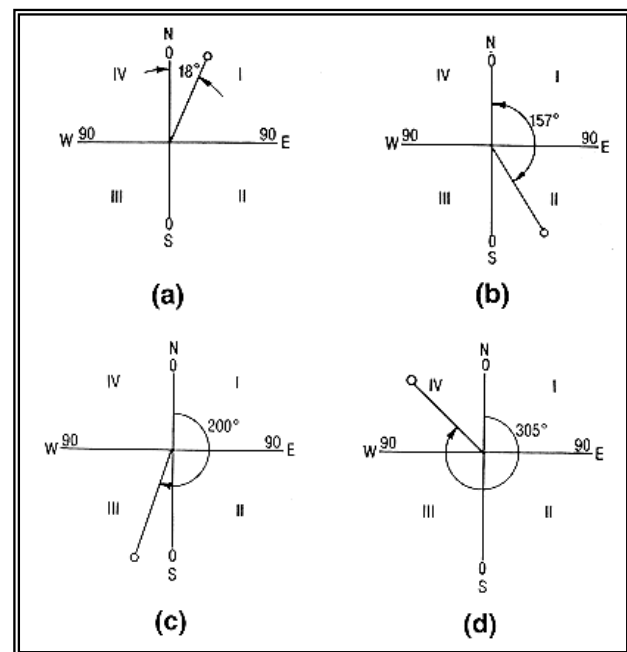


Fig.74 Lecturas de dirección.

## Planeación del proyecto direccional

El primer paso en la planeación de cualquier pozo direccional es diseñar la trayectoria del agujero para alcanzar un objetivo dado. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente. El segundo, o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo (BHA's) que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria final del agujero. Por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica
- Espaciamiento entre pozos
- Profundidad vertical
- Desplazamiento horizontal del objetivo.

En esta sección se explica como planear la trayectoria inicial para los tipos de pozos direccionales más comunes.

## Tipos de trayectorias

La fig.75 muestra cuatro tipos de trayectoria que pueden ser perforadas para alcanzar el objetivo. La Trayectoria A es una trayectoria de incrementar y mantener: el agujero penetra el objetivo a un ángulo igual al máximo ángulo de incremento. La trayectoria B es una trayectoria "S modificada" y la C es una trayectoria "S". En la trayectoria "S" el agujero penetra verticalmente al objetivo y en la "S modificada", el agujero penetra al objetivo con un ángulo de inclinación menor que el ángulo de inclinación máximo en la sección de mantenimiento. Para la trayectoria D, que es una "trayectoria de incremento continuo", la inclinación continúa incrementándose hasta o a través del objetivo. La trayectoria de incrementar y mantener requiere el menor ángulo de inclinación para alcanzar el objetivo; la S-modificada requiere mayor inclinación; y la S requiere aún más. La trayectoria de incremento continuo requiere la mayor inclinación de todos los tipos de trayectoria para alcanzar el objetivo.

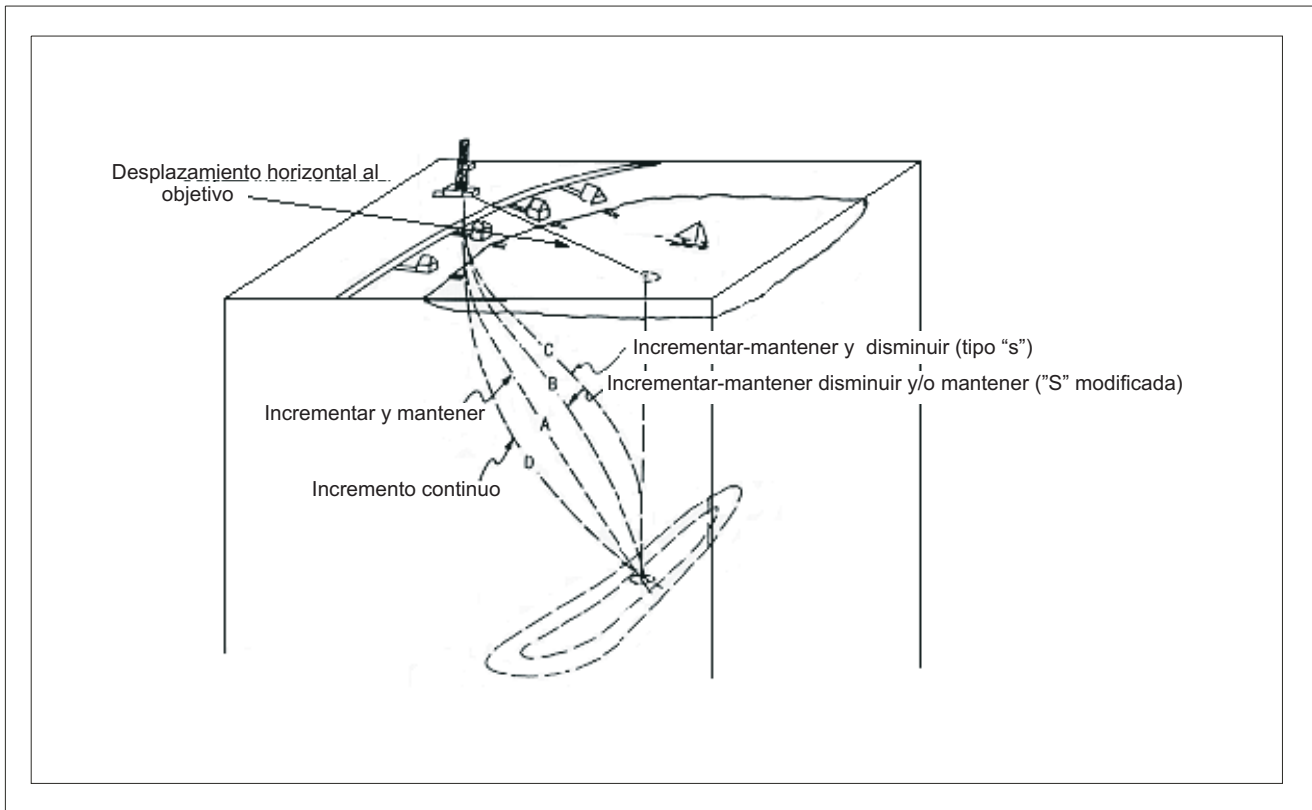


Fig. 75 Principales tipos de trayectorias.

**Trayectoria de incrementar y mantener (Tipo Slant)**

La fig. 76 muestra una trayectoria sencilla de incremento y mantenimiento de ángulo, la cual intercepta un objetivo a una profundidad vertical verdadera (PVV) de  $D_3$  y a un desplazamiento horizontal de  $X_3$  (Punto B). El punto de desviación se encuentra a una PVV de profundidad  $D_1$ , donde el ritmo de incremento del ángulo de inclinación es  $q$ , el cual está en grados

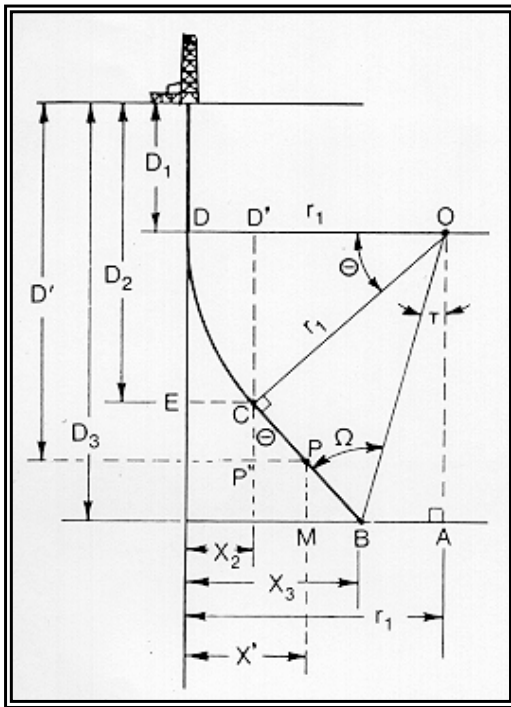


Fig. 76 Geometría de una trayectoria de incrementar y mantener para  $X_3 < r_1$ .

por unidad de longitud.

El radio de curvatura de la

$$(1) \quad r_1 = \frac{180}{\pi} \times \frac{1}{q}$$

vatura,  $r_1$ , se ensiguiente manera:

Para encontrar el ángulo de inclinación máximo,  $\theta$ , considere en la Fig.15 que

$$(2) \quad 90^\circ = \theta + (90 - \Omega) + \tau \quad \text{ó} \quad \theta = \Omega - \tau$$

El ángulo  $\tau$  puede ser encontrado considerando el triángulo OAB, donde

$$\tan \tau = \frac{BA}{AO} = \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \quad (.3a)$$

y

$$\tau = \arctan \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \quad (.3b)$$

El ángulo  $\Omega$  se puede encontrar considerando el triángulo OBC, donde

$$\text{sen } \Omega = \frac{r_1}{OB} \quad (4)$$

y

$$L_{OB} = \sqrt{(r_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}$$

Sustituyendo OB en la Ec. 4 se obtiene

$$\text{sen } \Omega = \frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \quad (5)$$

El ángulo de inclinación máximo,  $q$ , para el caso de incrementar y mantener, no está limitado a  $X_3 < r_1$ . También es válido para  $X_3 > r_1$ .

(6)

$$\theta = \arcsen \left[ \frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \right] - \arctan \left( \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \right)$$

La longitud del arco, Sección DC, es

$$L_{DC} = \frac{\pi}{180} \times r_1 \times \theta$$

ó

(7)

$$L_{DC} = \frac{\theta}{q}$$

La longitud del tramo CB, a un ángulo de inclinación constante, puede ser determinado a partir del triángulo BCO como

$$\tan \Omega = \frac{CO}{L_{CB}} = \frac{r_1}{L_{CB}}$$

y

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \Omega}$$

La profundidad total desarrollada,  $D_M$ , para una PVV de  $D_3$  es

$$D_M = D_1 + \frac{\theta}{q} + \frac{r_1}{\tan \Omega} \quad (8)$$

donde  $D_M$  es igual a la sección vertical hasta el punto de desviación más la sección de incremento más la sección de inclinación constante (Fig. 76).

El desplazamiento horizontal EC ( $X_2$ ) hasta el final de la sección de incremento puede ser determinado considerando el Triángulo D'OC, donde

$$X_2 = r_1 - r_1 \cos \theta = r_1 (1 - \cos \theta) \quad (9)$$

Para encontrar la profundidad desarrollada y el desplazamiento horizontal a lo largo de cualquier tramo de la sección de incremento antes de alcanzar el ángulo  $q$  máximo, se considera el ángulo de inclinación intermedio  $q'$ , que es el ángulo de inclinación en C' (fig. 77), el cual proporcionará un nuevo desplazamiento horizontal,  $X_N$ . La distancia  $D_N$  puede determinarse considerando el triángulo D'OC', donde

$$D_N = D_1 + r_1 \sin \theta' \quad (10)$$

y el desplazamiento horizontal,  $X_N$ , es

$$X_N = r_1 - r_1 \cos \theta' = r_1 (1 - \cos \theta') \quad (11)$$

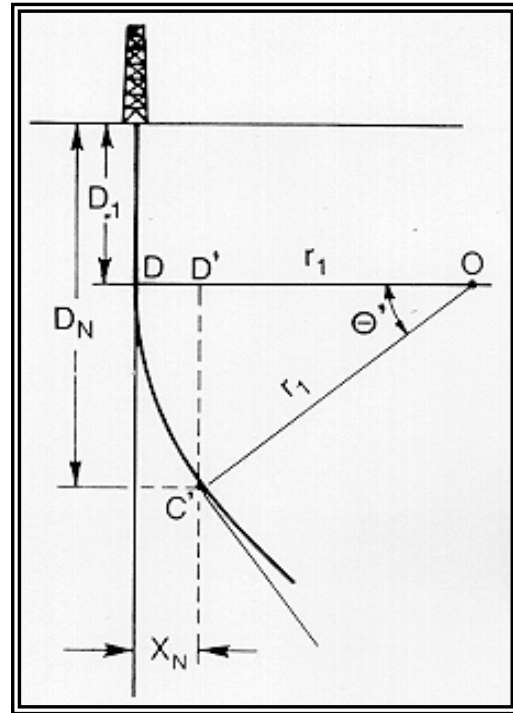


Fig. 77 Geometría de la sección de incremento.

La PVV al final de la sección de incremento es  $D_2$ , la cual puede obtenerse del triángulo D'OC (fig. 76):

$$D_2 = D_1 + r_1 \sin \theta \quad (12)$$

La nueva profundidad desarrollada para cualquier parte de la sección de incremento es

$$D_{MN} = D_1 + \frac{\theta'}{q} \quad (13)$$

La nueva profundidad desarrollada a una PVV de D' puede determinarse del triángulo PP'C:

$$D_{MP} = D_1 + \frac{\theta}{q} + CP \quad (14)$$

donde

$$CP = \frac{CP'}{\cos \theta}$$

y

$$CP' = D' - D_2 = (D' - D_1 - r_1 \text{sen } \theta)$$

Por lo tanto,

$$CP = \frac{D' - D_1 - r_1 \text{sen } \theta}{\cos \theta} \quad (15)$$

Sustituyendo la Ec. 15 en la 14,

$$D_{MP} = D_1 + \frac{\theta}{q} + \frac{D' - D_1 - r_1 \text{sen } \theta}{\cos \theta} \quad (16)$$

La Ec.16 también puede utilizarse en lugar de la 14 para calcular la profundidad medida haciendo  $D'=D_3$ .

El desplazamiento horizontal en el Punto P es

$$X' = X_2 + P'P \quad (17)$$

donde  $P'P=CP'\tan\theta$ .

Combinando la Ec. 17, la 9 y  $CP'$  se obtiene

(18)

$$X' = r_1(1 - \cos \theta) + (D' - D_1 - r_1 \text{sen } \theta)\tan \theta$$

La relación anterior solo es válida cuando  $X_3 < r_1$ .

Otra manera de expresar el ángulo de inclinación máximo,  $q$ , en términos de  $r_1$ ,  $D_1$ ,  $D_3$  y  $X_3$  para  $X_3 < r_1$  es

(19)

$$\theta = \arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{r_1 - X_3}\right) - \arccos\left\{\left(\frac{r_1}{D_3 - D_1}\right) \times \text{sen}\left[\arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{r_1 - X_3}\right)\right]\right\}$$

### Ejemplo1

Se desea perforar debajo de un lago hasta la localización diseñada para el pozo 2. Para este pozo se utilizará una trayectoria tipo slant. El desplazamiento horizontal al objetivo es de 2,655 pies a una PVV de

9,650 pies. El ritmo de incremento recomendado es de 2.0°/100 pies. La profundidad del punto de desviación (kickoff point) es de 1,600 pies. Determinar (1) el radio de curvatura,  $R_1$ ; (2) el ángulo de inclinación máximo  $q$ ; (3) la profundidad desarrollada al final de la sección de incremento; (4) la profundidad total desarrollada; (5) el desplazamiento horizontal al final de la sección de incremento; (6) la profundidad desarrollada a la PVV de 1,915 pies; (7) el desplazamiento horizontal a la PVV de 1,915 pies; (8) la profundidad desarrollada a la PVV de 7,614 pies; y (9) el desplazamiento horizontal a la PVV de 7,614 pies.

Solución.

De la Ec.1

$$r_1 = \frac{180}{\pi} \frac{1}{2^\circ/100 \text{pies}} = 2,865 \text{pies}$$

Debido a que  $X_3 < R_1$ ,  $\theta = \Omega - \tau$ . De la Ec. 3a, se tiene:

$$\tan \tau = \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} = \frac{210 \text{pies}}{8,050 \text{pies}} = 0.0261$$

$$\tau = \arctan 0.0261 = 1.5^\circ$$

De la Ec. 5:

$$\text{sen } \Omega = \frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} = \frac{2,865 \text{pies}}{8,053 \text{pies}} = 0.3558$$

$$\Omega = \arcsen 0.356 = 20.84^\circ$$

El ángulo de inclinación máximo es:

$$\theta = 20.84^\circ - 1.5^\circ = 19.34^\circ$$

Utilizando la Ec.19:

$$\theta = \arctan\left(\frac{9,650 \text{pies} - 1,600 \text{pies}}{2,865 \text{pies} - 2,655 \text{pies}}\right) - \arccos\left\{\frac{2,865 \text{pies}}{9,650 \text{pies} - 1,600 \text{pies}}\right\} \times \text{sen}\left[\arctan\left(\frac{9,650 \text{pies} - 1,600 \text{pies}}{2,865 \text{pies} - 2,655 \text{pies}}\right)\right] = 19.34^\circ$$



La profundidad medida al final de la sección de incremento a una inclinación de 19.34° es:

$$D_M = 2,565 \text{ pies} + \frac{19.34^\circ}{2^\circ} \times 100 \text{ pies} = 2,565 \text{ pies}$$

y la profundidad total desarrollada a la PVV objetivo de 9,650 pies, utilizando la Ec. 14 es:

$$D_{ar} = 2,565 \text{ pies} + \frac{R_1}{\tan \Omega} = 2,565 \text{ pies} + \frac{2,865 \text{ pies}}{\tan(20.84^\circ)} = 10,091 \text{ pies}$$

El desplazamiento horizontal al final de la sección de incremento, a partir de la Ec. 9, es:

$$X_2 = r_1(1 - \cos \theta) = 2,865 \text{ pies} [1 - \cos(19.34^\circ)] = 161 \text{ pies}$$

A una PVV de 1,915 pies, la profundidad desarrollada a un ritmo de incremento de 2°/100 pies puede determinarse calculando primero la inclinación a 1,915 pies, utilizando la Ec. 10:

$$1,915 \text{ pies} = 1,600 \text{ pies} + 2,865 \text{ pies} \text{ sen } \theta$$

$$\theta = \arcsen\left(\frac{315 \text{ pies}}{2,865 \text{ pies}}\right) = 6.31^\circ$$

La longitud del arco de la sección de incremento hasta 6.31° puede calcularse utilizando la Ec.7:

$$L_{DC} = \frac{6.31^\circ}{2.0^\circ} \times 100 \text{ pies} = 315.5 \text{ pies}$$

La profundidad desarrollada para una PVV de 1,915 pies es:

$$D_M = 315.5 \text{ pies} + 1,600 \text{ pies} = 1,915.5 \text{ pies}$$

la cual es solo 0.5 pies mayor que la PVV.

El desplazamiento horizontal a la PVV de 1,915 pies se encuentra a partir de la Ec.11:

$$X_{1,915} = 2,865 \text{ pies}(1.0 - \cos 6.31) = 17.36 \text{ pies}$$

La profundidad desarrollada a la PVV de 7,614 pies es:

$$DM = 1,600 \text{ pies} + \frac{1934^\circ}{2^\circ} \times 100 \text{ pies} +$$

$$\frac{7,614 \text{ pies} - 1,600 \text{ pies} - 2,865 \text{ pies} \text{ sen } (19.34^\circ)}{\cos(19.34^\circ)} = 7,934 \text{ pies}$$

El desplazamiento horizontal a una PVV de 7,614 pies se calcula con la Ec.18:

$$X'_{7,614} = 2,865 \text{ pies} (1.0 - \cos 19.34^\circ) +$$

$$(7,614 \text{ pies} - 1,600 \text{ pies} - 2,865 \text{ pies} \text{ sen } 19.34^\circ)$$

$$\times \tan 19.34 = 1,935.5 \text{ pies}$$

La derivación anterior y el ejemplo de cálculo son para el caso donde  $r_1 > X_3$  para una trayectoria sencilla de incrementar-y-mantener. Para el caso donde  $r_1 < X_3$ , el ángulo máximo  $\theta$  puede obtenerse mediante

$$\theta = 180 - \arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{X_3 - r_1}\right) - \arccos\left\{\left(\frac{r_1}{D_3 - D_1}\right) \times \left[\arctan\left(\frac{D_3 - D_1}{X_3 - r_1}\right)\right]\right\} \quad (20)$$

• Trayectoria tipo S ( incrementar, mantener y disminuir)

El segundo tipo de trayectoria es la de incrementar, mantener y disminuir - llamada curva tipo S - la cual se muestra en la fig. 78 para los casos donde  $r_1 < X_3$  y  $r_1 + r_2 > X_4$ , y en la fig. 79 para los casos donde  $r_1 < X_3$  y  $r_1 + r_2 < X_4$ . En ambos casos, la inclinación máxima se reduce a cero en  $D_4$  con un radio de disminución  $r_2$ , el cual se obtiene de la misma manera que se obtuvo el ritmo de incremento,  $r_1$ . Las siguientes ecuaciones son utilizadas para calcular los ángulos de inclinación máximos para  $r_1 + r_2 > X_4$  y para  $r_1 + r_2 < X_4$ .

$$(21)$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{r_1 + r_2 - X_4}\right) - \arccos\left\{\left(\frac{r_1 + r_2}{D_4 - D_1}\right)\right.$$

$$\left. \times \text{sen}\left[\arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{r_1 + r_2 - X_4}\right)\right]\right\}$$

(22)

$$\theta = 180^\circ - \arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{X_4 - (r_1 + r_2)}\right)$$

$$- \arccos\left\{\left(\frac{r_1 + r_2}{D_4 - D_1}\right) \times \text{sen}\left[\arctan\left(\frac{D_4 - D_1}{X_4 - (r_1 + r_2)}\right)\right]\right\}$$

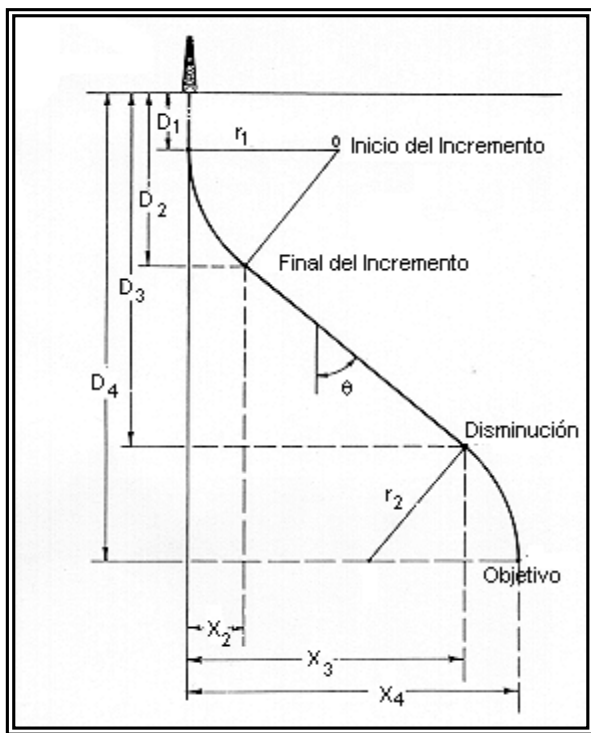


Fig. 78 Trayectoria tipo S para el caso  $r_1 < X_3$  y  $r_1 + r_2 < X_4$ .

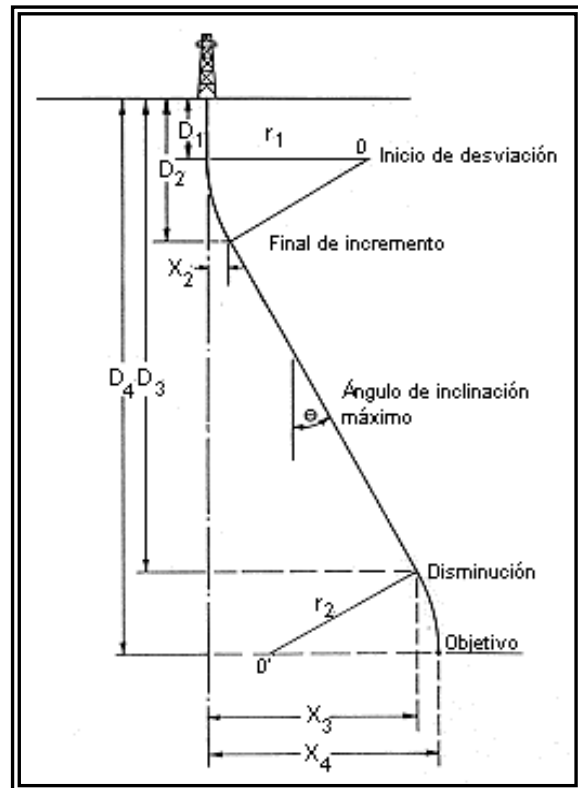


Fig. 79 Trayectoria tipo S para el caso  $r_1 < X_3$  y  $r_1 + r_2 > X_4$ .

- Trayectoria tipo S "Modificada" (incrementar, mantener, disminuir parcialmente y mantener)

La trayectoria de incrementar, mantener, disminuir parcialmente y mantener (fig. 80) es la llamada trayectoria "S" modificada. Considérese que la longitud de arco es:

$$L_{CA} = \frac{\theta'}{q}$$

Del Triángulo Rectángulo CO'B se pueden escribir las siguientes relaciones.

(23a)

$$y \quad L_{CB} = r_2 \text{ sen } \theta'$$

$$S_{BA} = r_2 - r_2 \cos \theta' = r_2 (1 - \cos \theta') \quad (23b)$$

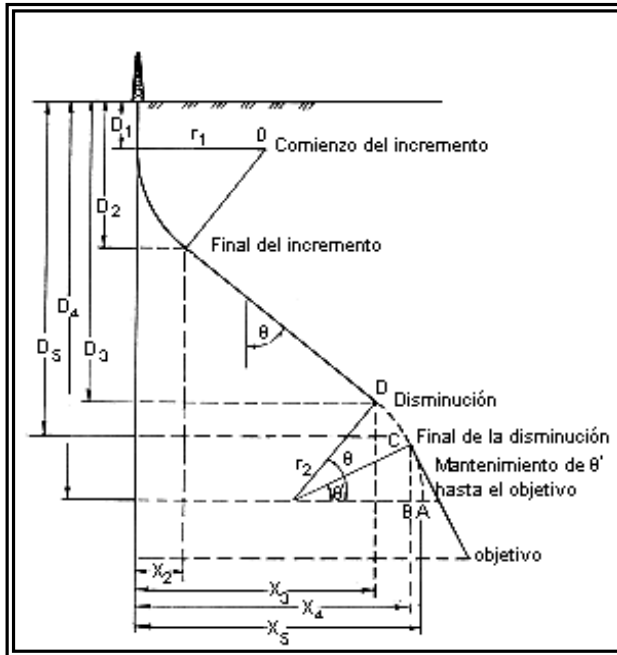


Fig. 80 Trayectoria S modificada para  $r_1 < X_3$  y  $r_1 + r_2 < X_4$ .

Las Ecs. 21 y 22 pueden rearrreglarse sustituyendo

$$D_5 + r_2 \text{sen} \theta' \text{ para } D_4 \text{ y } X_5 + r_2(1 - \text{cos} \theta') \text{ para } X_4.$$

Para cualquiera de las curvas tipo S, las profundidades desarrolladas y los desplazamientos horizontales pueden calcularse del mismo modo que para la trayectoria de incrementar y mantener, derivando las relaciones apropiadas para las distintas geometrías.

• Objetivos múltiples

Cuando se planea un pozo direccional, se proporcionan la profundidad y el desplazamiento horizontal del objetivo, así como sus dimensiones. Los objetivos pueden ser rectangulares, cuadrados o circulares. Si el objetivo es un círculo, el radio es fijado.

Algunas veces existen objetivos múltiples, tal como se muestra en las figs. 81a y 81b. Si estos se encuentran posicionados favorablemente, los diferentes objetivos pueden ser penetrados de manera económica utilizando alguno de los tipos de trayectoria mencionados anteriormente (fig. 81a). Sin embargo, algunas veces, éstos se encuentran alineados desfavorablemente (fig. 81b), por lo que es necesario realizar costosas alteraciones a la trayectoria. La trayec-

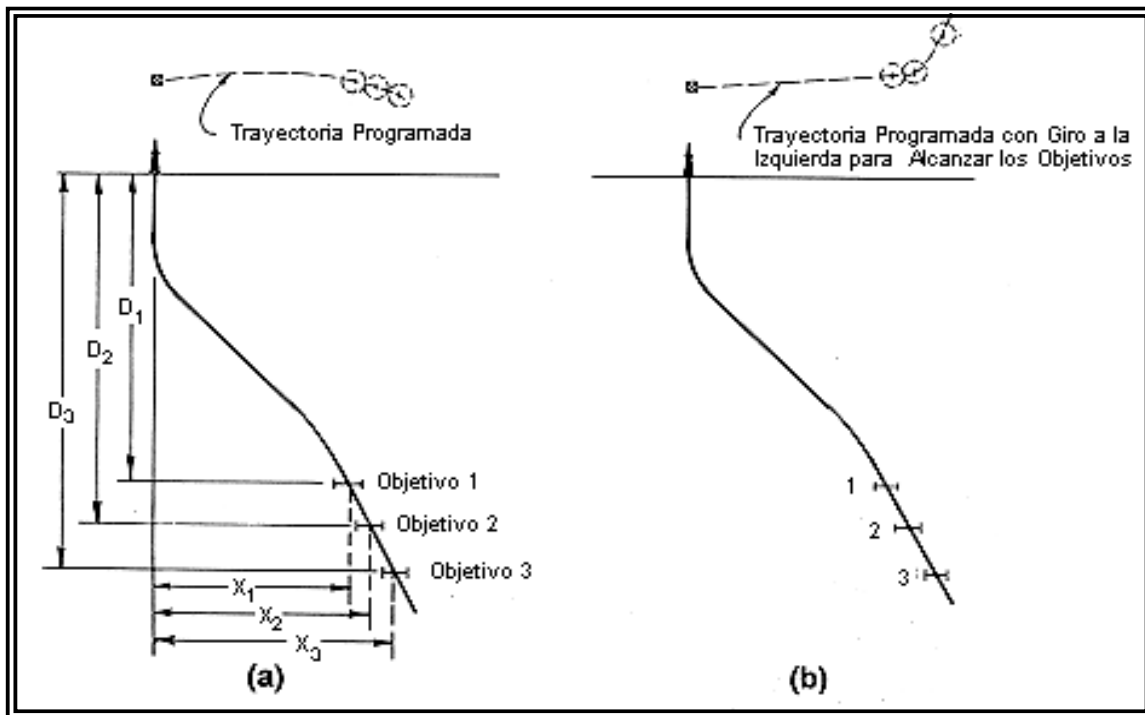


Fig. 81 Pozo direccional utilizado para alcanzar objetivos múltiples.

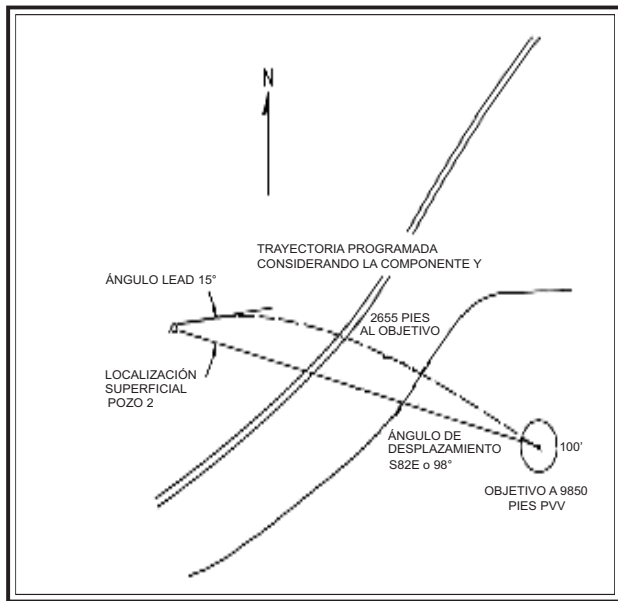


Fig. 82 Vista en planta.

toria en la fig. 81b pudiera resultar costosa y difícil de perforar, aún cuando la sección vertical pareciera ser la misma que la de la fig. 81a. El cambio de dirección para alcanzar al objetivo 3 sería extremadamente difícil de ejecutar, en la mayoría de las situaciones.

• Planeación de la trayectoria en los planos X-Y

El primer paso en la planeación de un pozo es la determinación de la trayectoria en las dimensiones Y-Z (fig. 62). El siguiente paso es considerar la componente X de la trayectoria, la cual parte de la sección del plano vertical entre la localización superficial y el objetivo subsuperficial. La fig.82 es una vista de planta, en la cual se observa la trayectoria planeada en línea recta que va desde la localización superficial del pozo 2 al objetivo con un radio de 30 metros (100 pies). La línea punteada indica una posible trayectoria que la barrena puede seguir debido a determinados factores ejercidos por la barrena misma, por la configuración del aparejo de fondo, las condiciones geológicas, las condiciones generales del agujero y otros factores que serán tratados más adelante.

El área del objetivo proporciona una zona de tolerancia para que la trayectoria del agujero pase a través de ella. Usualmente, el tamaño y las dimensiones del objetivo se basan en factores relacionados con las condiciones de drene del yacimiento, los criterios geológicos y las restricciones de frontera.

Cuando se desvía un pozo, la práctica común es orientar la trayectoria a algún ángulo de dirección específico llamado "principal (lead)". Generalmente, este ángulo está a la izquierda de la línea de desviación del objetivo y varía de 5 a 25°. El valor utilizado generalmente está basado en la experiencia local o en alguna regla de dedo. Investigaciones más recientes sobre la variación de la dirección (o, utilizando un término conocido, el "caminamiento de la barrena"), indican que el ángulo principal puede ser seleccionado basándose en un análisis de pozos de correlación y de otros factores que pueden provocar el caminamiento de la barrena.

Conforme continúa la perforación después de que se ha fijado el ángulo principal, la trayectoria varía en los planos X y Y conforme la barrena penetra en el plano Z. Las figs. 83 y 84 son las vistas vertical y horizontal (elevación y planta) de una trayectoria típica. Una vez pasado el ángulo principal, la trayectoria muestra una tendencia en el sentido de las manecillas del reloj (o hacia la derecha) de caminamiento de la barrena.

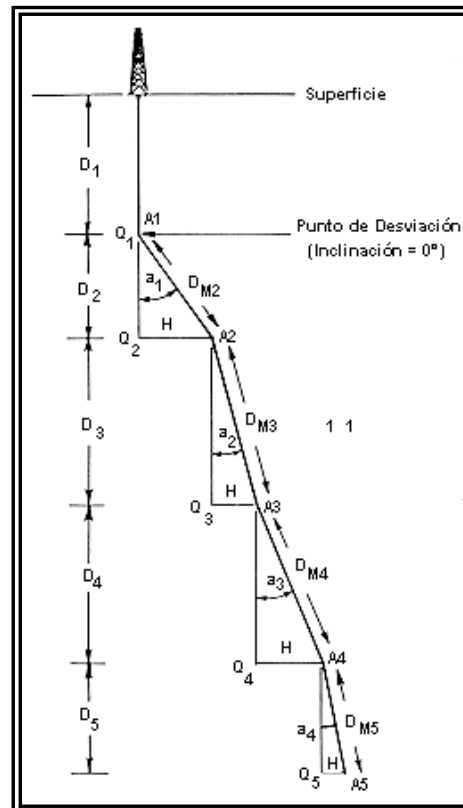


Fig. 83 Cálculo vertical.

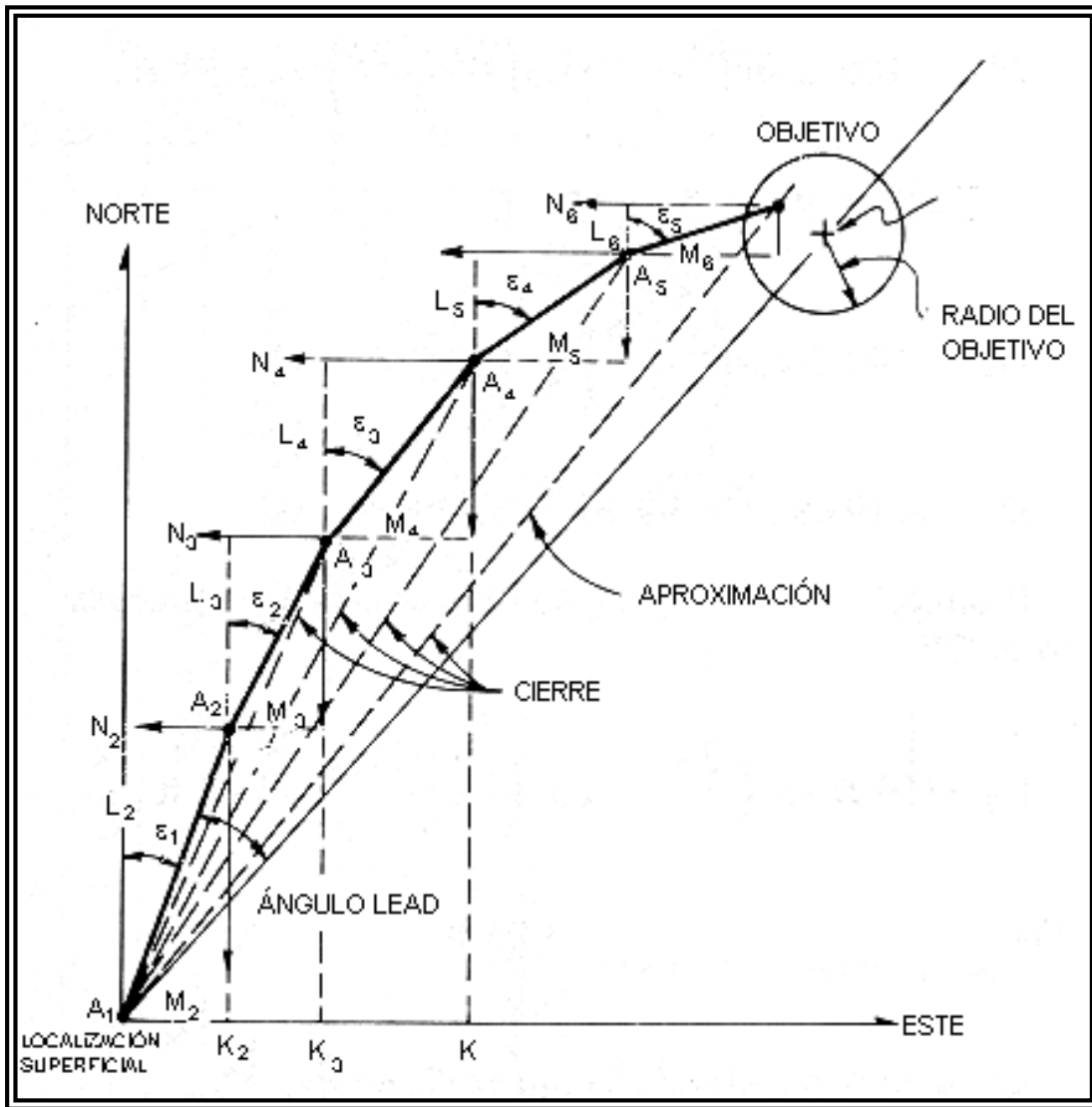


Fig. 84 Cálculo horizontal.

El diseño de la trayectoria inicial no considera el alejamiento de la barrena del plano vertical que existe entre la superficie y el objetivo. Hay muchas maneras para calcular la trayectoria tridimensional de un pozo. El método más común utilizado en campo es la "promediación de ángulos". Este puede ejecutarse con una calculadora de bolsillo con funciones trigonométricas.

Considérese la sección vertical mostrada en la fig. 83. La distancia desde la superficie hasta el punto de desviación es  $D_1$ . En  $A_1$ , el pozo es desviado y perforado hasta  $A_2$ .

El ángulo de inclinación en el punto de desviación es cero. La fig. 84 muestra la vista superior, o en planta, de la trayectoria; el punto  $A_1$  sobre la sección vertical corresponde al punto de inicio. Utilizando el método de promediación de ángulos, se pueden obtener las siguientes ecuaciones para las coordenadas norte/sur ( $L$ ) y este/oeste ( $M$ ).

$$L = \Delta D_M \operatorname{sen} \left( \frac{\alpha_A + \alpha_{A-1}}{2} \right) \cos \left( \frac{\epsilon_A + \epsilon_{A-1}}{2} \right) \quad (24)$$

y

$$M = \Delta D_M \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha_A + \alpha_{A-1}}{2}\right) \operatorname{sen}\left(\frac{\varepsilon_A + \varepsilon_{A-1}}{2}\right) \quad (25)$$

La PVV puede ser calculada por

$$D = \Delta D_M \cos\left(\frac{\alpha_A + \alpha_{A-1}}{2}\right) \quad (26)$$

donde  $\Delta D_M$  es el incremento en la profundidad desarrollada.

### Ejemplo 3

Calcular la trayectoria para el pozo de 8,000 a 8,400 pies, en el que el punto de desviación está a 8,000 pies y el ritmo de incremento es de 1°/100 pies, utilizando un ángulo principal de 10° y un ritmo de migración hacia la derecha de 1°/100 pies. La dirección del ojo de toro (objetivo) es N30E. Suponiendo que los primeros 200 pies son para ajustar el ángulo principal, donde la dirección es mantenida constante hasta 8,200 pies y después se vira a la derecha a un ritmo de 1°/100 pies.

### Solución

Las coordenadas norte y este se calculan utilizando las Ecs. 24 y 25, y la PVV de 8,000 a 8,100 pies se calcula a partir de la Ec. 26.

$$L_2 = 100 \text{ pies} \operatorname{sen}\left(\frac{1^\circ + 0}{2}\right) \cos(20)^* = 0.82 \text{ pies}$$

$$M_2 = 100 \text{ pies} \operatorname{sen}\left(\frac{1^\circ + 0}{2}\right) \operatorname{sen}(20)^* = 0.30 \text{ pies}$$

y

$$D_2 = 100 \text{ pies} \cos\left(\frac{1^\circ + 0}{2}\right) = 99.996 \text{ pies}$$

$$D = 8,000 \text{ pies} + 99.996 \text{ pies} = 8,099.996 \text{ pies}$$

De 8,100 a 8,200 pies:

$$L_3 = 100 \text{ pies} \operatorname{sen}\left(\frac{1+2}{2}\right) \cos\left(\frac{20+20}{2}\right) = 2.46 \text{ pies}$$

Norte total = 0.82 + 2.46 = 3.28 pies.

$$M_3 = 100 \text{ pies} \operatorname{sen}\left(\frac{1+2}{2}\right) \operatorname{sen}\left(\frac{20+20}{2}\right) = 0.90 \text{ pies}$$

Este total = 0.30 + 0.90 = 1.20 pies.

$$D_3 = 100 \text{ pies} \cos\left(\frac{1+2}{2}\right) = 99.966 \text{ pies}$$

$$D = 8,099.996 + 99.966 = 8,199.962 \text{ pies}$$

De 8,200 a 8,300 pies, la dirección cambia a 1°/100 pies de N20E a N21E.

$$L_4 = 100 \text{ pies} \operatorname{sen}\left(\frac{2+3}{2}\right) \cos\left(\frac{20+21}{2}\right) = 4.09 \text{ pies}$$

Norte total = 3.28 + 4.09 = 7.37 pies

$$M_4 = 100 \text{ pies} \operatorname{sen}\left(\frac{2+3}{2}\right) \operatorname{sen}\left(\frac{20+21}{2}\right) = 1.53 \text{ pies}$$

Este total = 1.20 + 1.53 = 2.73 pies

$$D_4 = 100 \text{ pies} \cos\left(\frac{2+3}{2}\right) = 99.90 \text{ pies}$$

$$D = 8,199.962 + 99.90 = 8,299.862 \text{ pies}$$

De 8,300 a 8,400 pies, la dirección cambia todavía más hasta N22E.

$$L_5 = 100 \text{ pies} \operatorname{sen}\left(\frac{3+4}{2}\right) \cos\left(\frac{21+22}{2}\right) = 5.68 \text{ pies}$$

Norte total = 7.37 + 5.68 = 13.05 pies

$$M_5 = 100 \text{pies} \sin\left(\frac{3+4}{2}\right) \sin\left(\frac{21+22}{2}\right) = 2.24 \text{pies}$$

Este total = 2.73 + 2.24 = 4.97 pies

$$D_5 = 100 \text{pies} \cos\left(\frac{3+4}{2}\right) = 99.81 \text{pies}$$

$$D = 8,299.862 + 99.81 = 8,399.672 \text{pies}$$

El desplazamiento total a cada profundidad puede calcularse de cada triángulo - A<sub>1</sub>A<sub>2</sub>K<sub>2</sub>, A<sub>2</sub>A<sub>3</sub>K<sub>3</sub>, A<sub>3</sub>A<sub>4</sub>K<sub>4</sub>, y A<sub>4</sub>A<sub>5</sub>K<sub>5</sub> - y el ángulo de desviación puede ser determinado del objetivo de cada triángulo:

$$\text{desplazamiento total} = \sqrt{(\text{norte total})^2 + (\text{este total})^2}$$

$$\text{ángulo de desviación} = \arctan\left(\frac{\text{este total}}{\text{norte total}}\right)$$

La Tabla 1 es una tabulación de los cálculos obtenidos. Utilizando el ritmo de incremento de 1°/100 pies, calcular la PVV variando la inclinación de 0 a 4°. Calcular primero el radio de curvatura, r1, utilizando la Ec. 1:

$$r_1 = \frac{180^\circ}{\pi} \times \frac{100 \text{pies}}{1} = 5,730 \text{pies}$$

Después encontrar la PVV, D, utilizando la Ec.26:

$$D = 8,000 \text{pies} + 5,730 \text{pies} \sin 4.0^\circ = 8,399.70 \text{pies}$$

El Ejemplo 3 nos muestra como se determina la variación de la trayectoria en la dirección del plano. El ángulo de desviación en la Tabla 1 muestra el efecto del ritmo de 1°/100 pies de cambio en la dirección, donde el ángulo se incrementa del norte al este en sentido de las manecillas del reloj. Los mismos cálculos pueden ser utilizados en cualquiera de los cuadrantes respetando la convención de signos adecuada. Se debe poner especial atención durante la planeación de una trayectoria que esté cercana a los 0° (primer cuadrante) y a los 360° (cuarto cuadrante). Por ejemplo, el promedio de 359° y 1° sería 180°, mientras que de 358° y 360° sería 359°. Lógicamente, la manera de manejar este problema es continuar con la notación de ángulos en sentido de las manecillas del reloj, de tal manera que 359° y 1° son 359° y 361°, los cuales promedian 360°.

Los pasos para planear una trayectoria son los siguientes:

A partir de consideraciones geológicas o de otro tipo, establecer la profundidad del objetivo, el número de objetivos, el radio del objetivo y el desplazamiento horizontal al mismo.

Seleccionar el punto de desviación que parezca apropiado y escoger el tipo de trayectoria. Realizar un plan en dos dimensiones.

Calcular el punto de máxima inclinación y demás información de la trayectoria.

D <sub>M</sub> (pies)	TVD (pies)	Norte N (pies)	Este N (pies)	Desplazamiento (pies)	Ángulo de Desplazamiento* (grados)
8,000	8,000.00	0.00	0.00	0.00	-
8,100	8,099.99	0.82	0.30	0.87	20.1
8,200	8,199.96	3.28	1.20	3.49	20.1
8,300	8,299.86	7.37	2.73	7.86	20.33
8,400	8,399.67	13.05	4.97	13.97	20.85

TABLA 1- Datos del ejemplo 3

\*Nótese que el enunciado del problema requiere que el ángulo de desviación sea de 20° a 8,200 pies. Los errores de redondeo involucrados en distancias muy pequeñas de desviación pueden provocar que el ángulo de desviación calculado sea diferente.

Determinar el ángulo principal y estimar el ritmo de cambio en la dirección.

Calcular la trayectoria del pozo en tres dimensiones para alcanzar el objetivo utilizando el plan inicial de dos dimensiones como guía. Esto reduce el número de cálculos de ensayo y error.

Con este procedimiento se puede obtener una trayectoria para la mayoría de los pozos direccionales. Las consideraciones prácticas en el diseño de un pozo direccional se verán a continuación.

#### *Consideraciones para la selección del tipo de trayectoria*

**Los parámetros necesarios para la planeación** de pozos direccionales dependen de la zona en que se realizará la perforación. De esta zona se debe conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores. Realizando un análisis de esta información, se deben considerar los siguientes factores:

**Características del objetivo.** La forma, tamaño y profundidad vertical del objetivo son parámetros básicos que pueden obtenerse de los diferentes estudios realizados en la zona o región. La correcta caracterización de las formaciones por atravesar, constituye el factor básico para la selección de las condiciones óptimas de operación durante la perforación del pozo.

**Profundidad vertical del objetivo.** Este dato no es posible modificarlo, ya que es función de la profundidad a la cual se encuentra la estructura productora.

**Localización del equipo.** La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar. Se deberá aprovechar la tendencia que presentan determinadas formaciones de desviar el curso de la barrena o de mantener su rumbo durante la perforación, de tal manera que la barrena sea dirigida hacia el objetivo según la trayectoria planeada. El conocimiento de las tendencias de desviación y el tipo de formaciones, determinará la posición del equipo de perforación, la profundidad de inicio de desviación y en consecuencia, del desplazamiento horizontal a los objetivos.

**Desplazamiento horizontal del objetivo.** Este valor es función de la localización superficial que tenga el equipo de perforación. Se supone que dicha localización fue determinada considerando la distribución estructural de las formaciones a perforar, por lo tanto puede considerarse como un dato fijo.

Profundidad de inicio de desviación (KOP). Este dato debe obtenerse considerando las características de las formaciones a perforar. Se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves a medias suaves, además es conveniente que las zonas geopresionadas se atraviesen con un ángulo constante. Puede considerarse que la profundidad del KOP y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

**Velocidad de incremento de ángulo.** Si el espesor y la tendencia de presurización de las formaciones que se espera encontrar lo permiten, se pueden utilizar diferentes velocidades de incremento para calcular un juego de trayectorias. El contar con un conjunto de trayectorias para un mismo objetivo, le permitirán al personal encargado de las operaciones direccionales seleccionar la más conveniente de acuerdo a los ángulos máximos observados y a la experiencia acumulada en otros pozos. Si de antemano se conoce la velocidad de incremento de ángulo con la cual se obtiene un buen desarrollo de la perforación, no será necesario diseñar trayectorias alternas.

**Tipo de formación.** Siempre que se analice un estudio direccional, se deberá tomar en cuenta la columna geológica que se desea perforar, clasificando la compacidad y la dureza de las formaciones a atravesar, así como los echados regionales para intentar predecir la variación del rumbo del pozo durante la perforación.

**Diámetro del pozo.** El diámetro del pozo y consecuentemente, el programa de tuberías de revestimiento, son parámetros que dependen de la profundidad del objetivo, de las características de las formaciones a perforar y de la producción esperada.

**Fluido de perforación.** El tipo de lodo a utilizar, así como sus características de lubricación y arrastre son factores que deben ser supervisados continuamente durante la perforación.

Para la perforación de un pozo direccional se han fijado ciertas restricciones en la desviación: en el tramo vertical, el pozo se debe mantener dentro de un cilindro imaginario de 25 pies de radio, mientras que en la sección desviada no debe salirse de un cilindro de 50 pies de radio, alcanzando el objetivo dentro de un diámetro de 50 pies (termina en punta). Al cilindro imagi-



nario se le conoce como cilindro de control.

- Consideraciones anticolidión

La colisión con pozos vecinos puede ser un problema cuando se perforan varios pozos a partir de una misma localización superficial, lo cual es especialmente cierto en el caso de plataformas marinas que tienen pozos adyacentes en producción y una colisión podría resultar en una situación extremadamente peligrosa. La planeación anticolidión comienza con la toma de registros de desviación exactos del pozo en cuestión y con la recolección de todos los pozos vecinos, así como de un juego completo de los programas de pozos a perforar en el futuro en la misma localización o plataforma. Los registros y los programas de los pozos se utilizan para "mapear" el pozo propuesto con respecto a todos los existentes y a los propuestos. Estos mapas, llamados comúnmente "arañas" muestran la proyección horizontal de los conductores. Estas arañas generalmente están construidas a una escala pequeña para proporcionar una vista general del campo (ver fig. 85), aunque también pueden construirse en una escala mayor para permitir realizar análisis detallados de una parte específica del campo, tal como la localización superficial (fig. 86). La araña puede ser utilizada para trazar una trayectoria programada y analizar visualmente el riesgo de colisionar con

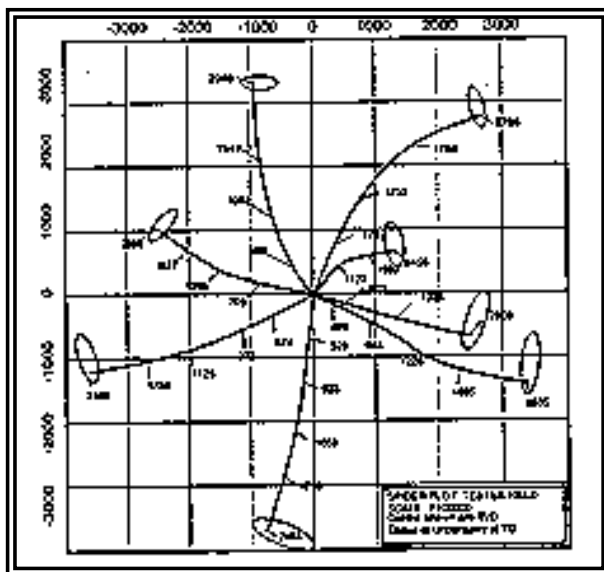


Fig. 85 Araña a escala pequeña.

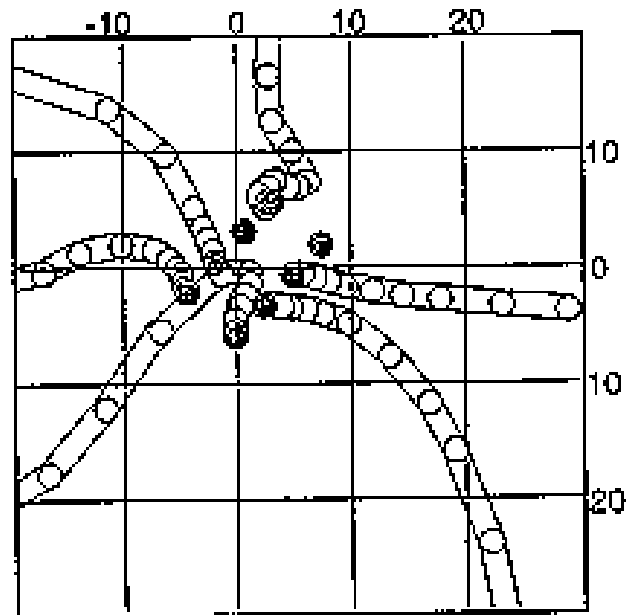


Fig. 86 Araña a escala grande.

otros pozos.

Actualmente, existen varios programas que ofrecen un análisis anticolidión o un análisis de proximidad. El realizar estos cálculos a mano no es práctico debido a que se involucran una gran número de estaciones de registro. Uno de los análisis de proximidad más comunes es el conocido como Cilindro Viajero.

### Cálculo de la trayectoria de un pozo direccional

#### Datos e información requerida

Para elaborar el cálculo del proyecto direccional se deberán tener los siguientes datos:

- Coordenadas del conductor ( $X_c$ ,  $Y_c$ )
- Coordenadas del objetivo ( $X_o$ ,  $Y_o$ )
- Profundidad vertical del objetivo.

Con esta información preliminar es posible determinar las siguientes incógnitas:

- Desplazamiento horizontal
- Rumbo
- Ángulo máximo.

Métodos de cálculo

El método normal para determinar la trayectoria de un pozo es establecer las coordenadas. Se utiliza algún tipo de instrumento de medición, para determinar la inclinación y la dirección a diferentes profundidades (estaciones) y con esto, calcular la trayectoria. Es muy importante saber que los valores de inclinación y dirección pueden obtenerse a profundidades preseleccionadas.

La fig. 87 muestra parte de la trayectoria en la cual

se han tomado registros direccionales en las estaciones  $A_2$ ,  $A_3$  y  $A_4$ . En cada estación se miden los ángulos de inclinación y dirección, así como distancia entre estaciones. Cada ángulo de dirección obtenido por medio de un dispositivo magnético debe ser corregido con respecto al norte verdadero y cada giroscópico debe corregirse por la inclinación. Todas las lecturas de dirección están corregidas para la declinación de la interferencia magnética, y que la conversión a la inclinación es realizada por los dispositivos giroscópicos.

Existen 18 o más técnicas de cálculo para determinar la trayectoria del agujero. La principal diferencia entre dichas técnicas es que un grupo utiliza aproximaciones de línea recta y el otro supone que el pozo es una curva y se aproxima con segmentos de curvas. Derivar cada método está fuera del alcance de este capítulo.

Método tangencial

El método más simple utilizado por años ha sido el método tangencial. La derivación original se desconoce. El desarrollo matemático utiliza la inclinación y dirección en una estación de registro direccional  $A_2$  (fig. 87) y supone que los ángulos proyectados permanecen constantes sobre todo el tramo de trayectoria precedente  $D_{M2}$  a  $A_2$ . Los ángulos en  $A_1$  no se toman en cuenta.

Se puede demostrar que la coordenada de latitud norte/sur  $L$ , puede ser calculada utilizando la Ec. 27 para cada tramo  $D_{M_i}$

$$L_i = D_{M_i} \text{sen}(\alpha_i) \cos(\epsilon_i) \tag{27}$$

De igual manera, la coordenada este/oeste  $M$  se determina por medio de la Ec. 28:

$$M_i = D_{M_i} \text{sen}(\alpha_i) \text{sen}(\epsilon_i) \tag{28}$$

El segmento de PVV se calcula por medio de la Ec. 29:

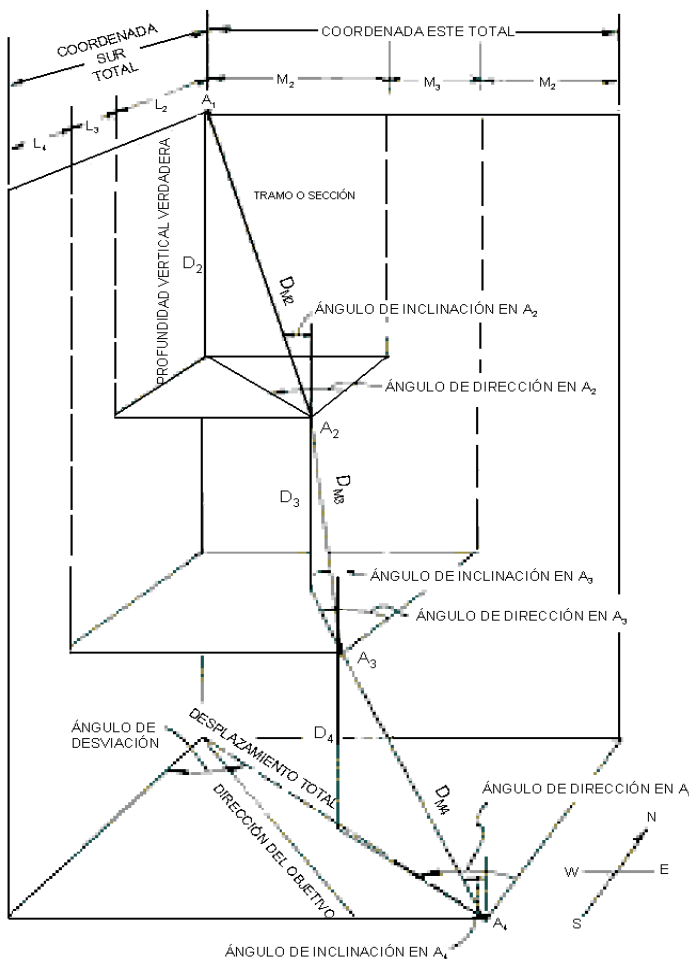


Fig.87 Vista tridimensional de un pozo mostrando las componentes X, Y y Z de la trayectoria.v.

$$(29) \quad D_i = D_{Mi} \cos\left(\frac{\alpha_i + \alpha_{i-1}}{2}\right)$$

Para calcular las coordenadas totales norte/sur y este/ oeste y la PVV,

$$D_i = D_{Mi} \cos(\alpha_i)$$

$$(30) \quad L_n = \sum_{i=1}^n L_i$$

$$(31) \quad M_n = \sum_{i=1}^n M_i$$

y

$$(32) \quad D_n = \sum_{i=1}^n D_i$$

Método de ángulo promedio o del promedio angular

Se ha reconocido que el método tangencial provoca un error por no considerar la inclinación y la dirección previas. El método de ángulo considera el promedio de los ángulos  $\alpha_1, \varepsilon_1$ , y  $\alpha_2, \varepsilon_2$  sobre un incremento de longitud  $D_2$  para calcular  $L_2, M_2$ , y  $D_2$ . Las Ecs. 24 a la 26 son las relaciones de promedio angular y de ángulo promedio:

$$L_i = D_{Mi} \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha_i + \alpha_{i-1}}{2}\right) \cos\left(\frac{\varepsilon_i + \varepsilon_{i-1}}{2}\right)$$

$$y \quad M_i = D_{Mi} \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha_i + \alpha_{i-1}}{2}\right) \operatorname{sen}\left(\frac{\varepsilon_i + \varepsilon_{i-1}}{2}\right)$$

$$L_n = \sum_{i=1}^n L_i$$

$$M_n = \sum_{i=1}^n M_i$$

$$D_n = \sum_{i=1}^n D_i$$

Basándose en las Ec.s 24 a la 26, el cálculo de la trayectoria puede ser fácilmente obtenido en forma tabular o puede ser programado en una calculadora de bolsillo. La Tabla 2 muestra una secuencia de pasos utilizados en la técnica de promedio angular para determinar las coordenadas de la trayectoria a partir de valores medidos de inclinación y dirección.

\*En el punto  $X_1$  (punto de inicio de desviación) introduzca el valor de cero para la inclinación en las columnas (B), (C), (E), las columnas de la (H) a la (Q) también serán cero.

\*\*En el punto  $X_2$  (primera estación de registro direccional) introduzca el valor promedio para la inclinación (E). Utilice la dirección real en las columnas (J) y (K). No utilice el azimuth promedio en la columna (K) para cálculos en el punto  $X_2$ .

DATOS DE REGISTRO DE DESVIACIÓN			CÁLCULOS DE PROF. VERTICAL				COORDENADAS DE LA TRAYECTORIA				COORDENADAS TOTALES				DESP. TOTAL	ÁNG. DESVIACIÓN								
PROF. DES.	ÁNG. DE INCLINACIÓN	DIRECCIÓN	LONGTUD. DE TRAMO	INCLINACIÓN PROMEDIO $\frac{\alpha_i + \alpha_{i-1}}{2}$	(D)COS (E)	PVV $\sum(d)$	(D)SEN (E)	AZIMUTH H	AZIMUTH PROMEDIO $\frac{\varepsilon_i + \varepsilon_{i-1}}{2}$	(H)COS (K) N-S	(H)SEN (K) E-O	$\sum(L)$ N-S	$\sum(M)$ E-O	$\sqrt{(N)^2 + (O)^2}$	ARCTAN $\left(\frac{O}{N}\right)$									
X	(A)	ax	(C)	(D)	(E)	(d)	(G)	(H)	(K)	(L)	(M)	(N)	(O)	(P)	(Q)									
*1	7100	0	0	7100	0	7100	0	7100	0	0	0	0	0	0	0									
**2	7200	10.1	S 68W	100	5.05	99	61	7199	61	8	80	248	248	-3	30	-8	16	-3	30	-8	16	8	80	S 68W
3	7300	13.4	S 65W	100	11.75	97	90	7297	51	20	36	245	246.5	-8	12	-18	67	-11	42	-26	83	29	16	S 67W
4	7400	16.3	S 57W	100	14.85	96	66	7394	17	25	63	237	241	-12	43	-22	42	23	85	-49	25	54	72	S 64W
5	7500	19.6	S 61W	100	17.95	95	13	7489	3	30	82	241	239	-15	87	-26	42	-39	72	-75	67	85	46	S 62W
6																								
7																								
8																								
9																								
10																								

Tabla 2

Columna en la Hoja de Cálculo	Valor a ser Obtenido	Fuente o Ecuación para Obtener el Valor
A	<i>Profundidad desarrollada:</i> La longitud real del agujero desde la superficie a cualquier estación específica.	Registro direccional
$\alpha$ o a	<i>Ángulo de inclinación:</i> El ángulo del agujero medido a partir de la vertical.	Registro direccional
C	<i>Dirección:</i> La dirección de la trayectoria del pozo.	Registro direccional
D	<i>Longitud del tramo:</i> La diferencia en la profundidad desarrollada de una estación a otra.	$A_x - A_{(x-1)}$
E	<i>Inclinación promedio:</i> El promedio aritmético de los ángulos de inclinación en los extremos superior e inferior de cada tramo o sección.	$\frac{\alpha_x + \alpha_{(x-1)}}{2}$
d	<i>Profundidad vertical del tramo o sección:</i> La diferencia en la profundidad vertical de una estación a otra.	$(D)\cos(E)$
G	<i>Profundidad vertical verdadera:</i> La sumatoria de las profundidades verticales de las secciones de un pozo inclinado.	$\sum(d)$
H	<i>Desplazamiento del tramo:</i> La distancia entre dos puntos que son proyectados hacia un plano horizontal.	$(D)\sin(E)$
$\epsilon$	<i>Azimuth:</i> La dirección de un tramo o sección medida en dirección de las manecillas del reloj de 0° a 360°; 0° es el norte.	Registro direccional, en grados
K	<i>Azimuth promedio:</i> El promedio aritmético de los azimuths en los extremos finales de los tramos.	$\frac{\epsilon_x + \epsilon_{(x-1)}}{2}$
L	<i>Coordenadas norte/sur de los tramos de trayectoria:</i> El desplazamiento de la componente del tramo de una estación a otra; valor negativo =sur.	$(H)\cos(K)$
M	<i>Coordenadas este/oeste de los tramos de trayectoria:</i> El desplazamiento de la componente del tramo de una estación a otra; valor negativo =oeste.	$(H)\sin(K)$
N	<i>Coordenadas totales norte/sur:</i> La sumatoria de los desplazamientos en la dirección norte/sur (sur es negativo).	$\sum(L)$
O	<i>Coordenadas totales este/oeste:</i> La sumatoria de los desplazamientos en la dirección este/oeste (oeste es negativo).	$\sum(M)$
P	<i>Desplazamiento total:</i> La distancia más corta del agujero vertical a cada punto de estación.	$\sqrt{(N)^2 + (O)^2}$
Q	<i>Dirección del desplazamiento:</i> La dirección de la proyección vertical al plano horizontal desde la estación hasta la superficie. Se debe tomar el valor calculado y debe ponerse en el cuadrante apropiado. Ver convención de signos.	$\arctan \frac{(O)}{(N)}$

Fig. 88 Método de promedio angular.

Ejemplo 4

Determinar las coordenadas de la trayectoria para los puntos de medición corregidos mostrados en la tabla 3.

TABLA 3 DATOS PARA EL EJEMPLO 4.

D <sub>M</sub> (pies)	Ángulo de Inclinación	Ángulo de Dirección
7,100	0	0
7,200	10.1	S68W
7,300	13.4	S65W
7,400	16.3	S57W
7,500	19.6	S61W

**Solución**

Utilizando paso a paso el procedimiento de la figura 88, se obtiene la tabla 2 con los resultados finales.

*Método de curvatura mínima*

El método de curvatura mínima utiliza los ángulos en A<sub>1</sub> y A<sub>2</sub>, y supone un pozo curvado sobre el tramo o sección D<sub>2</sub> y no en línea recta, tal como se muestra en la fig. 89.

La fig. 90 muestra el tramo con curvatura y las dos estaciones de registro direccional A<sub>1</sub> y A<sub>2</sub>. Este método

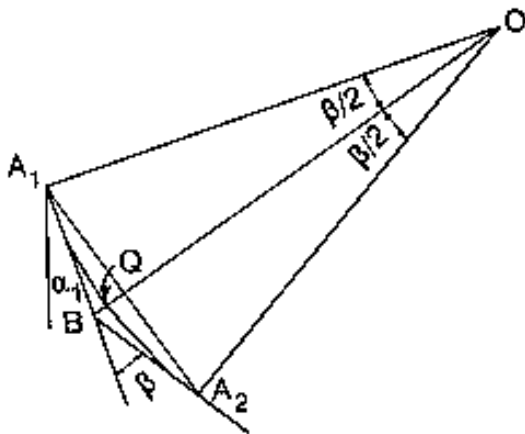


Fig. 89 Representación del factor de relación de mínima curvatura, F.

do incluye el cambio total en el ángulo de la tubería b entre A<sub>1</sub> y A<sub>2</sub>. El ángulo total, el cual se discute y obtiene con la siguiente sección, puede ser escrito para el método de mínima curvatura como

$$(33)$$

$$\cos \beta = \cos(\alpha_1 - \alpha_2) - \{ \sin(\alpha_1) \sin(\alpha_2) [1 - \cos(\epsilon - \epsilon)] \}$$

Como se muestra en la Fig. 89, los segmentos de línea recta A<sub>1</sub>B+BA<sub>2</sub> son tangentes a los segmentos de curva A<sub>1</sub>Q+QA<sub>2</sub> en los puntos A<sub>1</sub> y A<sub>2</sub>. De donde se obtiene

$$A_1Q = OA_1 \cdot \beta/2,$$

$$QA_2 = OA_2 \cdot \beta/2,$$

$$A_1B = OA_1 \times \tan(\beta/2),$$

$$BA_2 = OA_2 \cdot \tan(\beta/2),$$

y que

$$A_1B / A_1Q = \tan(\beta/2) / (\beta/2) = 2/\beta \tan(\beta/2)$$

y

$$BA_2 / QA_2 = \tan(\beta/2) / (\beta/2) = 2/\beta \tan(\beta/2).$$

Un factor de las relaciones entre la sección de línea recta contra la sección curva se define como F, don-

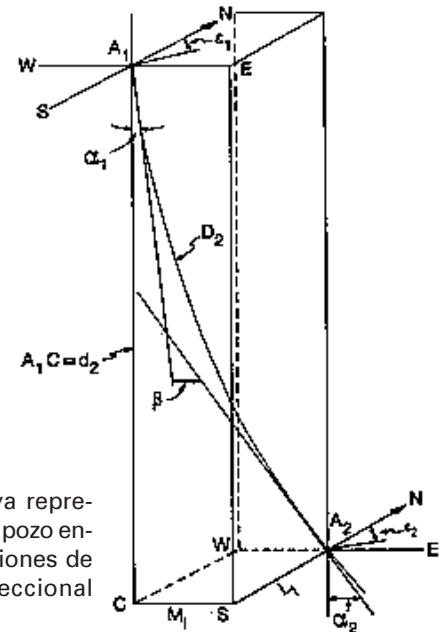


Fig. 90 Curva representando un pozo entre las estaciones de registro direccional A<sub>1</sub> y A<sub>2</sub>.

de

$$F = 2/\beta \tan(\beta/2) \tag{34}$$

Si  $\beta$  es menor a 0.25 radianes, es razonable fijar a  $F=1.0$ . Una vez que  $F$  es conocida, las coordenadas norte/sur y este/oeste faltantes, así como la PVV pueden ser calculadas utilizando las siguientes ecuaciones.

$$\tag{35}$$

$$M_i = (D_i / 2) [\text{sen}(\alpha_{i-1}) \text{sen}(\epsilon_{i-1}) + \text{sen}(\alpha_i) \text{sen}(\epsilon_i)] F_i \tag{36}$$

$$L_i = (D_i / 2) [\text{sen}(\alpha_{i-1}) \text{cos}(\epsilon_{i-1}) + \text{sen}(\alpha_i) \text{cos}(\epsilon_i)] F_i \tag{37}$$

$$D_i = (D_i / 2) [\text{cos}(\alpha_{i-1}) + \text{cos}(\alpha_i)] F_i$$

Los desplazamientos totales y la PVV se calculan utilizando de las Ecs. 30 a la 32.

Otros métodos de cálculo que han sido comúnmente utilizados son el método tangencial balanceado, el método del radio de curvatura, el método del mercurio, el método de aceleración, el método trapecoidal y el método de promedio vectorial. Es interesante observar que los métodos tangencial balanceado, trapecoidal, de promedio vectorial y aceleración, aún cuando se obtienen de diferentes maneras, generan las mismas fórmulas matemáticas para las

coordenadas norte/sur y este/oeste y para la PVV.

En cuanto a cuál de los métodos proporciona mejores resultados, la tabla 4 compara seis de los diferentes métodos utilizando información tomada de un pozo de prueba. Obsérvese que el método tangencial muestra un error considerable para  $M$ ,  $L$  y  $D$ . Ésta es la razón por la cual ya no se utiliza este método. Las diferencias entre los métodos de ángulo promedio, de mínima curvatura y tangencial balanceado son tan pequeñas que cualquiera de los métodos puede ser utilizado para calcular la trayectoria.

Dirección: Norte  
 Intervalo de medición: 100 pies  
 Ritmo de incremento: 3°/100 pies  
 Inclinación total: 60° a 2,000 pies

Tabla 4 Comparación de exactitud entre varios métodos de cálculo dirección norte.

Método de Cálculo	PVV, Diferencia Entre la Real (pies)	Desplazamiento del Norte, Diferencia Entre el Real (pies)
Tangencial	1,628.61	998.02
	-25.38	+43.09
Tangencial balanceado	1,653.61	954.72
	-0.38	-0.21
Ángulo promedio	1,654.18	955.04
	+0.19	+0.11
Radio de curvatura	1,653.99	954.93
	0.0	0.0
Curvatura mínima	1,653.99	954.93
	0.0	0.0
Mercurio	1,153.62	954.89
	-0.37	0.04

Con la aparición de las calculadoras programables de bolsillo, el método de curvatura mínima se ha vuelto el más utilizado.

## Aspectos de operación

### *Dispositivos para medición de la dirección*

La trayectoria real de un pozo, se determina midiendo la inclinación y la dirección a varias profundidades. Posteriormente, se aplica esta información a uno de los métodos de cálculo presentados en la sección anterior. Esto se realiza principalmente para orientar de manera adecuada el equipo desviador, ya sea una cuchara, la tobera de una barrena de chorro, un estabilizador con excentricidad, un codo desviador o un bent housing.

Anteriormente, la inclinación y dirección se determinaban con herramientas magnéticas y giroscópicas (single o multishot). Todas estas herramientas son autónomas y pueden ser alimentadas por baterías o desde la superficie. Las herramientas magnéticas se corrían con línea de acero, o en los lastrabarrenas cuando se están realizando viajes con la tubería. Algunas herramientas giroscópicas son corridas con cable conductor, lo cual permite que las mediciones puedan ser leídas en superficie, además de que la energía es transmitida hacia la herramienta por el mismo cable. Las herramientas giroscópicas son corridas con baterías.

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 se proporciona con baterías, cable conductor o por un generador accionado por el fluido de perforación. Si la herramienta de medición es colocada en el aparejo de fondo, cerca de la barrena, y las mediciones son tomadas durante la perforación, a ésta se le llama: herramienta de medición durante la perforación o MWD (measurement while drilling).

Estos instrumentos constituyen un elemento vital para el buen desarrollo de la perforación direccional; puede decirse que conforman los ojos con los cuales, el personal encargado de las operaciones puede "ver" la trayectoria que sigue el pozo.

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

- Instrumentos giroscópicos
- Herramienta de orientación direccional
- Sistemas MWD.

Con excepción de los instrumentos dotados con giroscopios, los demás necesitan de un lastrabarrena monel o antimagnético para obtener resultados confiables. Esto se debe a que pueden verse afectados por materiales metálicos cercanos (tuberías de revestimiento de pozos cercanos) o por el campo magnético terrestre.

El intervalo de registro se ha estandarizado, considerándose que es recomendable registrar a cada 30 metros de agujero desviado.

#### • *Instrumentos giroscópicos*

Como ya se mencionó, estos instrumentos no requieren del uso de un lastrabarrena antimagnético, ya que un giroscopio toma el lugar de la brújula magnética.

Ya sea desde superficie o mediante un sistema de encendido automático, el giroscopio se pone en funcionamiento a unas 40,000 o 60,000 rpm. Esta operación genera un campo magnético que elimina el efecto del campo magnético terrestre, permitiendo registrar el norte verdadero.

Para la interpretación del registro se utiliza un lector que amplifica la fotografía. La pantalla del visor se coloca de tal manera, que la línea norte-sur pueda ponerse sobre la manecilla indicadora del norte en la fotografía. De esta manera, es posible leer directamente el rumbo verdadero en la circunferencia del lector e inspeccionar en forma precisa el grado de inclinación del agujero.

#### • *Herramientas de orientación direccional*

Este tipo de herramientas fueron utilizadas ampliamente en Petróleos Mexicanos en años pasados. Constan de una probeta con equipo electrónico. Esta se adapta a una varilla con "pata de mula", la cual se asienta en la base correspondiente del orientador.

La probeta está conectada a un cable conductor, por

medio del cual se envía la información de las condiciones direccionales del pozo a la superficie; este cable pasa por un estopero que está conectado a la manguera del stand pipe, por medio de la cual se bombea el fluido de perforación para operar el motor del instrumento. El cable transmite la información a una computadora, la cual procesa los datos y presenta la inclinación y el rumbo del pozo, así como la posición de la cara de la herramienta desviadora. Cabe mencionar que la probeta queda localizada aproximadamente a la mitad del lastrabarrena antimagnético.

#### • *Sistemas MWD*

Desde hace algunas décadas, las compañías buscaron la manera de registrar las formaciones durante la perforación, aunque tecnológicamente era muy difícil fabricar herramientas que pudieran contrarrestar las difíciles condiciones de fondo y transmitir información confiable. Diferentes métodos de transmisión fueron utilizados: electromagnéticos, acústicos, de pulsos, de modulación de pulsos, o cable y tubería. De todos los métodos de transmisión, los de pulsos de presión y los de modulación de pulsos han evolucionado a sistemas comerciales actualmente utilizados por la comunidad de perforación direccional.

Los dos sistemas MWD más comunes son el sistema de pulsos de presión y el de transmisión de pulsos modulados de presión.

El sistema MWD utiliza pulsos para transmitir la información de la herramienta a la superficie en forma digital (binaria). Estos pulsos son convertidos en energía eléctrica por medio de un transductor en superficie, los cuales son decodificados por una computadora.

Existen diversas compañías que proporcionan este servicio a la industria petrolera en todo el mundo, siendo los sistemas más utilizados en la actualidad para el control direccional de los pozos.

#### • *Herramientas y/o equipo de desviación*

Para la perforación direccional es sumamente importante contar con las herramientas desviadoras adecuadas, así como con las barrenas, herramientas auxiliares y la instrumentación apropiadas. Las herramientas desviadoras son el medio para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo.

La apertura de la llamada ventana (KOP), resulta una etapa crítica durante la perforación de un pozo direccional, ya que un inicio correcto de la desviación dará la pauta para lograr un desarrollo satisfactorio del curso.

Conforme la perforación direccional evolucionó, las herramientas desviadoras han sufrido cambios considerables en su diseño, provocando que en la actualidad no se utilicen algunas de las herramientas usadas en los orígenes de esta técnica de perforación. Tal es el caso de los desviadores de pared, de las barrenas de chorro, entre otras, predominando en la actualidad el uso de motores de fondo dirigibles o geonavegables en la perforación de pozos direccionales. A continuación se mencionarán algunas de estas herramientas de manera general sólo con fines didácticos.

#### • *Desviador de pared*

Actualmente estas herramientas son utilizadas comúnmente en pozos multilaterales y pueden ser de tipo recuperable o permanente.

Desviador de pared recuperable. Constan de una cuña larga invertida de acero, cóncava, con el lado interior acanalado para guiar la barrena hacia el rumbo de inicio de desviación. Los ángulos para los cuales están diseñados estos desviadores, varían entre 1 y 5 grados; en su parte inferior tienen una especie de punta de cincel para evitar que giren cuando la barrena está trabajando. En la parte superior de la barrena, se instala un lastrabarrena o porta barrena, el cual permite recuperar el desviador (figura 91).



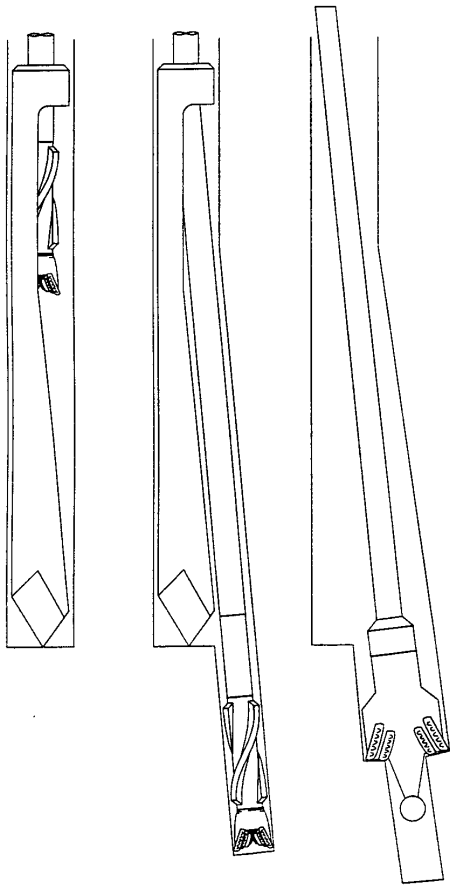


Fig. 91 Desviador de pared.

Desviador de pared permanente. Estos desviadores se colocan en agujeros ademados (donde existan obstrucciones por colapso de la T.R.) o en agujeros descubiertos que contengan un medio donde asentarlos (un tapón de apoyo o un pescado con media junta de seguridad). Comúnmente, se coloca con un conjunto compuesto por un molino, un orientador y tubería extrapesada. Una vez orientada la herramienta se le aplica peso y se rompe el pasador que une el desviador con el molino, girando lentamente la sarta de molienda. Este tipo de desviador sigue siendo utilizado sobre todo en pozos con accidentes mecánicos.

#### • Barrena de chorro

Este barrena era utilizada para desviar en formaciones suaves, aunque con resultados erráticos y generando patas de perro severas (figura 92). Una barrena convencional se utiliza para desviar po-

zos en el tipo de formaciones mencionado. Esto se logra taponando dos de las toberas y dejando la tercera sin tobera o con una de diámetro muy grande. Ésta última se orienta en la dirección a la cual se desea desviar, después se ponen en funcionamiento las bombas, moviendo hacia arriba y hacia abajo la tubería de perforación; la acción del chorro deslava materialmente a la formación. Una vez fijado el curso apropiado, se gira la sarta y la barrena tiende a seguir el camino de menor resistencia formado por la sección deslavada.

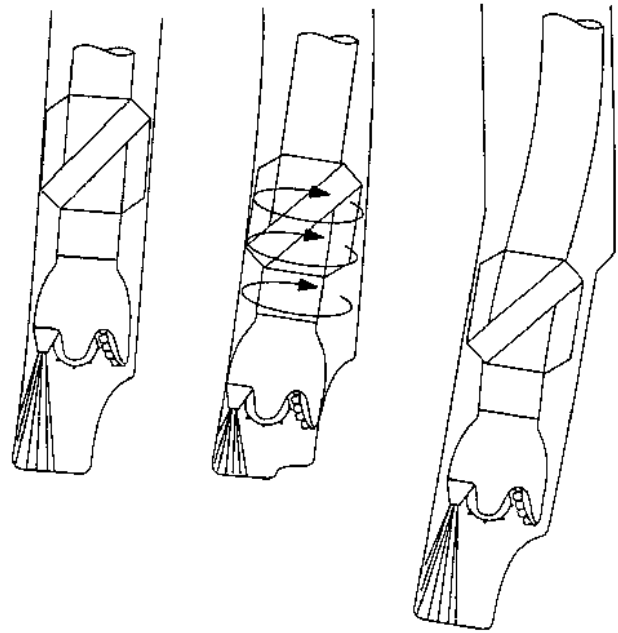


Fig. 92 Barrena de cochorro.

#### • Codos desviadores (*Bent sub*)

Se corren en la parte superior de un motor de fondo y son elementos de tubería de doble piñón, el cual se conecta de manera normal a la sarta a través de su extremo superior y el extremo inferior está maquinado con un ángulo de desviación fuera del eje del cuerpo (fig.93). Estos elementos le proporcionan un ángulo a la sarta para poder perforar, generalmente a bajos ritmos de incremento. Sólo pueden ser utilizados sin rotar (deslizándose). Su uso ya no es común debido al advenimiento de los aparejos dirigibles.

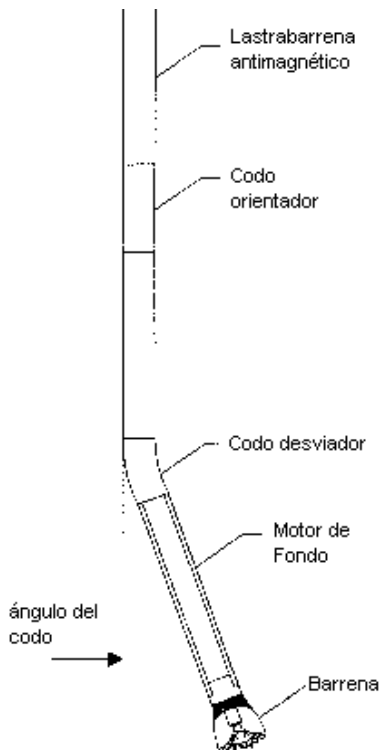


Fig. 93 Codo desviador - Motor rígido.

• *Junta articulada*

A esta herramienta se le conoce también como unión articulada o rodilla mecánica. Este conjunto se basa en el principio de la unión universal, la parte puede girarse a un cierto ángulo de inclinación Figura 94.

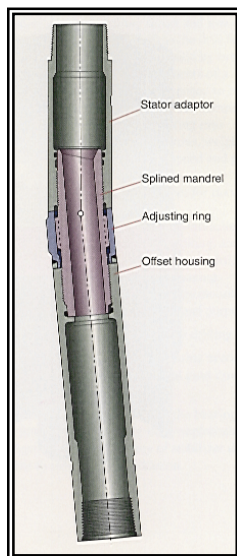


Fig. 94 Junta articulada.

• *Motores de fondo*

Los motores de fondo constituyen el último desarrollo en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales.

Entre las principales ventajas proporcionadas por el empleo de los motores de fondo podemos mencionar las siguientes:

Proporcionan un mejor control de la 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 en la barrena.

Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.

Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.

Analizando las ventajas anteriores podemos concluir que el uso de motores de fondo, reduce los riesgos de pescados, hacer óptima la perforación y en consecuencia, disminuye los costos totales de perforación.

Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por si solo, requiere del empleo de un codo desviador (bent sub). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo.

Los motores de fondo pueden trabajar (en la mayoría de los casos) con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua o aceite), lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes. Aunque los fluidos con alto contenido de sólidos reducen en forma significativa la vida de la herramienta. El contenido de gas o aire en el fluido pueden provocar daños por cavitación en el hule del estator.

El tipo y diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

Diámetro del agujero.  
 Programa hidráulico.  
 Ángulo del agujero al comenzar la operación de desviación.  
 Accesorios (estabilizadores, lastrabarrenas, codos, etcétera.).

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

Tipo de fluido.  
 Altas temperaturas.  
 Caídas de presión en el motor.  
 Peso sobre barrena.  
 Tipo de formación.

Los motores de fondo pueden ser de turbina o helicoidales. En la fig. 95 se muestra un diagrama de un motor dirigible, el cual es la herramienta más utilizada para perforar pozos direccionales y se caracteriza por tener la versatilidad de poder perforar tanto en el modo rotatorio, como deslizando. Estos aparos evitan la necesidad que se tenía en el pasado de realizar viajes con la tubería para cambiar los aparos de fondo. En la fig. 96 se muestra una sección transversal de un motor de fondo. Ambos motores pueden dividirse en los siguientes componentes: conjunto de válvula de descarga o de paso, conjunto de etapas (rotor-estator, hélices parciales), conjunto de conexión, conjunto de cojinetes y flecha impulsora, unión sustituta de rotación para barrena.

En México se ha generalizado el uso de motores de fondo, utilizándose ya sea para iniciar la desviación en un pozo direccional o para corregir la trayectoria de un curso fuera de programa.

#### *Control de la desviación*

En sus inicios, la perforación direccional fue utilizada para controlar la desviación, esto es, para mantener la inclinación o el desplazamiento horizontal de un pozo dentro de límites preestablecidos.

Actualmente, la principal aplicación del control de la desviación es limitar el ángulo de inclinación por razones tales como: mantener el agujero dentro de líneas territoriales o dentro de determinadas líneas de drenaje.

La práctica de alcanzar objetivos determinados se considera perforación direccional y no control de la des-

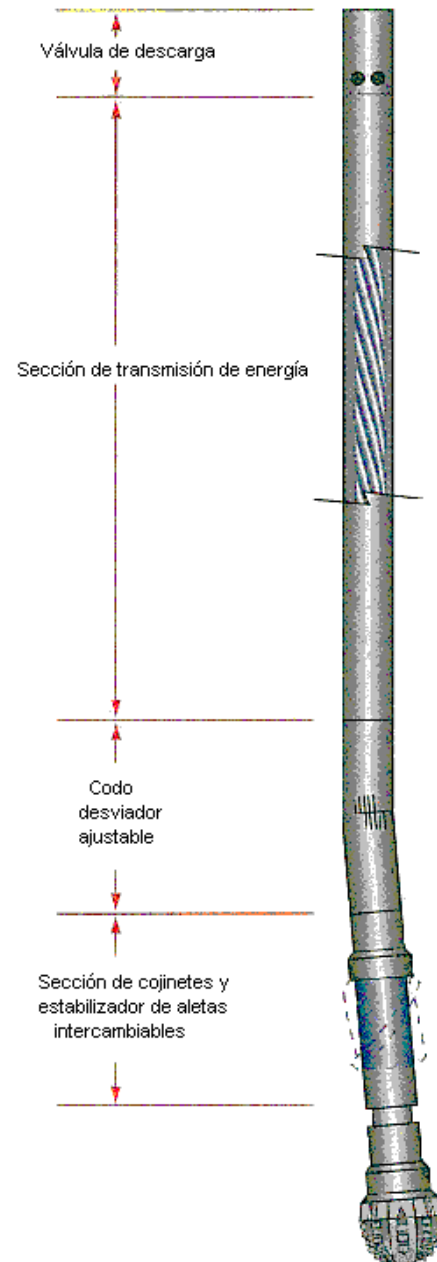


Fig.95 Arreglo de un motor dirigible.

viación, aún cuando las inclinaciones y los desplazamientos sean pequeños.

Antes de la llegada de los motores de fondo y por lo tanto, de las sargas dirigibles, se utilizaban los llamados aparos de fondo para controlar la trayectoria. Es decir, para incrementar, mantener o disminuir el ángulo de desviación. Por lo tanto, es conveniente mencionar los principios básicos que se utilizaban

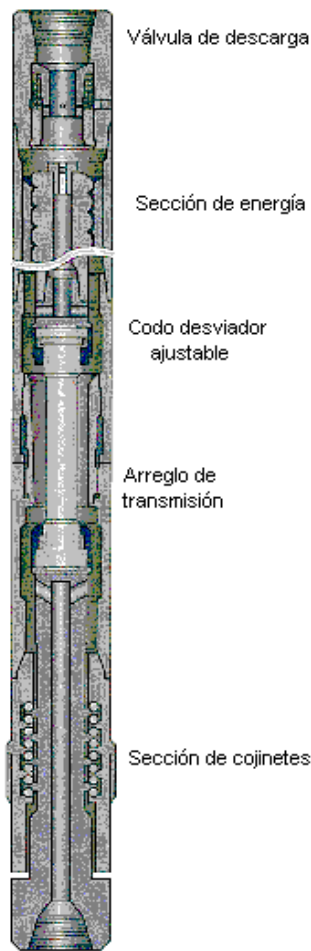


Fig. 96 Sección transversal de un motor de fondo.

para diseñar un aparejo de fondo y sus principales configuraciones.

• *Aparejos de fondo*

La tendencia de desviación de los pozos es función de las características de la formación, de las condiciones de operación (peso sobre barrena y velocidad de rotación), así como de las características de posición y construcción de estabilizadores y lastrabarrenas.

Woods y Lubinski sentaron las bases para el análisis de las fuerzas actuantes en la perforación de pozos direccionales. Las suposiciones consideradas en su teoría son las siguientes:

La barrena simula una junta articulada de rótula y esfera que gira libremente en el pozo.

Los lastrabarrenas se apoyan en el lado bajo del pozo y permanecen estables.

La barrena perfora en la dirección de la fuerza resultante y no necesariamente en la dirección en que apunta.

Analizando lo anterior, se ve como las fuerzas que actúan sobre la barrena, se dividen en tres componentes: la carga axial, la fuerza pendular o lateral y la fuerza resultante de la resistencia de la formación.

La carga axial es la suministrada por el peso de los lastrabarrenas. La fuerza lateral es la resultante del peso del tramo de lastrabarrena situado entre la barrena y el primer punto de apoyo con la pared del pozo. Es la tendencia del tramo no apoyado en la pared del pozo a oscilar hacia el lado bajo como consecuencia de la gravedad. Por último, la reacción de la formación se puede descomponer en dos fuerzas: una paralela al eje del agujero y otra perpendicular, al eje del mismo.

Investigaciones posteriores, permitieron clasificar con mayor formalidad las fuerzas que actúan sobre la sarta durante la perforación de pozos direccionales. Dan origen a tres principios básicos para el control de la trayectoria:

**Principio del fulcro.** Este principio se aplica cuando se desea aumentar el ángulo de inclinación, lo cual se consigue generando un efecto de palanca al colocar un estabilizador arriba de la barrena y dejando una sección flexible en los siguientes lastrabarrenas (es decir, sin estabilizar). Entre más flexible sea el aparejo, mayor será la velocidad de incremento de ángulo cuando se aplique peso sobre la barrena.

**Principio del aparejo empacado.** Éste se utiliza cuando se desea mantener el ángulo de inclinación. El aparejo de fondo se diseña de tal manera que las fuerzas laterales resultantes sean completamente nulas. Esto se logra dándole una completa rigidez a la sección localizada entre la barrena y aproximadamente el 60% de la longitud total del aparejo.

**Principio del péndulo.** Se aplica cuando se desea disminuir el ángulo de inclinación. Este efecto se logra eliminando el estabilizador colocado arriba

de la barrena y manteniendo el localizado inmediatamente arriba. Así, la gravedad obliga a la barrena a perforar hacia la vertical. La rapidez de la disminución del ángulo dependerá de la longitud existente entre la barrena y el primer estabilizador colocado por arriba de ella.

A continuación, se presentan los arreglos más comunes de aparejos de fondo. Se consideran los efectos de los principios básicos mencionados.

• *Aparejos para formaciones suaves*

El manejo de gastos altos en este tipo de formaciones provocan erosión en la pared del agujero. Originan que las funciones de control del aparejo sean nulificadas.

Aparejos para incrementar el ángulo. Si el agujero es mayor a 12 ½ pg se recomienda perforar con una barrena de diámetro menor y posteriormente ampliar al diámetro final. Al perforar con diámetro reducido, utilizan lastrabarrenas que limiten el movimiento lateral del aparejo. Si no existen riesgos de pegaduras por presión diferencial, es recomendable utilizar un aparejo de 30 m, con un solo estabilizador colocado sobre la barrena y otro, después del tercer lastrabarrena normal (Fig. 97a). Los treinta metros mencionados antes se refieren a la longitud que produce el efecto de desviación y no a la longitud total del aparejo. Otra opción la constituye el aparejo de 20 m (fig. 97b).

Aparejos para mantener el ángulo. En la fig. 98 se muestra un aparejo recomendado para mantener el ángulo en formaciones suaves. La distribución de los estabilizadores evita la caída o el incremento del ángulo.

Aparejos para disminuir el ángulo. El grado de disminución que se requiera, dependerá de la longitud existente entre la barrena y el primer estabilizador de la sarta. Se recomienda empezar con una reducción gradual con un aparejo como el de la figura 99a y continuar con los de las figuras 99b, c y d, dependiendo del grado de disminución deseado.

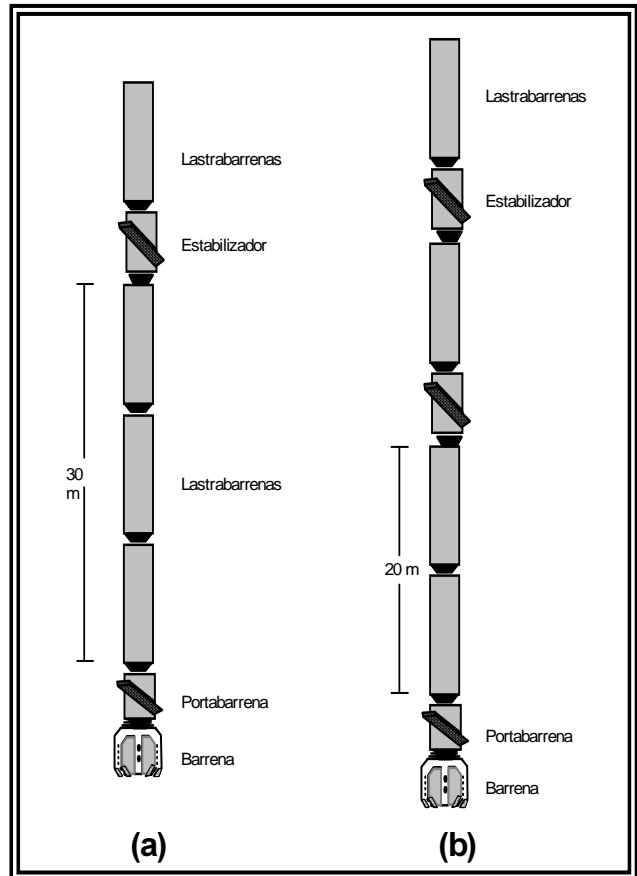


Fig. 97 Aparejos para incrementar el ángulo.

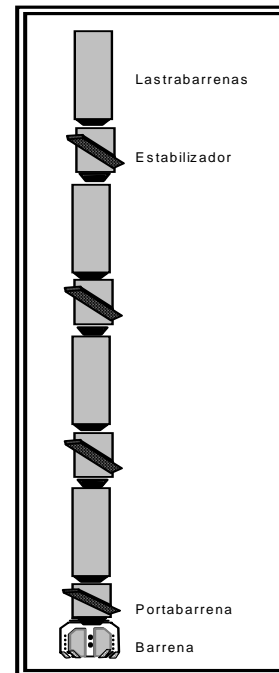


Fig. 98 Aparejo para mantener el ángulo.

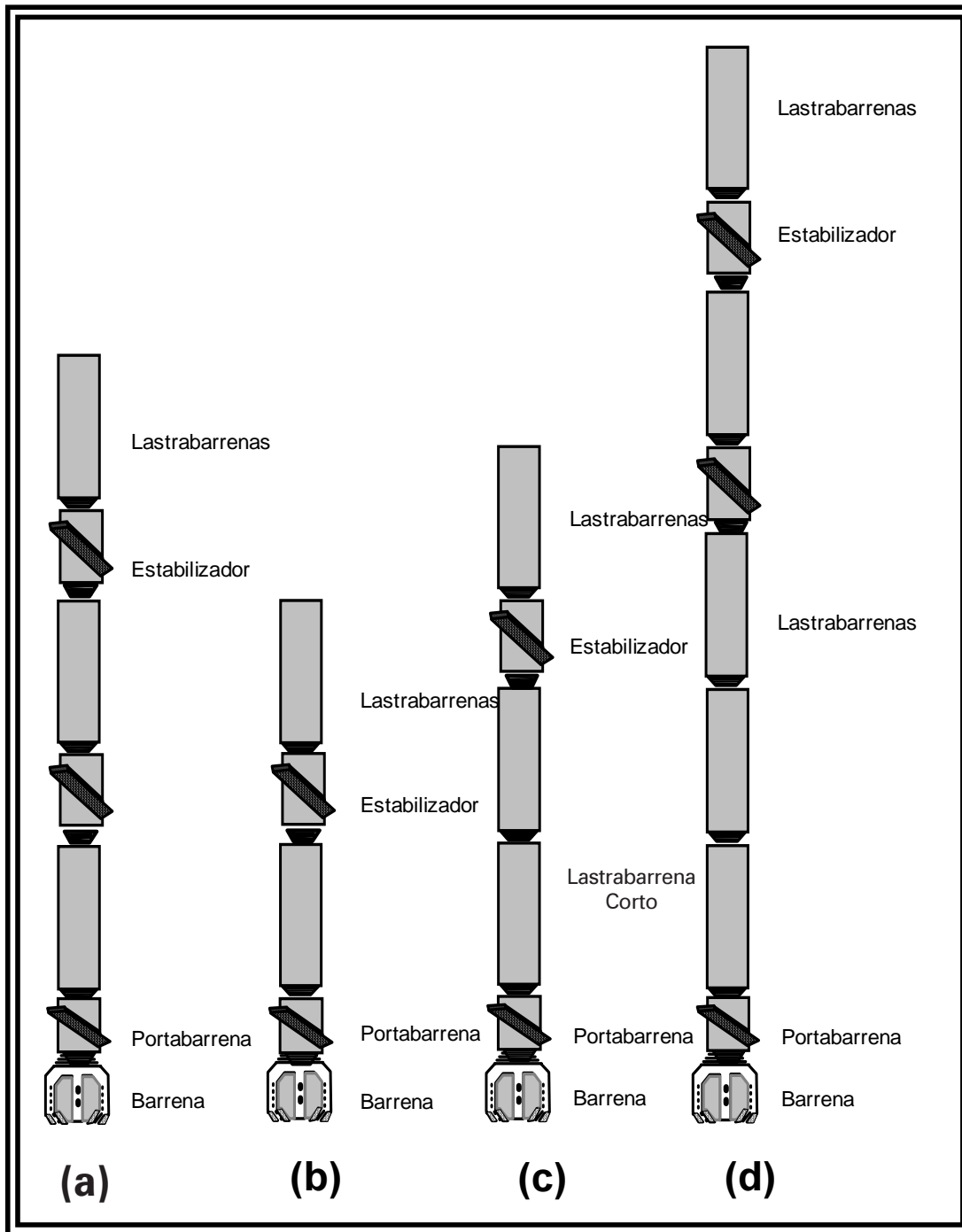


Fig. 99 Aparejos para disminuir el ángulo.

Aparejos para formaciones con dureza media, a medias suaves

Las características estructurales y la dirección de los

echados característicos de este tipo de formaciones son más severas comparadas con las de las formaciones suaves.

Aparejos para incrementar el ángulo. Se pueden al-

canzar altos grados de incremento de ángulo con los aparejos a y b de la figura 100. Los aparejos c y d se utilizan para incrementos moderados (menores a 2°/30 metros).

Aparejos para mantener el ángulo. En este tipo de formaciones resulta algunas veces problemático mantener el ángulo. La mayoría de los aparejos empacados siempre presentan un valor de fuerza lateral, lo que hace difícil mantener el ángulo. En la fig.101 se

muestran los arreglos más comunes. El aparejo a resulta ser el más adecuado para mantener una fuerza lateral baja.

Aparejos para disminuir el ángulo. En este tipo de formaciones es difícil disminuir el ángulo. Puede intentarse hacerlo introduciendo un aparejo "penduleado", reduciendo el peso sobre barrena; y aumentando la velocidad de rotación. Esto provocará una disminución en el ritmo de penetración.

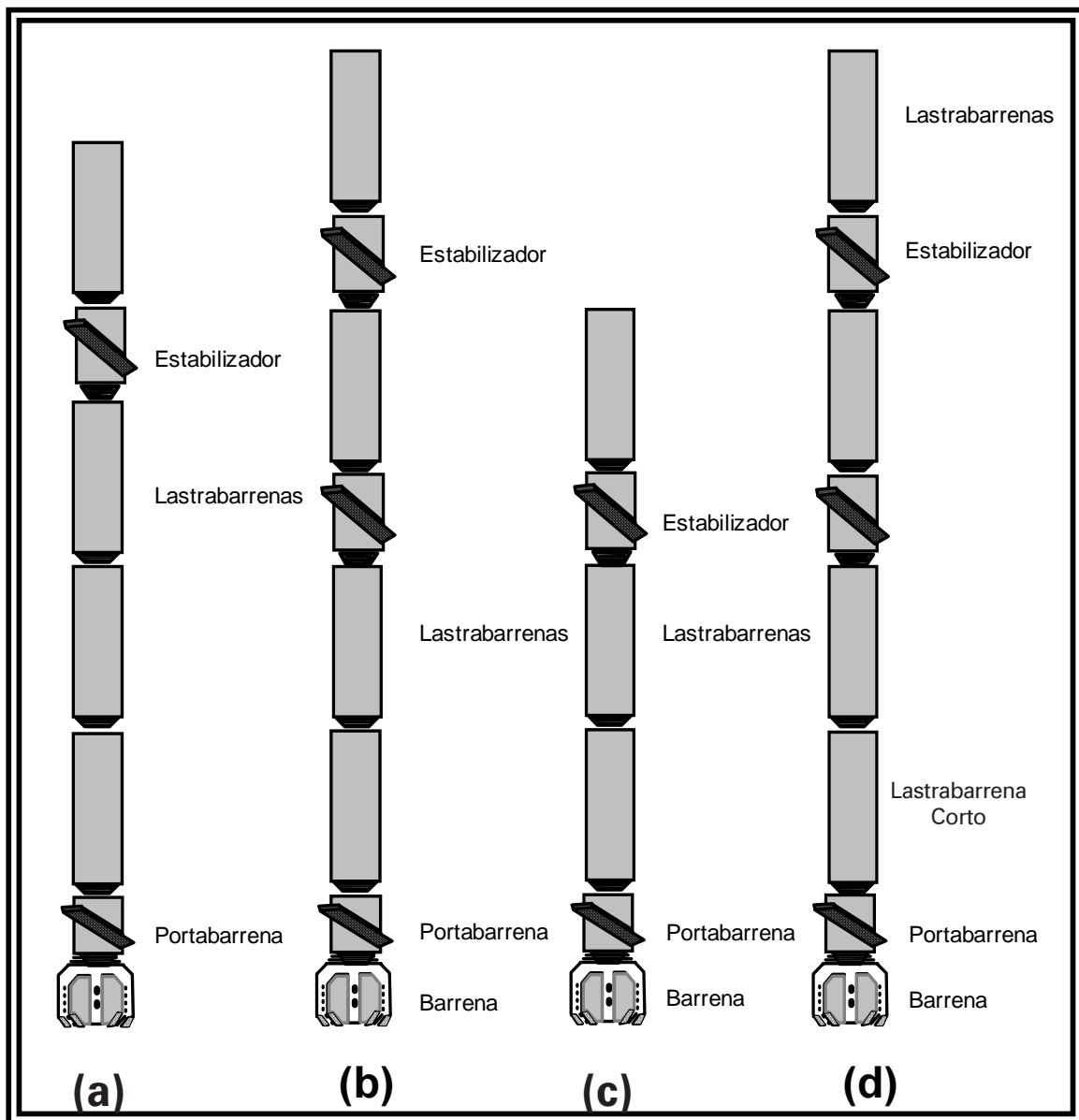


Fig. 100 Aparejos para incrementar ángulo.

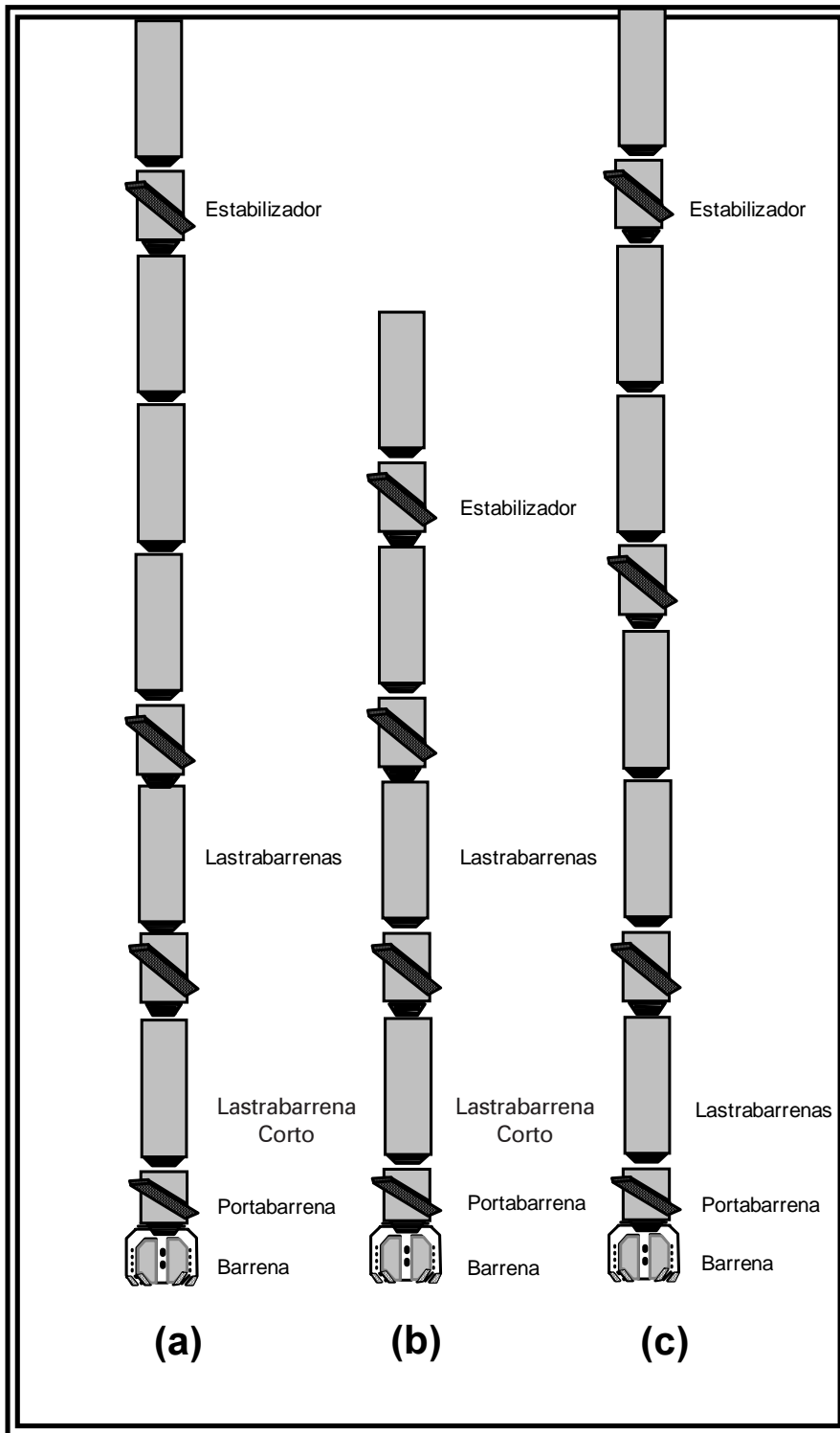


Fig. 101 Aparejos para mantener ángulo.

### Aparejos para formaciones semiduras a duras

Generalmente, estas formaciones pertenecen a los periodos Paleoceno, Cretácico y Jurásico. En estas formaciones se presenta una mayor resistencia al corte lateral de la barrena y de los estabilizadores. Por eso, en lugar de erosionar la formación, se desgasta el calibre de la barrena y de los estabilizadores. Creándose agujeros con menores diámetros. La operación más frecuente en este tipo de formaciones es mantener el ángulo, ya que es donde normalmente se terminan los pozos.

Aparejos para incrementar el ángulo. Se pueden utilizar los aparejos ya presentados para tal efecto, con la observación de que si las barrenas pierden calibre al utilizar estabilizadores con aletas, estos deberán sustituirse por escariadores de 3 o 6 puntos.

Aparejos para mantener el ángulo. La figura 102 muestra dos aparejos que trabajan adecuadamente para mantener el ángulo en este tipo de formaciones. El cambio de trayectoria debe ser gradual.

Aparejos para disminuir el ángulo. No es recomendable planear disminución de ángulo en este tipo de formaciones, puesto que la alta resistencia al corte lateral, provoca una operación lenta y casi imposible de lograr por medio de un aparejo de fondo.



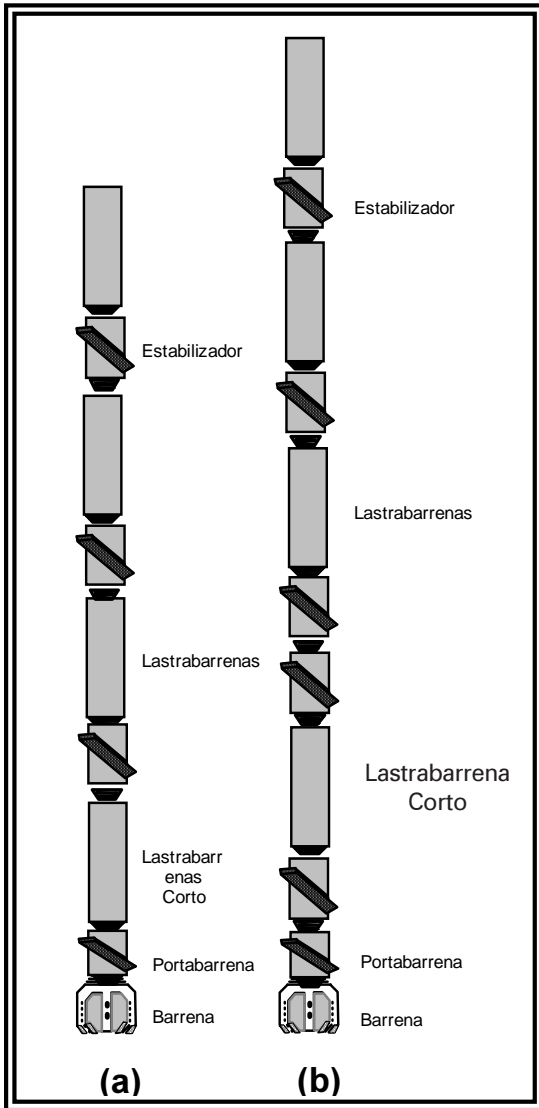


Fig. 102 Aparejos para mantener el ángulo

**Nomenclatura**

- D = profundidad
- $\Delta D$  = incremento en profundidad
- $D_M$  = profundidad total desarrollada
- $D_{MN}$  = nueva profundidad desarrollada
- $D_{tar}$  = profundidad total desarrollada al objetivo
- $D_2$  = PVV al final de la sección de incremento
- L = coordenada norte/sur
- $L_c$  = longitud del tramo o sección entre estaciones de registro direccional
- $L_{DC}$  = longitud de la sección de arco

- $S_c$  = coordenada este/oeste
- $S_{DC}$  = longitud de arco
- $\alpha_q$  = incremento en el ángulo de inclinación
- $\alpha_N$  = nuevo ángulo de inclinación
- $\beta$  = cambio total en el ángulo
- $\varepsilon$  = azimuth
- $\Delta\varepsilon$  = cambio en el azimuth
- $\theta$  = ángulo de inclinación máximo
- $\tau\rho$  = resistencia al corte de la roca anisotrópica a lo largo del plano de falla

**Cuestionario.- Ejemplo de aplicación**

**1. PLANTEAMIENTO**

Calcular la trayectoria direccional del pozo Cantarell 2196-D, conductor 12-A, de la plataforma fija Nohoch-C, considerando una trayectoria adecuada, y después compararla con los resultados que se presentan. Estos fueron obtenidos utilizando un programa de cómputo que utiliza el método de mínima curvatura para el cálculo direccional.

Además de los datos indispensables que se proporcionan, se creyó conveniente presentar una sección estructural del pozo, con la cual es posible visualizar la trayectoria más conveniente de un pozo de acuerdo a las condiciones geológicas (tipo de formación, fallas geológicas, buzamientos, contactos, etc.). A continuación se muestra la información básica requerida para diseñar el proyecto direccional de un pozo.

**DATOS**

Pozo: Cantarell 2196-D, plataforma Nohoch-C

Tipo: Desarrollo direccional

Tirante de agua: 39.00 m

Espacio m.r.s.n.m.: 30.00 m

Conductor: 12

Coordenadas:

	<b>X</b>	<b>Y</b>
<b>Conductor</b>	606,513.17	2' 140,925.06
<b>Objetivo (BTPKS)</b>	608,059.87	2' 141,232.96
<b>Finales</b>	608,100.67	2' 141,241.16

Columna geológica probable sobre la trayectoria del pozo:

FORMACIÓN	(MVBMR)	(MDBMR)
Reciente Pleistoceno	F.M.	F.M.
Mioceno Superior	659	660
Mioceno Medio	1200	1298
Mioceno Inferior	2210	2727
Oligoceno	2730	3310
Eoceno Superior	2780	3360
Eoceno Medio	2840	3420
Eoceno Inferior	2970	3550
Paleoceno Superior	3140	3720
Paleoceno Inferior	3200	3780
Brecha TPKS	3240	3820
<b>PROFUNDIDAD TOTAL</b>	<b>3300</b>	<b>3880</b>

**Objetivo:**

Encontrar producción comercial de hidrocarburos de la formación BRECHA TERCIARIO PALEOCENO - CRETACICO SUPERIOR.

**SOLUCIÓN**

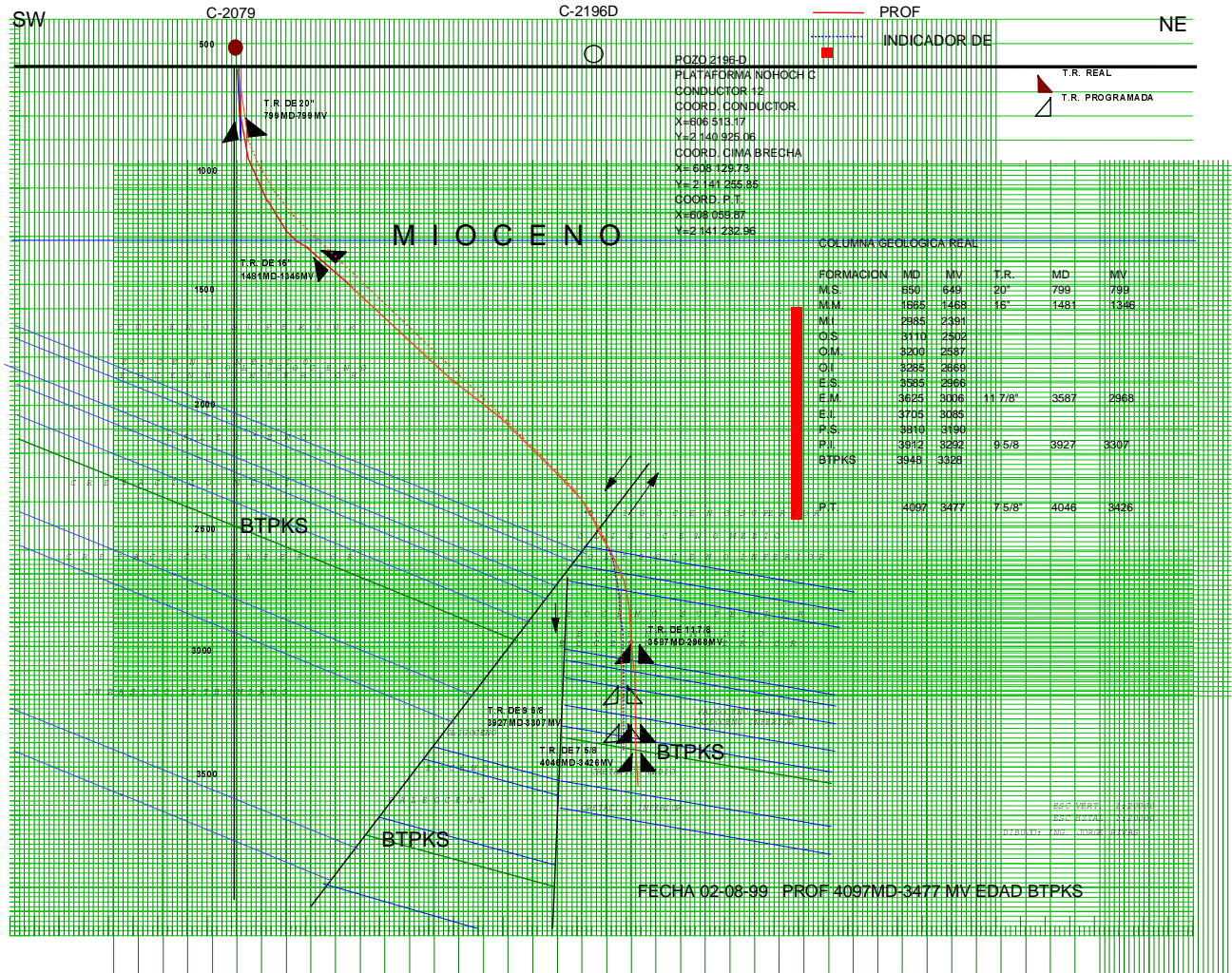
Del análisis de la sección estructural se concluye que la trayectoria que cumple el objetivo de los yacimientos es la de doble curvatura (Incrementar, Mantener y Disminuir, tipo "S") ya que:

- a) Se evita con esta trayectoria el cruce de la falla geológica en el punto que nos obligaría al uso de tuberías de revestimiento adicionales por repetición de secuencia geológica.
- b) Se alcanza el objetivo con el diámetro requerido y en las coordenadas propuestas por yacimientos.

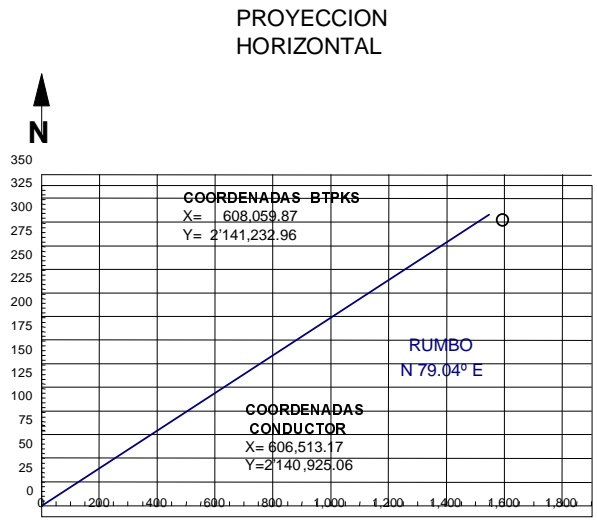
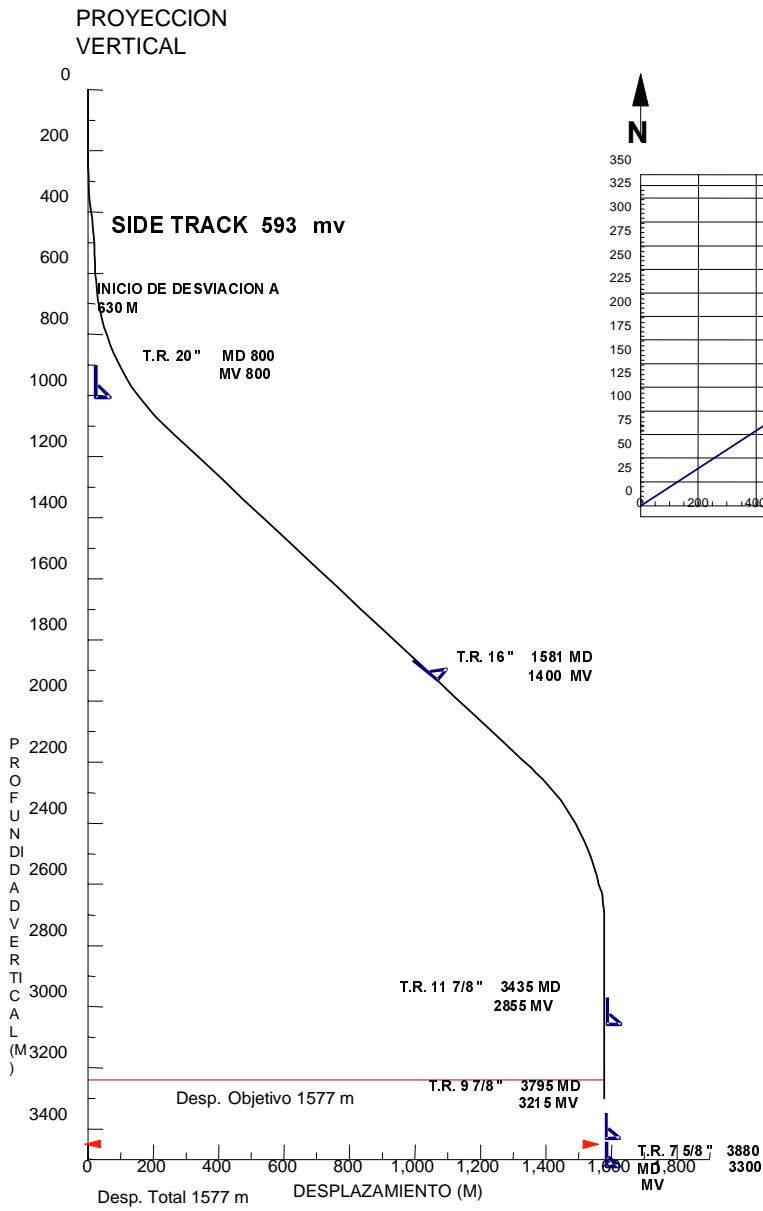
c) El riesgo medido de perforar el pozo tipo "S" es menor que si se perforara un pozo con trayectoria convencional.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con un programa de cómputo que utiliza el método de mínima curvatura para el diseño direccional.

Como se mencionó al principio, el alumno debe hacer el cálculo utilizando las ecuaciones correspondientes a una trayectoria Tipo "S", con el fin de comparar sus resultados con los presentados. Es importante tener presente que los resultados pueden variar debido a diferentes causas (método de cálculo utilizado, suposiciones del diseñador, experiencia obtenida en el área, etc.), por lo que el objetivo de este ejercicio no es obtener una solución idéntica a la presentada, sino aprender a realizar consideraciones de diseño y manejar las ecuaciones presentadas en el capítulo para obtener un resultado similar (Fig 78).



Sección estructural (Fig. 103):



DATOS DEL PROYECTO

PROF. INICIO DESVN.	630M
PROF. VERT. OBJETIVO	3240MV
DESPLAZAMIENTO OBJ.	1577 M
ANGULO MAXIMO	45.28°
PROF. VERT. TOTAL	3300 MV
PROF. DES. TOTAL	3880 MD

TR'S	MV	MD
20"	800	800
16"	1400	1581
11 7/8"	2855	3435
9 7/8"	3215	3795
7 5/8"	3300	3880

## Resultados numéricos

MD	Inclinac	Azimut	TVD	+N/-S	+E/-W	Desplaza m	DLS
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0E	0.0	0.0
625.60	2.90	59.26	624.54	7.93N	23.93E	25.02	0.0
630.00	3.22	61.40	628.93	8.04N	24.13E	25.24	2.30
660.00	5.45	69.18	658.85	8.95N	26.20E	27.45	2.30
690.00	7.72	72.43	688.65	10.07N	29.45E	30.85	2.30
720.00	10.00	74.21	718.29	11.38N	33.88E	35.45	2.30
750.00	12.29	75.32	747.72	12.90N	39.48E	41.24	2.30
780.00	14.58	76.10	776.90	14.62N	46.23E	48.20	2.30
810.00	16.88	76.66	805.77	16.53N	54.14E	56.32	2.30
840.00	19.17	77.10	834.30	18.64N	63.18E	65.60	2.30
870.00	21.47	77.44	862.43	20.93N	73.34E	76.02	2.30
900.00	23.77	77.72	890.12	23.41N	84.61E	87.55	2.30
930.00	26.07	77.95	917.32	26.07N	96.97E	100.19	2.30
960.00	28.37	78.15	944.00	28.91N	110.39E	113.91	2.30
990.00	30.66	78.32	970.10	31.92N	124.86E	128.69	2.30
1020.00	32.96	78.47	995.60	35.11N	140.35E	144.50	2.30
1050.00	35.26	78.60	1020.43	38.45N	156.84E	161.32	2.30
1080.00	37.56	78.72	1044.57	41.95N	174.29E	179.13	2.30
1110.00	39.86	78.83	1067.98	45.60N	192.70E	197.89	2.30
1140.00	42.16	78.92	1090.62	49.40N	212.01E	217.57	2.30
1170.00	44.46	79.01	1112.45	53.34N	232.21E	238.15	2.30
1180.78	45.28	79.04	1120.09	54.78N	239.67E	245.76	2.30
1200.00	45.28	79.04	1133.61	57.38N	253.08E	259.41	0.00
1300.00	45.28	79.04	1203.97	70.89N	322.84E	330.47	0.00
1400.00	45.28	79.04	1274.33	84.40N	392.61E	401.53	0.00
1500.00	45.28	79.04	1244.69	97.91N	462.37E	472.59	0.00
1600.00	45.28	79.04	1415.05	111.42N	532.14E	543.65	0.00
1700.00	45.28	79.04	1485.41	124.93N	601.90E	614.71	0.00
1800.00	45.28	79.04	1555.77	138.44N	671.66E	685.77	0.00
1900.00	45.28	79.04	1626.13	151.95N	741.43E	756.83	0.00
2000.00	45.28	79.04	1696.49	165.46N	811.19E	827.89	0.00
2100.00	45.28	79.04	1766.85	178.97N	880.96E	898.95	0.00
2200.00	45.28	79.04	1837.21	192.48N	950.72E	970.00	0.00
2300.0	45.28	79.04	1907.56	205.99N	1020.48E	1041.06	0.00
2400.00	45.28	79.04	1977.92	219.50N	1090.25E	1112.12	0.00
2500.00	45.28	79.04	2048.28	233.01N	1160.01E	1183.18	0.00
2600.00	45.28	79.04	2118.64	246.53N	1229.78E	1254.24	0.00
2700.00	45.28	79.04	2189.00	260.04N	1299.54E	1325.30	0.00
2742.55	45.28	79.04	2218.94	265.78N	1329.23E	1355.54	0.00
2760.00	43.95	79.04	2231.36	268.11N	1341.26E	1367.79	2.30
2790.00	41.65	79.04	2253.37	271.99N	1361.27E	1388.17	2.30
2820.00	39.35	79.04	2276.19	275.69N	1380.39E	1407.65	2.30
2850.00	37.05	79.04	2299.76	279.22N	1398.60E	1426.20	2.30
2880.00	34.75	79.04	2324.06	282.56N	1415.87E	1443.79	2.30
2910.00	32.45	79.04	2349.05	285.72N	1432.17E	1460.39	2.30
2940.00	30.15	79.04	2374.68	288.68N	1447.46E	1475.97	2.30

<i>MD</i>	<i>Inclinac</i>	<i>Azimut</i>	<i>TVD</i>	<i>+N/-S</i>	<i>+E/-W</i>	<i>Desplaza m</i>	<i>DLS</i>
3030.00	23.25	79.04	2455.04	296.36N	1487.14E	1516.38	2.30
3060.00	20.95	79.04	2482.83	298.51N	1498.21E	1527.66	2.30
3090.00	18.65	79.04	2511.06	300.44N	1508.19E	1537.82	2.30
3120.00	16.35	79.04	2539.67	302.16N	1517.04E	1546.84	2.30
3150.00	14.05	79.04	2568.62	303.65N	1524.76E	1554.70	2.30
3180.00	11.75	79.04	2597.86	304.92N	1531.34E	1561.40	2.30
3210.00	9.45	79.04	2627.35	305.97N	1536.75E	1566.92	2.30
3240.00	7.15	79.04	2657.03	306.80N	1541.00E	1571.24	2.30
3270.00	4.85	79.04	2686.86	307.39N	1544.08E	1574.38	2.30
3300.00	2.55	79.04	2716.80	307.76N	1545.98E	1576.31	2.30
3330.00	0.25	79.04	2746.79	307.90N	1546.69E	1577.04	2.30
3333.21	0.00	79.04	2750.00	307.90N	1546.70E	1577.05	2.30
3400.00	0.00	79.04	2816.79	307.90N	1546.70E	1577.05	2.30
3500.00	0.00	79.04	2916.79	307.90N	1546.70E	1577.05	2.30
3600.00	0.00	79.04	3016.79	307.90N	1546.70E	1577.04	2.30
3700.00	0.00	79.04	3116.79	307.90N	1546.70E	1577.05	2.30
3800.00	0.00	79.04	3216.79	307.90N	1546.70E	1577.05	2.30
3823.21	0.00	79.04	3240.00	307.90N	1546.70E	1577.05	2.30
3883.21	0.00	79.04	3300.00	307.90N	1546.70E	1577.05	2.30

2.-¿Mencione algunas razones por las cuales se utiliza la perforación direccional en lugar de la convencional?

Registros Direccionales  
Tecnologías en Perforación y Evaluación  
Baker Hughes Inteq  
Houston, 1998

3.-¿Cuál es la diferencia entre dirección y azimuth de un pozo?

Anticollision and Advanced Well Planning  
Manual de Schlumberger  
1996

4.-¿De que depende el tipo de trayectoria a seleccionar para diseñar un pozo direccional?

Horizontal Drilling Technology  
Frank J. Schuh  
Drilling Technology Inc.

5.-¿Cuáles son los principales tipos de trayectorias?

**Bibliografía**

Bourgoyne Jr., Adam T.  
Applied Drilling Engineering  
SPE Textbook Series, Vol. 2  
Texas, 1991

Séptimo Congreso Latinoamericano de Perforación  
"Horizontal Drilling"  
Juan Pablo Lyon  
Eastman Christensen  
Sta. Cruz Bolivia  
Octubre 1990

Neal J. Adams  
Drilling Engineering: A complete well planing  
approach  
Penn Well Books,  
Tulsa, 1985

Eastman Christensen  
Directional Drilling: An engineered approach  
Houston, 1990

Dawson, R. And Paslay, P.R.  
Drillpipe Buckling in Inclined Holes  
SPE 11167  
Octubre de 1984

Ingeniería de Perforación Horizontal  
Reporte de Proyecto  
I.M.P.

Análisis de la tecnología para la perforación de po-  
zos horizontales y de alcance extendido  
Informe Final Proyecto: CDC-0110  
I.M.P. 1996

Análisis de las tecnologías existentes en perforación,  
terminación y reparación de pozos multilaterales y  
ramificados  
Informe final Proyecto: CDD-0114  
I.M.P. 1996

Oilfield Review  
Schlumberger  
Invierno, 1998

Referencias de Figuras Tomadas de Literatura Exter-  
na

Bourgoyne Jr., Adam T., "Applied Drilling  
Engineering":

1- 7, 14-23, 26, 28 y 29.

Las figuras restantes son originales o tomadas  
de literatura perteneciente a Pemex, o tomadas  
con consentimiento de las compañías de servi-  
cio.

## XVI. PERFORACIÓN HORIZONTAL, MULTILATERAL Y DE ALCANCE EXTENDIDO

### Introducción

Dentro del desarrollo más reciente en la perforación  
de pozos, se cuenta con la tecnología de la perfora-  
ción horizontal. Esta aplica la combinación de dife-  
rentes tecnologías con un solo objetivo:

De esta tecnología, se deriva la perforación  
multilateral. Hoy en día ambas están enfocadas para  
su aplicación en la perforación de nuevos objetivos  
de un yacimiento, explotado con pozos convencio-  
nales.

Cuando se desean incrementar los volúmenes  
drenados o reducir las inversiones con la perfora-  
ción de pozos adicionales, pueden utilizarse pozos  
horizontales como buena alternativa de explotación  
óptima de los yacimientos. Esto se sustenta en que  
la productividad de los pozos horizontales llega a ser  
mayor que la de uno vertical. Comunican una ma-  
yor área de la formación productora, atraviesan frac-  
turas naturales, reducen las caídas de presión y re-  
trasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-  
aceite.

Para tener éxito en la tecnología de multilaterales, es  
necesario integrar la tecnología de las compañías de  
servicio. Además, se aprende rápidamente, se apli-  
can las lecciones aprendidas y se mejora continua-  
mente.

La planeación y construcción de estos proyectos re-  
quieren de la integración de grupos  
multidisciplinarios. Formados por ingenieros de Pe-  
troleros de perforación, geólogos, petrofísicos y ex-  
pertos de las compañías de servicio. Se contemplan  
todos los planteamientos que se necesitan, no sólo  
en el diseño de la perforación y terminación, sino  
también los requerimientos de la perforación  
direccional, horizontal y multilateral, y, más  
específicamente, en la etapa de terminación y futu-  
ras intervenciones de reparación del pozo.

El proceso de optimar el desarrollo del campo, debe  
resultar de la toma de decisiones de dónde, cuándo  
y cómo debería ser aplicada esta tecnología. Tam-  
bién hay que considerar cuál es la manera de asegu-

rar la mayor probabilidad de éxito.

Hablar del proceso multilateral es hablar de la aplicación de la tecnología de pozos multilaterales lo cual puede observarse mediante el siguiente procedimiento:

1. Identificación del potencial de la tecnología de multilaterales.
2. Requisitos del sistema.
3. Selección del sistema / Propuesta técnica.
4. Operaciones.
5. Vida útil del pozo.

Los estudios de factibilidad - capacidad deben involucrar las 5 fases antes mencionadas. Es necesario que se tenga un entendimiento de las capacidades de los sistemas que están disponibles. En cierta manera, esto es esencial en la fase 1 para asegurar que las optimizaciones potenciales no sean ignoradas. Lo recomendable es involucrar desde un principio a todas las áreas que van a intervenir en el proyecto, para fortalecer la idea de que el potencial completo de esta nueva tecnología se aplique.

Este trabajo tiene como objetivo principal difundir los planteamientos de esta tecnología a los activos de exploración y producción. Se crearán nuevas áreas de oportunidad y con ello se incrementará la actividad de perforación y mantenimiento de pozos en los campos de explotación de hidrocarburos ya existentes y por explorar. Se logrará la integración de grupos interdisciplinarios de estudio para la aplicación de nuevos proyectos de explotación.

Se parte de los conceptos fundamentales de la perforación horizontal y multilateral, los requerimientos, planeación y aplicación de las mismas. Se plantean las bases de estudio de la caracterización del yacimiento para su aplicación en el campo Santuario del activo Bellota -Chinchorro de la División Sur.

### Antecedentes

El avance de la perforación horizontal ha derivado en pozos multilaterales. De esta manera, el desarrollo de esta tecnología ha sido bastante relevante en la industria petrolera para la explotación de hidrocarburos a menores costos, en el ámbito mundial. En la perforación horizontal, es importante seleccionar el radio de curvatura más adecuado para alcanzar la profundidad dentro del yacimiento. Por lo tanto, el radio de curvatura es función de la longitud a penetrar dentro de la zona productora.

Alrededor de 20 mil pozos horizontales se han perforado a nivel mundial, de los cuales, 22 pozos horizontales se han perforado en México en los campos petroleros de Agua Fría, Cuitláhuac, Franco Española, Poza Rica, Cerro Azul, Santa Águeda Akal, Abkatún, Zaap, Cerro Nanchital y Catedral. (figura 104).

DIVISIÓN	CAMPO	n. POZOS	FORMACIÓN	OBSERVACIONES
NORTE	AGUA FRIA	4	CHICONTEPEC	3 Pozos se han perforado con T. F y 9 co convencional. * Considerados horizontales por cambio de (reentradas).
	CUITLÁHUAC	1	OLIGOCENO	
	FRANCO ESPAÑOLA	9	----	
	POZA RICA	3*	----	
	RANCHO NUEVO	1	----	
	SANTA AGUEDA	3*	----	
MARINA	AKAL	2	PALEOCENO CRETÁCICO Y JSK	* Considerados horizontales por cambio de (reentradas).
	ABKATUN	7*		
	ZAPP	2*		
SUR	CATEDRAL	1	CRETÁCICO CRETÁCICO	
	CERRO NANCHITAL	1		
TOTAL		39		22 Horizontales y 17 por reentradas.
MUNDIAL		20000		

Figura 104 Pozos horizontales perforados en México.

El éxito de la perforación horizontal y multilateral es llevado a cabo por la integración conjunta del personal para involucrarse desde el inicio de un proyecto. Se tiene que partir de un proceso bien específico como que el que a continuación se detalla:

### Proceso multilateral

Identificación del potencial de la tecnología de multilaterales

Esta fase preliminar incluye la identificación de cómo un pozo multilateral proveerá una mejora sobre el caso típico de desarrollo del yacimiento. Puede haber un gran número de posibilidades en esta fase.



Algunas de ellas pueden ser complejas. Por ejemplo, si consideramos la simulación completa del campo o sólo el modelaje de un pozo específico. Siempre es recomendable analizar las curvas de declinación de la producción y aquellos estudios donde se empleen los métodos artificiales de producción.

Hay una diversidad en la clasificación de pozos multilaterales teniendo en mente las diferentes funciones y beneficios que presentan. El entendimiento de esas funciones es una parte importante en el proceso de identificación de la tecnología a emplear.

El resultado de esta fase será la identificación de:

- 1) Cómo los pozos multilaterales pueden ser utilizados para la mejora del desarrollo del campo.
- 2) Localizaciones y diseños preliminares de los pozos.
- 3) Beneficios potenciales con la utilización de multilaterales.
- 4) Evaluación económica preliminar.
- 5) Opciones preferidas de desarrollo.

Además de lo anterior, es necesario tener la capacidad de evaluación e ingeniería de yacimientos, incluyendo la administración de riesgos e incertidumbre, dentro del yacimiento.

### Requisitos del sistema

Después del plan modelo de desarrollo, la próxima fase de la operación consiste en identificar detalladamente los requisitos del sistema. Esto implica un enfoque en los requisitos de terminación y necesidad de acceso al yacimiento. En vez de seleccionar simplemente un sistema en particular, es necesario establecer qué es requerido y esencial, y qué será requerido en función de los riesgos que se van a tomar.

Típicamente los siguientes puntos van a ser resueltos mediante el proceso anterior:

- 1) Diámetro final del pozo, y por lo tanto el mínimo requerido de la ventana.
- 2) Si la terminación en agujero descubierto es acep-

table.

- 3) Si se requiere sello en la ventana, y en ese caso qué tipo.
- 4) Necesidad de acceso al pozo en el futuro, ya sea al principal o al lateral.
- 5) Requisitos de terminación - tamaños de las tuberías, restricciones.
- 6) Requisitos operacionales - presión, temperatura, metalurgia.

Esta fase debe llevarse a cabo con el completo entendimiento de las capacidades de los sistemas multilaterales y su impacto en el desarrollo del yacimiento.

### Selección del sistema - Propuesta técnica

La siguiente fase de la operación comienza con la selección de un sistema que cumpla con los requisitos identificados anteriormente. Después, una detallada planeación preliminar para determinar la factibilidad del proyecto.

El objetivo de esta fase es confirmar que los diseños multilaterales ya seleccionados puedan realizarse y cumplan con los requisitos. En caso contrario, habría que hacer de nuevo una iteración hacia la selección económica.

Los resultados de esta fase comprenderán lo siguiente:

- 1) Selección del sistema multilateral más apropiado.
- 2) Planificación direccional, torque y arrastre.
- 3) Puntos de asentamiento de las T.R's.
- 4) Requisitos de terminación. Procedimiento operacional detallado.
- 5) Selección del fluido para perforar.
- 6) Costo operacional y esquema logístico.
- 7) Análisis beneficio - costo.

Un elemento clave en esta evaluación es la determi-

nación de los riesgos y las recompensas. Este proceso hace hincapié en los riesgos principales que surgen con la aplicación de esta tecnología: perforación, incertidumbre en el yacimiento y flexibilidad en el plan de desarrollo preferido. Un detallado análisis de los riesgos permitirá juzgar más claramente la aplicación de la tecnología de pozos multilaterales.

Después de concluir esta fase, se tendrá un entendimiento claro de los beneficios, las recompensas, los problemas potenciales y el margen económico dentro de la cual se va a ejecutar el proyecto.

### Operaciones

Después de completar el estudio de factibilidad y la decisión de proceder, se iniciará la programación detallada del proyecto de perforación.

### Vida útil del proceso

El proceso no se detiene en la fase núm. 4 (construcción del pozo). El grupo de sistemas multilaterales debe ofrecer la flexibilidad de la administración de los laterales, y proveer la tecnología de herramientas para tener flexibilidad durante las intervenciones a futuro. El grupo multidisciplinario seguirá con el asesoramiento de los riesgos e ingeniería de yacimientos, tanto como sean requeridos.

### Esquema operacional del estudio de factibilidad

#### *Primera fase: Identificación del potencial*

1. Determinar la capacidad del modelaje de yacimiento para la selección de aplicaciones multilaterales.
2. Actualizar el modelo existente.
3. Producir variaciones en el modelo geológico determinado para tomar en cuenta incertidumbres específicas.
4. Ejecutar una amplia variedad de estudios de ingeniería de yacimientos que mostrarán cómo los pozos multilaterales en localizaciones específicas pueden aumentar el valor neto basado en el modelo del yacimiento determinado.

5. Evaluar el riesgo (basado en el punto 3).

6. Recomendar la óptima arquitectura del sistema. El costo y duración de esta parte del estudio dependerá de la envergadura del proyecto y la cantidad de análisis y simulación requerida.

#### *Segunda fase: requisitos del sistema*

Consideraciones típicas:

Diámetro del pozo requerido en la profundidad final.

Requisitos de aislamiento hidráulico en la unión.

Requisitos de reentrada.

Parámetros operacionales y requisitos de terminación.

#### *Tercera fase: Propuesta técnica*

El resultado de esta fase sería la entrega de una propuesta técnica para la construcción de un sistema multilateral. Esto incluirá lo siguiente:

### Selección de equipo

1. Descripción de los sistemas disponibles.
2. Capacidad de los sistemas.
3. Proceso de selección y recomendaciones.
4. Diagramas detallados de los componentes y aparejos de fondo.

### Estudio de factibilidad de perforación

1. Perfiles de los pozos.
2. Sarta de perforación recomendada, parámetros de perforación y selección de barrenas.
3. Cálculos de torque y arrastre.
4. Cálculos hidráulicos.
5. Recomendaciones de los fluidos de perforación.

**Procedimiento**

El seleccionado para la construcción de la curva.

**Análisis de costo - beneficio**

Estimado de costo y plan de implementación.  
Análisis de valor.

**Perforación horizontal y multilateral**

**Objetivo**

La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en una dirección y orientación aproximada de 90° con respecto a la vertical para lograr extenderse varios cientos de metros dentro del yacimiento con el fin de alcanzar cuatro objetivos principales.

1. Incremento de la producción primaria (aumento en los gastos de producción).
2. Incremento de la producción secundaria (incremento de las reservas).
3. Recuperar la producción primaria y secundaria.
4. Reducir el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo del campo.

La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drenaje del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie.

En el caso de re entradas, éstas son las operaciones de perforación y terminación que se realizan por medio de side - tracks (apertura de ventanas en T.R's.) y desde el mismo agujero en pozos productores ya existentes, cuando se tienen varios horizontes sin ser explotados.

El número de ramales varía de dos a ocho, dependiendo de las expectativas de produc-

ción y de la evaluación del yacimiento, teniendo como objetivo principal el incremento de la producción de reservas de hidrocarburos a un bajo costo.

Las figuras 105 y 106 son una representación esquemática de la perforación horizontal y multilateral.

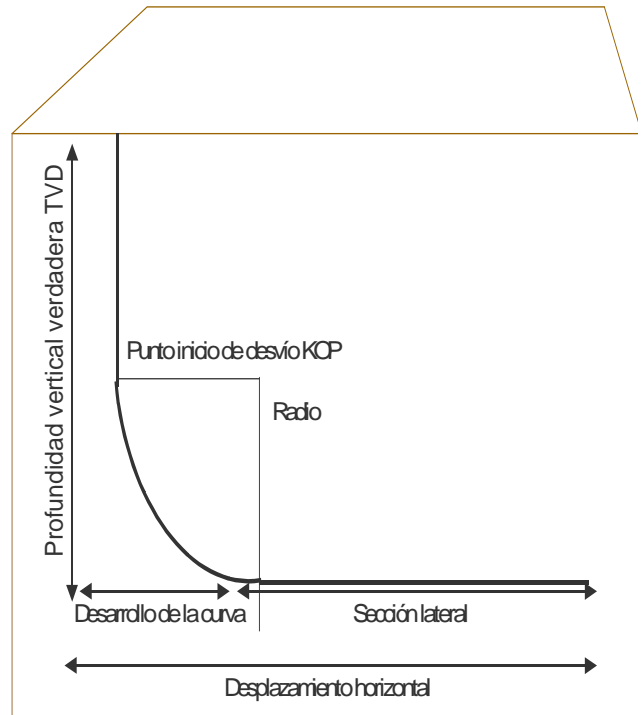


Figura 105 Representación esquemática de la perforación horizontal.

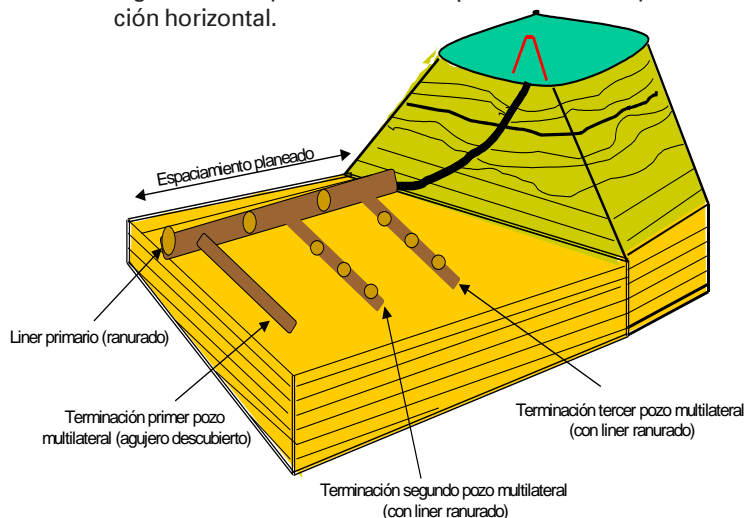


Figura 106 Representación esquemática de la perforación multilateral.

## REQUERIMIENTOS

Los requerimientos prioritarios y más importantes para la perforación horizontal son:

Métodos de terminación.

Objetivo del pozo y localización en superficie.

Características y modelo geológico del yacimiento.

- a) Yacimiento continuo dentro de un plano vertical.
- b) Porosidad.
- c) Saturaciones.
- d) Temperatura.
- e) Presión.
- f) Gravedad específica del gas.
- g) Gravedad específica del aceite.
- h) RGA.
- i) Dirección de la máxima permeabilidad.
- j) Permeabilidad mínima y máxima.
- k) Permeabilidad vertical.
- l) Espesor de drene.
- m) Distancia efectiva de drene para el pozo horizontal dentro del yacimiento.

Objetivo del cliente.

Métodos de producción.

Tipos de fluidos para la perforación y terminación.

Problemas litológicos causados por encima de la zona objetivo.

Disponibilidad de desviar, corte de núcleos y herramientas restringidas de introducción en el pozo.

Restricciones de re-entradas en el pozo.

Restricción de desplazamiento horizontal.

Profundidad de salida estrecha.

Diseño y construcción de la curva.

Objetivo del pozo y localización en superficie.

Comportamiento de la producción estimada.

Trabajos futuros de reparación.

Proyectos económicos.

Dividendos.

Costos.

La perforación multilaterales parte de la buena planeación del pozo principal (patrón), sea vertical, direccional u horizontal, considerando todos los requerimientos de la perforación horizontal, así como adicionales y especiales para la perforación de los laterales tales como:

1. Uso de motores de fondo y herramientas de medición mientras se perfora (MWD).

2. Uso de protectores en la sarta de perforación para evitar el desgaste en la tubería de revestimiento en la zona de desviación de los laterales.

3. Aditivos especiales de lubricación en el lodo de perforación para reducir el torque y arrastre.

4. Diseño de una hidráulica óptima para una limpieza efectiva del agujero.

5. Tubería articulada en la fase de radio corto.

6. Diseño direccional para la preselección del pozo patrón.

7. Diseño de los aparejos de fondo para el control de la desviación y de la barrena.

8. Herramientas especiales de dirección para la preselección del curso de la barrena a lo largo del pozo.

9. Herramientas de desviación.

10. Centradores en la tubería de revestimiento.

Los requerimientos especiales para la perforación y terminación multilateral son:

La comunicación mecánica entre la rama lateral y el pozo principal.

Comunicación y aislamiento entre el pozo principal y el lateral de acuerdo con las necesidades de producción, esto provee de una presión íntegra entre ambos pozos.

Acceso y selección de re-entradas. Este punto es importante de considerar sobre todo para los trabajos de reparación, estimulación y empacamientos de grava y arena en la introducción de herramientas de diámetro pequeño.

Sistemas de perforación capaces de realizar múltiples laterales desde un pozo común (de 2 a 8 pozos). Sin embargo, este número depende del tipo de yacimiento y el esquema de producción enfocado.

Sistemas de terminación multilateral capaces de operar en curvas de 45° a 60° por cada 100 pies.

Sistemas versátiles de terminación y reparación en

pozos ya existentes, con el fin de reducir los costos e incrementar la producción, ya sean en pozos verticales, horizontales o direccionales.

El sistema debe ser versátil y fáciles de realizar las operaciones de cementación en tuberías cortas y ranuradas. Se debe tener un criterio particular en los laterales esperados para tener un buen control en la producción de arena y agua.

Debe ser compatible con los métodos de limpieza.

Debe contemplar los aislamientos parciales y/o totales de un pozo.

### *Planeación*

La planeación consiste generalmente de las especificaciones de profundidad de entrada al yacimiento y de la longitud mínima de drene del pozo dentro del yacimiento, por lo tanto, el objetivo de la planeación se divide en dos etapas:

1. La total identificación del objetivo que se persigue dentro de un marco legal y de acuerdo con las especificaciones del cliente y que sea económicamente alcanzable.
2. Que el drene de perforación del pozo sea redituable con una realización cuidadosa del programa de perforación y terminación del pozo con apego a las normas de seguridad y cuidado al entorno ecológico, para llegar a la realización del proyecto en la manera más segura, eficiente y económica dentro del objetivo planeado.

La planeación horizontal y multilateral parte básicamente de la planeación de los pozos convencionales y que al igual se consideran los siguientes aspectos:

Evaluación geológica.

Determinación de la presión de poro y gradiente de fractura.

Programa de registros geofísicos

Diseño de tuberías de revestimiento, aparejos de fondo, hidráulica de lodos y cementaciones.

Programas de barrenas, procedimientos de control del pozo, trayectoria y dirección del pozo.

Equipo de perforación.

Es de suma importancia considerar toda información posible para lograr la integración de una buena planeación. Así mismo, se debe prever de un plan de contingencias para poder solucionar problemas inesperados durante la perforación y terminación del pozo, tanto horizontal como multilateral.

A continuación se mencionan algunos requerimientos de perforación importantes para una efectiva planeación.

1. Determinar cuántos laterales serán perforados, considerando la información geológica y del yacimiento bajo el esquema de producción esperada.
2. Configuración y evaluación del pozo patrón y de los laterales.
3. Determinación del uso de las herramientas LWD y MWD para la obtención de información.

Para la perforación multilateral, en la selección y configuración del pozo, el diseño parte de la primera etapa (pozo patrón) donde se determina la trayectoria y objetivo particular del pozo lateral. En la segunda etapa, se consideran todos los requerimientos de terminación con el fin de lograr la comunicación entre el lateral y el pozo principal, sin dejar de visualizar los trabajos futuros de reparación.

Tener cuidado en la toma de decisiones durante la planeación del pozo, es un factor crítico e importante para tener éxito en las operaciones subsecuentes. De esta manera, podemos crear un proceso iterativo para un buen procedimiento de perforación que defina directamente la óptima terminación y que tendrá finalmente impacto en el sistema de producción. (Fig.107).

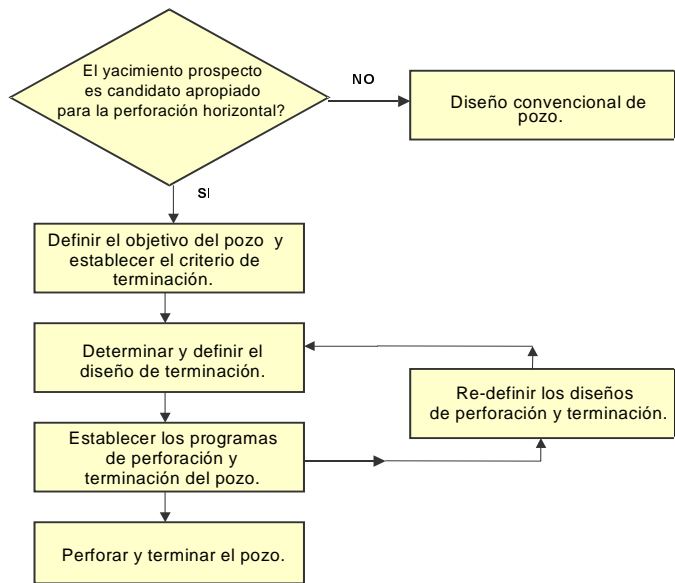


Figura 107 Planeación de un pozo horizontal.

Dentro del alcance del objetivo, la planeación consiste de tres fases:

Perforación vertical.

Fase de la perforación direccional (una y/o dos curvas).

Fase de la perforación del drenaje del pozo.

Desde la superficie, la perforación de los pozos horizontales se inicia con una fase vertical, así se tienen las condiciones específicas de salida hacia el objetivo. La excepción es cuando se utilizan equipos de perforación con un ángulo de inclinación.

La perforación direccional para llegar a la sección horizontal del pozo consiste de:

Construcción de una curva continua a lo largo del agujero.

Construcción de dos curvas a lo largo del agujero.

Bajo estas circunstancias, se deberá mantener la dirección óptima de la trayectoria, hasta lograr alcanzar el drenaje del agujero dentro del yacimiento.

Estas fases corresponden a la perforación vertical en el inicio del pozo y finalizar en una o dos curvas de desviación dentro de la etapa horizontal (Figs. 108 y 109).

El cambio de la trayectoria del pozo debe gobernarse. Así se minimizan los problemas que se presentan durante la perforación, tales como:

Limpieza del agujero.

Arrastre y torque.

Inestabilidad del agujero.

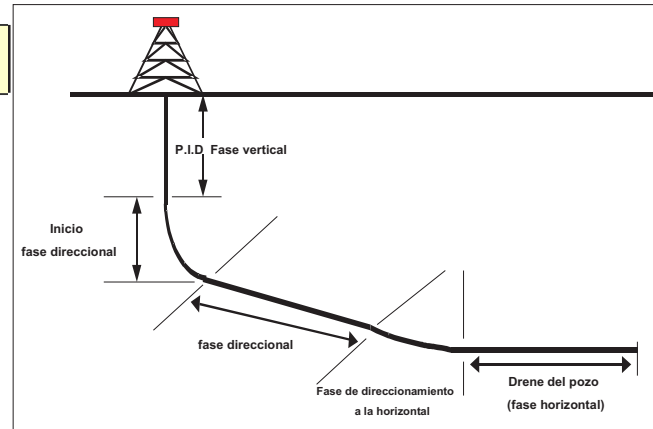


Fig. 108. Perforación horizontal (dos curvas).

Es de suma importancia considerar la óptima terminación y producción del pozo.

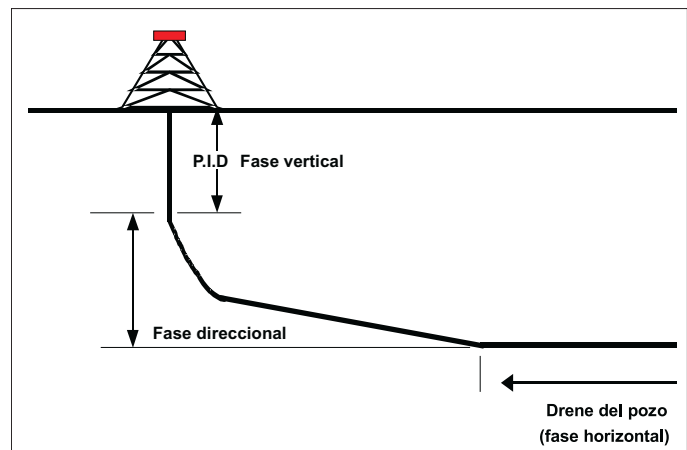


Fig. 109 Perforación horizontal (una curva).

## Consideraciones básicas dentro de la perforación horizontal

### *Diseño de la sarta de perforación*

La sarta de perforación para un pozo vertical está sometida a esfuerzos de tensión, compresión y torsión. En la perforación horizontal se deben considerar los esfuerzos axiales y de rotación que son sometidos y opuestos a las fuerzas de fricción, resultado del contacto con las paredes del agujero cuando se incrementa el ángulo de desviación.

Durante la rotación, las cargas de fricción se reflejan en la superficie como "torque". Esto se transmite desde la barrena. Las cargas de fricción en los esfuerzos axiales son manifestadas por variaciones de movimiento en la carga al gancho. La diferencia entre la carga al gancho y la componente vertical del peso de la sarta cuando se saca la tubería se conoce como fricción hacia arriba (arrastre), similarmente la diferencia de cargas mientras se introduce tubería es fricción hacia abajo (arrastre).

Las fuerzas de torque y arrastre pueden limitarse durante la perforación y corridas de T.R. dependiendo de la profundidad del pozo.

Conforme a lo anterior, los factores que afectan a la sarta de perforación y limitan el torque y arrastre son:

- Longitud perforada de la sección direccional.
- Armado de la sarta.
- Coeficiente de fricción.
- Equipo de perforación .
- Método de perforación.

### *Diseño de aparejos de fondo*

Para precisar el diseño de la planeación del pozo, se deben tomar muy en cuenta las variables que afectan el diseño direccional. Estas pueden clasificarse dentro de dos categorías:

- a) Los mecanismos relacionados con la sarta de perforación.
- b) Los mecanismos relacionados con la estructura geológica.

Las condiciones apropiadas de diseño y trabajo deben ser lo suficientemente certeras para permitir el buen control de la trayectoria del pozo, provistas con la precisa descripción geológica conocida y por conocer. Es muy importante el diseño y operación de la herramienta colocada de 60 a 100 m. (200 a 300 pies) por encima de la barrena. Esta es parte del control de la dirección del pozo.

El aparejo de fondo (BHA) contempla en el control de desviación a los estabilizadores, bent-sub (articulaciones), equipo de medición durante la perforación, motores de fondo, etcétera.

Existen modelos analíticos y numéricos, que son utilizados para el diseño de aparejos de fondo y predicción de la trayectoria del pozo. Algunos de estos modelos tienen un propósito cualitativo y otros más son capaces de predecir con exactitud la trayectoria en forma cuantitativa considerando los mecanismos de la sarta de perforación y estructura geológica. Dentro de estos modelos se mencionan los siguientes:

- a) Aparejos de fondo con respuesta de inclinación. (Inclinación vs Profundidad).
- b) Aparejos de fondo con respuesta de Azimuth. (Azimuth vs Profundidad).

### *Hidráulica*

Dentro de las funciones prioritarias del fluido de trabajo durante la perforación del pozo se establecen las siguientes: limpieza del agujero, transporte eficiente de los recortes hacia la superficie (capacidad de acarreo del fluido de perforación).

Una limpieza inadecuada del pozo puede causar problemas durante la perforación tales como atrapamiento de sarta; desgaste prematuro de la barrena, bajos ritmos de penetración; inducción de fracturas en la formación; y altos torques y arrastres. De esta forma, es muy importante el diseño del programa hidráulico en la planeación de la perforación horizontal.

Los estudios y la experiencia han demostrado que los factores que más afectan la limpieza del pozo horizontal en el espacio anular son la velocidad de flujo en el espacio anular, la rotación de la sarta de

perforación; el ángulo de inclinación del pozo, las propiedades y régimen de flujo del fluido; el ritmo de penetración; la excentricidad anular y el recorte de perforación (densidad, tamaño y forma).

Se han desarrollado diversos modelos matemáticos para explicar y poder solucionar el efecto "cama", creado por los siguientes factores que afectan la capacidad de acarreo.

#### *Velocidad de flujo en el espacio anular*

El incremento de la velocidad de flujo no incrementa la velocidad del recorte. Esto es un factor crítico para la limpieza de pozos con ángulos de inclinación.

La velocidad anular se ha limitado por el gasto y presión de bombeo, el gradiente de fractura de la formación, los problemas de inestabilidad del agujero, etcétera.

Para una limpieza eficiente del agujero<sup>1</sup>, J.T. Ford define la velocidad mínima de transporte (MTV). Es un factor medible del fluido de perforación dentro de su capacidad de acarreo, así mismo la gran capacidad de acarreo que el fluido debe llevar a cabo para asegurar una limpieza mínima del agujero. Por otra parte, la MTV depende de todos los factores que afectan el transporte del fluido y los recortes a través del espacio anular, tales como las propiedades reológicas del fluido, ángulo, velocidad anular, excentricidad de la tubería y agujero, tamaño del recorte, etcétera.

De acuerdo con los mecanismos de transporte del recorte la MTV, se clasifica dentro de dos criterios: 1) velocidad mínima de transporte para deslizar el recorte velocidad de flujo requerida para iniciar y mantener el movimiento del recorte rodando o deslizado a lo largo de la pared baja del pozo y 2) velocidad mínima de transporte para mantener la suspensión del recorte velocidad de flujo para mantener en suspensión al recorte durante la circulación.

#### *Inclinación del pozo*

La perforación de pozos con inclinación por arriba de los 10° crea la excentricidad en el espacio anular. Como consecuencia se deriva el problema de acarreo de los recortes. Por ejemplo, en un pozo de 10° a 20° la velocidad anular del fluido generalmente es baja (2 pies/seg.). Si se mantienen estas condicio-

nes, entonces empezará a realizarse el asentamiento de recortes en forma de "cama" en la pared más baja del pozo. Los factores combinados de baja velocidad de flujo e inclinación del pozo generan altas acumulaciones de recorte en las paredes bajas del pozo, sobre todo en ángulos críticos entre 45° y 55°.

#### *Propiedades y régimen de flujo del fluido de perforación*

El comportamiento en el asentamiento de los recortes depende de la viscosidad del fluido y del régimen de flujo. Si la viscosidad es alta . dentro del flujo laminar, se tendrá la formación del efecto cama mas rápidamente que con viscosidades bajas.

Si la viscosidad del fluido es alta, se formará el efecto cama lentamente en flujo turbulento. Sin embargo el fenómeno continúa presentándose. Este fenómeno puede relacionarse a la velocidad de resbalamiento de la partícula, pero se considera que el resbalamiento es independiente de la viscosidad en flujo turbulento.

De lo anterior se concluye que para agujeros con ángulos mayores de 60° el flujo turbulento es el más recomendable. En flujo laminar, se debe considerar la reología del lodo con más detalle que es muy significativa para el acarreo de los recortes en agujeros menores con ángulos de 45°.

El incremento de la densidad del lodo aumenta la fuerza de flotación y reduce la velocidad de asentamiento y esto crea un aumento en la limpieza del agujero, esta consideración es aplicable para ángulos bajos y altos cercanos a la vertical.

#### *Ritmo de penetración*

Cuando se establece una velocidad de flujo para generar altos ritmos de penetración, en el espacio anular se incrementa la generación de recortes. Lo primero es esencial cuando se quiere optimizar la perforación. Sin embargo, cuando se perfora en agujeros con un cierto ángulo de desviación y bajo estas condiciones, se pueden generar problemas de atrapamiento de tubería que finalmente repercuten en los tiempos de operación. Lo ideal es tener en las condiciones de perforación el concepto de una buena limpieza del agujero, considerando la óptima



reología del lodo.  
Excentricidad entre tubería y agujero.

La excentricidad o posición de la tubería con el agujero determina el perfil de velocidad en el espacio anular. Diversos investigadores han creado modelos para describir el comportamiento de los recortes en los flujos laminar y turbulento cuando se tiene la excentricidad entre la tubería y el agujero y muy particularmente, en los pozos con ángulos de 40° a 90°.

Como hemos visto, la hidráulica es una consideración muy relevante dentro de la planeación del pozo horizontal. Su diseño es de suma importancia para lograr una óptima y adecuada perforación así como la terminación del pozo.

### Diseño de las tuberías de revestimiento

El asentamiento de T.R's. en pozos horizontales no es un trabajo fácil, sobre todo en la etapa de terminación del pozo. De ahí depende la útil y prolongada vida productiva del pozo, llevándonos a considerar la terminación en agujero descubierto la zona productora.

El API marca las especificaciones generales de esfuerzos y cargas para el diseño de las tuberías de revestimiento.

Además de los esfuerzos considerados en el diseño de tubería de revestimiento para pozos verticales, es necesario considerar algunos otros tales como el "pandeo", así como cargas críticas de torque, arrastre y disparos para el diseño de pozos direccionales y horizontales y que en ocasiones reducen la resistencia de la tubería.

La figura 110 presenta la relación de cargas y esfuerzos en pozos verticales y horizontales.

### Estabilidad del agujero

El análisis de estabilidad de agujero durante la planeación de los pozos horizontales tiene primordial importancia dentro de las consideraciones económicas y de operación.

Este concepto es amplio. Se debe tener el conocimiento del campo de esfuerzos de la formación, de-

Pozos Verticales	Pozos con ángulo de desviación
Pozos someros	Pozos con alto ángulo de desviación
Tensión/Compresión	Tensión/Compresión
Resistencia a la presión interna	Resistencia a la presión interna
Colapso	Colapso
<b>Pozos profundos</b>	
Esfuerzos anteriores	Pandeo
Desgaste	Fuerzas de torque y arrastre
Corrosión (H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> )	Desgaste
Fuerzas mínimas de torque y arrastre	<b>Pozos horizontales y multilaterales</b>
Temperatura	Esfuerzos y cargas anteriores con mayor grado de seguridad

Figura 110. Cuadro comparativo de esfuerzos para diferentes tipos de pozos.

finido por cuatro parámetros básicos:

- La magnitud del esfuerzo horizontal máximo, sH.
- La magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, sh.
- La magnitud del esfuerzo de sobrecarga sv. En vista de que se asume que este último esfuerzo actúa axialmente en el eje del pozo, se requiere de un parámetro adicional correspondiente al azimuth de uno de los esfuerzos horizontales.

Generalmente, se especifica el valor correspondiente al ángulo del menor de los esfuerzos horizontales, Azimuth, sh.

Junto con las características de resistencia mecánica de la formación, el conocimiento del campo de esfuerzos permite establecer el peso adecuado del flui-

do para la perforación de pozos. En el caso de pozos horizontales, la mejor trayectoria del pozo desde el punto de vista de estabilidad corresponde a su alineación con el menor esfuerzo horizontal. Aunque desde el punto de vista de producción, puede corresponder a su orientación con la mayor permeabilidad direccional (paralela a sH).

Se cuenta con el desarrollo y aplicación de modelos numéricos y analíticos para predecir el comportamiento del agujero, tanto para pozos verticales como horizontales.

### Métodos de perforación horizontal

La perforación horizontal inicia con una sección vertical o un equipo con una cierta orientación (Equipo de orientación), continuando la construcción de una curva de 0° a 90° antes de entrar al intervalo horizontal de interés. Esto último se logra con la aplicación de los siguientes métodos para el tipo de construcción de radio de curvatura, Fig. 111.

1. Método del radio de curvatura largo (LTR)
2. Método del radio de curvatura medio (MTR)
3. Método del radio de curvatura corto (STR)

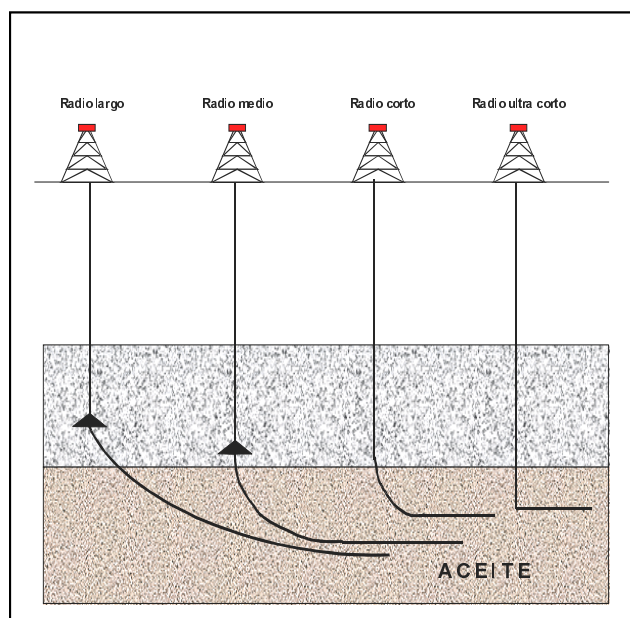


Figura 111. Ilustración de los métodos de curvatura.

4. Método del radio de curvatura ultra corto (USTR) En las figuras 112 y 113 se muestran las características básicas de comparación para los tres primeros métodos en cuanto a consideraciones económicas y procedimientos operativos.

	Radio largo	Radio medio	Radio corto
<b>Curvatura</b>	Hasta 6° por cada 100 pies	De 6° a 20° por cada 100 pies	De 1.5° a 3° por pie
Radio.	De 1000 a 3000 pies	950 a 290 pies	20 a 40 pies
Diámetro de agujero	Sin limitación.	4 3/4", 6 1/8", 8 1/2", 9 7/8"	4 3/4", 6 1/2"
Método de Perforación	Rotaria y motor de fondo para la sección de curvatura horizontal	Rotaria Diseños especiales de motores de fondo para la construcción del ángulo de curvatura	Herramientas de deflexión y articulación, motores de fondo, rotaria y diseños de sarta de perforación especiales para la sección horizontal
Tipo de tubería	Convencional	T.P. H.W hasta 15° por c/ 100 pies y tubería especial (esfuerzos compresivos) por arriba de 15°	Herramientas tubulares y motores de fondo especiales con articulaciones cortas
Barrenas	Sin limitación	Sin limitación	Rotaria = Sin límite Motor = P.D.C. y Diamante
Fluidos de Perforación	Sin limitación	Sin limitación.	Sin limitación
Control de dirección	Sin limitación	MWD limitado en diámetros pequeños hasta 6 1/8"	Especiales (T.F)
Corte de núcleos	Convencional y sin limitación	Convencional y sin limitación	Barriles de 3 pies y 1 pg

Figura 112. Características comparativas de operación de los métodos de perforación horizontal.

Terminación selectiva para los intervalos de drene del pozo	Múltiples zonas productoras	Sistemas artificiales de producción	Repeticiones	Incremento de producción. (Horizontal v.s. Vertical) Un pozo	Costo comparado con pozo vertical
No	Sí	Bombas sumergibles en la sección vertical	Sí	Desde 10 a 100 veces la producción.	1.5
Sí	Sí	Todos los tipos	Sí	7 veces	> 2
Sí	No	Todos los tipos	Sí	6 veces	> 2

Figura 113. Características económicas comparativas de operación de los métodos de perforación horizontal.

### Pozos de radio largo

La curva se construye desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y complementar la longitud a perforar y por lo tanto, la terminación del pozo.

Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera. Es conocida como "largo alcance" o "alcance extendido". Sin embargo, estos pozos son perforados de 70° a 80° sin alcanzar el objetivo en el plano horizontal. Esta técnica se aplica para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campo en desarrollo.

- Aplicaciones: Localizaciones inaccesibles, extensión en la perforación de acuerdo a normas gubernamentales, operaciones internacionales y desarrollo de la sección horizontal a más de 1000 pies.

- Ventajas: La sarta de perforación puede rotarse con uso de herramientas convencionales, mínimas severidades y patas de perro.

- Desventajas:

- Grandes profundidades verticales desarrolladas (PVD), horizontales desarrolladas (PHD) y desarrolladas medidas (PDM).

- Herramientas; Aparejos de fondo convencionales,

montaje de cucharas y barrenas jet y uso de motores de fondo.

- Aspecto económico. Comparar el costo de la perforación vertical, horizontal y multilateral, la productividad y efectividad de drene en cada caso.

### Pozos de radio medio

Esta técnica es la más usada en pozos terrestres. La curvatura tiene la función de proteger la ubicación del agujero cuando se tienen formaciones con afallamientos y estratos muy pronunciados. Con ello se logra que el pozo pueda perforarse y terminarse con herramientas convencionales en el tiempo estimado.

La extensión horizontal máxima posible parece incrementarse día a día con longitudes realizadas de hasta 3000 pies. La aplicación de este sistema, en el trabajo de la tubería de perforación y T.R, crea resultados y problemas de fricción dentro de límites aceptables. La técnica debe ser primordialmente aplicada dentro de los yacimientos de aceite con propiedades especiales tales como fracturas naturales, capas adyacentes de gas y subyacentes de agua que requieren un agujero horizontal dentro de los límites verticales estrechos. La ejecución del radio medio requiere de soportes técnicos y más específicamente, de aparejos de fondo flexibles.

- Aplicaciones: Yacimientos fracturados, yacimientos marinos; problemas de conificación de agua y gas; reentradas y yacimientos estrechos.

- Ventajas: Menores profundidades desarrolladas medidas, menos torques y arrastres; bajos costos, seguridad ecológica y uso de herramientas convencionales.

- Desventajas: No permite la rotación durante la construcción de la curva, desplazamiento horizontal corto, altos esfuerzos (compresivos, pandeo, tensión y torsión) sobre la sarta de perforación, limitaciones en la selección del tipo de barrena.

- Herramientas: Motores de fondo y Bent-subs.  
*Pozos de radio corto*

La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas geológicos por encima de la dirección del yacimiento o bien por razones económicas. De ésta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento. Anteriormente cuando se perforaba verticalmente era contraído por la formación.

Esta técnica también es conveniente para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. El drene horizontal múltiple con diámetros arriba de 6" puede perforarse para un pozo vertical. Rigurosamente se usan herramientas articuladas en la sarta de perforación.

De esta forma se genera la dirección al yacimiento para un pozo sencillo. Se minimiza la degradación ambiental con respecto a un pozo vertical.

El agujero horizontal puede ser dirigido mientras se perfora. Puede corregirse el curso si se requiere para mantener la fase horizontal hacia el objetivo. La técnica requiere de herramientas y soportes tecnológicos especializados.

- Aplicaciones: Definición de estructuras; pozos multilaterales; yacimientos cerrados.

- Ventajas: Curva corta; yacimientos poco profundos y medición de la profundidad mínima.

- Desventajas: Terminaciones no convencionales; longitudes cortas de 400 a 600 pies; diámetros de agujero limitados; múltiples viajes, requerimientos de rota-

- ción y top-drive; límite en control del azimuth.
- Herramientas: Flexibles y tubería articulada.

*Pozos de radio ultra - corto*

Esta técnica es muy apropiada en la aplicación de inyección de agua en formaciones blandas, no consolidadas y depresionadas. La aplicación más común de la perforación radial dentro del yacimiento se usa para reducir el depresionamiento por segregación gravitacional o para la inyección de vapores u otros fluidos, dentro del yacimiento que tiene recuperación de energía no natural.

*Tipos de terminación*

La terminación horizontal es una operación crítica que depende de la complejidad de desviación del pozo, de la formación, del tipo de pozo de las alternativas de tubería de revestimiento y del tipo de terminación seleccionada (Ver figura 114).

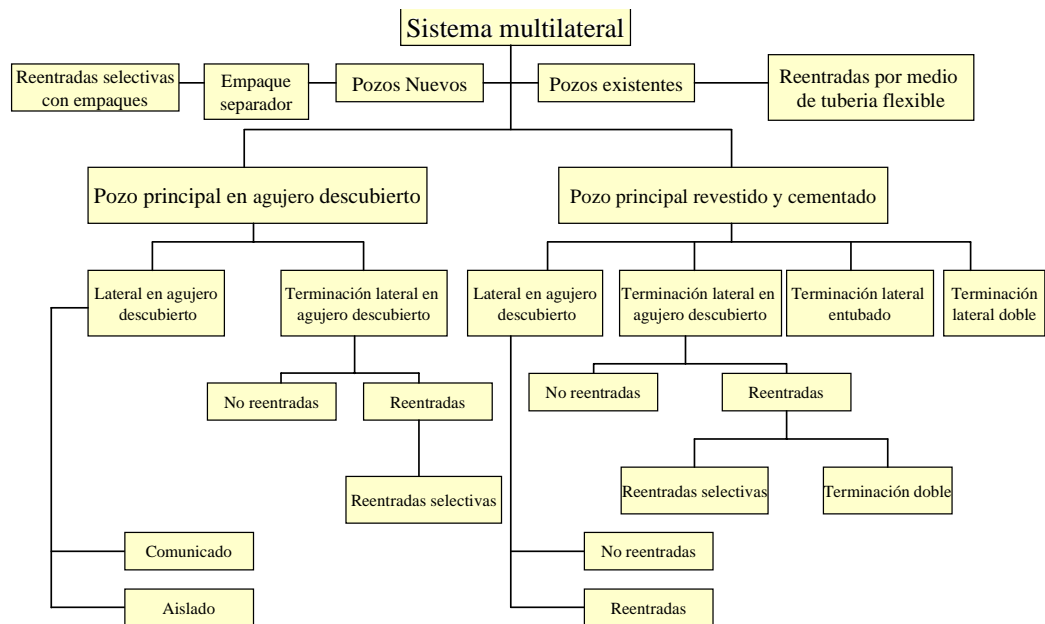


Figura 114. Selección de candidatos para la tecnología multilateral.

Durante los últimos diez años, la tecnología de terminación de pozos ha llamado la atención. A lo largo de este periodo se han desarrollado procedimientos operativos que facilitan la aplicación de ésta tecnología en conjunto con la operación de herramientas especiales para la terminación. Las primeras terminaciones se venían dando en agujero descubierto y hoy en día surge la necesidad de cementar las tuberías de revestimiento en la zona productora, para aislar zonas indeseables, con el fin de realizar trabajos futuros de reparación. Para esta instancia, el pozo requiere de tuberías de revestimiento de diámetro grande dentro de la dirección a la horizontal en distancias cortas de zonas problemáticas.

El espesor y grado de dureza de la tubería para ser corrida, depende del radio largo o medio a perforar para aislar las zonas problemáticas dentro del direccionamiento del pozo. Entonces se complementa el giro para la horizontal, dentro de una distancia vertical corta disponible para utilizar el radio corto. Así se termina el pozo horizontalmente con el tipo de terminación óptima para su producción.

Los objetivos de este tipo de terminación son:

- a) Prevenir el colapso del agujero.
- b) Eliminar la producción de arenas.
- c) Aislar zonas productoras de agua y gas.
- d) Permitir tratamientos efectivos de estimulación, entre otros.

La selección del método de terminación para un pozo horizontal requiere de ciertas consideraciones tales como estabilidad del agujero y producción de arena, diámetro del agujero, alternativas de T.R's, capacidad y sistemas artificiales de producción, aislamiento de zonas de agua, gas y de fracturas naturales.

#### *Agujero descubierto*

Esta terminación se caracteriza por su simplicidad y bajo costo. Prácticamente la tubería de revestimiento es cementada en la cima de la zona productora. La sección horizontal se deja en agujero descubierto.

Es aplicable en formaciones estables y apropiada para carbonatos y zonas de calizas fracturadas. Así mismo, en formaciones altamente permeables y donde

la conificación de agua y gas no se hagan presentes. Además, es una etapa de evaluación importante dentro de la calidad del yacimiento. Teóricamente el agujero descubierto no es una terminación práctica para arenas bajo consolidadas y espesores delgados, debido a problemas de colapso. Sin embargo, la experiencia de los pozos canadienses ha demostrado que el comportamiento de estabilidad del agujero ha sido mucho mejor en pozos horizontales que en los pozos verticales.

La producción esperada en agujero descubierto es tres veces más alta que alguna otra opción de terminación. Esto se debe a que se tiene una gran área abierta al flujo y menos restricciones de producción. Esta puede controlarse en algunas secciones.

Para llevar a cabo altos gastos de producción en este tipo de terminación, es necesario haber dejado una buena limpieza del agujero y el mínimo daño, durante las etapas de perforación y terminación. En algunos casos, para asegurar la limpieza del agujero, se perfora con el sistema bajo balance.

La terminación en agujero descubierto, permite las pruebas de producción, el abandono temporal, las estimulaciones, tratamientos de taponamiento y apuntalantes, toma de registros y algunas otras operaciones futuras. También es una causa del mínimo daño por la ausencia de cemento. Para llevar a cabo una estimulación en agujero descubierto, la compañía Sperry Sun recomienda los siguientes procedimientos:

- 1) Desplazar los recortes y el lodo de la sección horizontal.
- 2) Correr la tubería de producción a lo largo de la profundidad total.
- 3) Cubrir la sección horizontal con el fluido de estimulación.
- 4) Bombear el fluido de estimulación dentro de la formación.

Existe en el mercado una herramienta llamada casing con empacador externo y camisa deslizante para agujero descubierto. Se utiliza para aislar alguna zona de interés, realizar fracturamientos y operaciones con

ácido. La camisa deslizable abre y cierra hidráulicamente, conectada directamente de la tubería flexi-

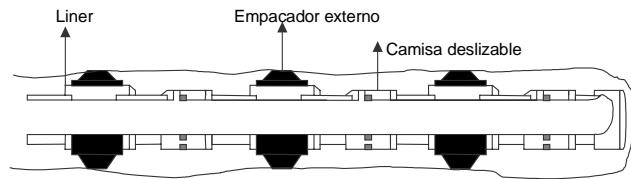


Figura 115. Casing con empacador externo y camisa deslizable.

ble (Fig. 115).  
*Tubería ranurada*

La terminación con tubería ranurada es económica y muy común en la terminación de pozos horizontales. La mayor ventaja de la tubería ranurada es la protección del agujero para evitar el colapso. Esta soporta la estabilidad del agujero cuando se presentan cavidades en el frente que restringen severamente la producción. También mantiene la integridad del agujero cuando la presión de formación decrece con el tiempo de producción (Ver Fig. 116).

El diámetro de las perforaciones de la tubería va de 0.02" a 0.25". Este rango puede variar de acuerdo a la capacidad de la tubería para un buen control de arenamiento (menos de 0.02"). La tubería ranurada es susceptible al taponamiento cuando las partículas son de un diámetro muy pequeño. Por lo tanto este tipo de terminación no es el mejor método para el control de arena.

Este tipo de terminación se utiliza en los pozos horizontales de radio largo, medio y corto perforados en formaciones bajo consolidadas. Desde el punto de vista económico, el de radio medio es el mejor para estas condiciones.

Las desventajas de la tubería ranurada son

- a) No provee aislamiento de zonas de interés.
- b) Es necesario sacarla para realizar trabajos de reparación.
- c) No controla la producción de arena.

d) Genera pérdidas de presión por fricción debido a los agujeros perforados.

e) Se debilita la tubería.

f) Trabajos difíciles de abandono.

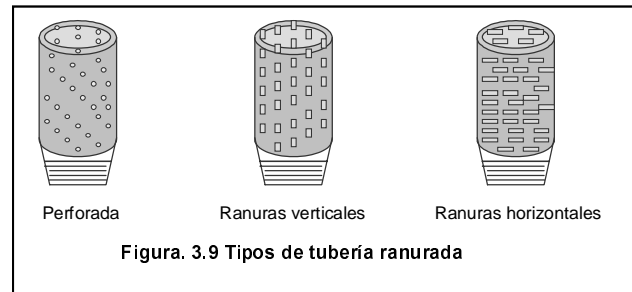


Figura 116. Tipos de tubería ranurada

*Tubería ranurada con empacador externo (ECPs)*

Este tipo de terminación es similar al de la tubería ranurada, con excepción de que se corre con un empacador externo para conseguir aislar alguna zona que requiera de una acidificación o para separar algunos intervalos dañados. También es aplicable para llevar a cabo una cementación selectiva por intervalos, sin cementar todo el agujero.

Las aplicaciones para este tipo de terminación son:

- a) Aislamiento de zonas, ya sea de fracturas indeseables, cementación o producción en intervalos de interés.
- b) Estimulaciones selectivas en los intervalos productores.
- c) Aislar y cementar zonas por debajo de la tubería ranurada.

En formaciones con alta permeabilidad o fracturadas, el aceite fluye directamente de la formación alrededor del empacador. Las siguientes técnicas son recomendables para el aislamiento en pozos horizontales.

- Llenado de cemento o fluido para la expansión del

empacador.

- Aislamiento de intervalos largos en el fondo del agujero.
- Espaciamiento del orden de 12 m, entre cada empacador para su operación (apertura y cierre).
- Llenado de los empacadores con aire.
- Recementaciones.

Dentro de este tipo de terminación, es muy importante manejar las técnicas de operación anteriores. Se corre el riesgo de crear efectos de daño al empacador y a la tubería durante su expansión. La figura 117 muestra el uso de centradores como recomendación entre otras, para evitar daño durante

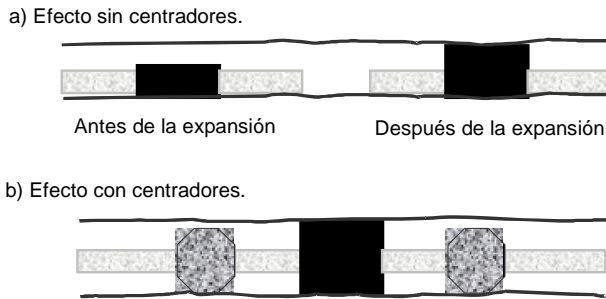


Figura 117. Efecto de los centradores en la expansión del empacador

el aislamiento de una zona.

Al expandirse el empacador, tiene un sello más amplio sobre la parte alta que en la parte baja. Generalmente la tubería se asienta sobre la parte baja del agujero. La expansión puede debilitar el sello en su parte alta. Esto provoca un deslizamiento del empaque a lo largo de su área de contacto. La excentricidad de la expansión puede reducirse cuando se colocan centradores rígidos sobre la parte baja de la tubería.

#### Tubería de revestimiento cementada

Desde el punto de vista operativo, este tipo de terminación es muy costoso y muy complicado. Pero ofrece buena integridad. Prolonga la vida del pozo evitando el colapso del agujero. También facilita los trabajos de reparación, requerimientos de estimulación y limpieza,

abandonos temporales y totales y la toma de registros de producción. La terminación con tubería cementada es aplicable a pozos exploratorios, pozos de alta presión y pozos con problemas de conificación. La mayor desventaja de este tipo es la restricción de la producción, debido a su comunicación con el yacimiento.

#### Tubería pre-empacada y protegida

Esta terminación es aplicable a yacimientos con formaciones poco consolidadas y con permeabilidad alrededor de 1 darcy. Se utiliza en yacimientos con gran producción de arena y es preferible a la tubería ranurada. La técnica consiste en la colocación de una malla 40 - 60 pre-empacada con grava y resina en la tubería para el control de la producción de arena. El diseño de la malla depende de las condiciones del yacimiento. No es recomendable en terminaciones donde es necesario aislar intervalos de gas y agua.

#### Sistema de terminación PSI

El sistema PSI (perforado, estimulado y aislado) fue desarrollado por la compañía Baker Oil Tools para utilizarse en cada zona que es perforada, estimulada y aislada en una sola corrida dentro del pozo. El sistema se compone de dos ensambles: 1) ensamble de fondo con empacador (Ver Fig. 118) que consiste de una camisa deslizante y un empacador para aislar cada intervalo después de la estimulación 2) ensamble de servicio, que consiste de un empacador, corrida de pistolas y herramientas para disparar y estimular (Ver Fig. 119). Una característica de este sistema es la capacidad para aislar zonas indeseables productoras de gas. El uso de éste sistema en terminaciones de tubería cementada con empacador y camisa deslizante para aislar y controlar zonas, provee un método que en conjunto es efectivo en la aplicación de fracturamientos hidráulicos y aci-

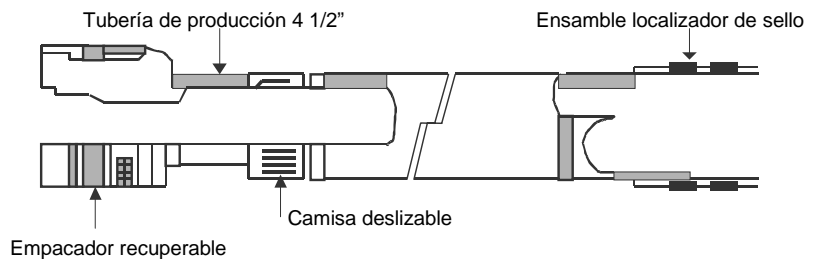


Figura 118 Ensamble de fondo con empacador.

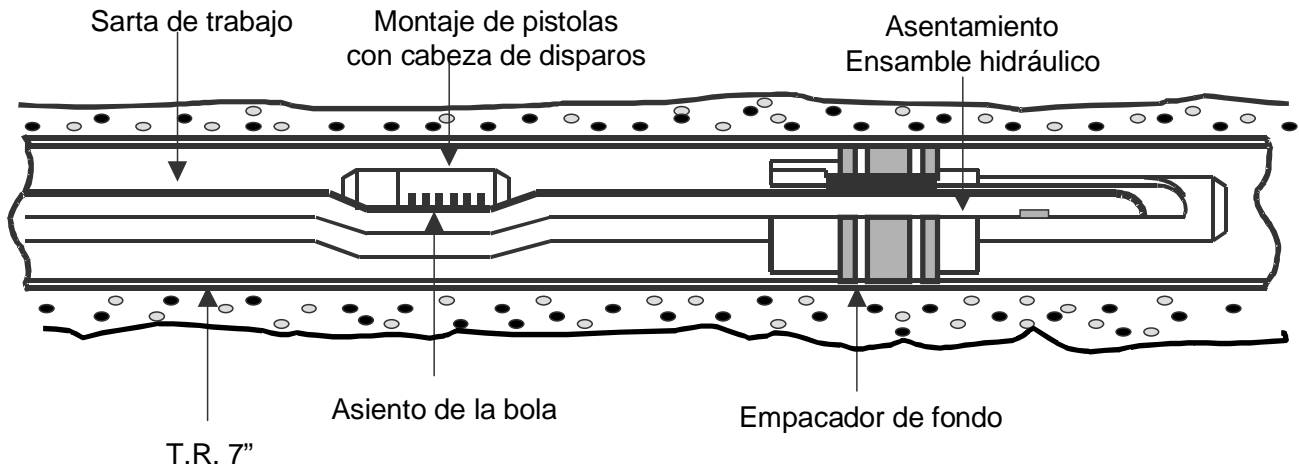


Figura 119 Ensamblaje de servicio.

dificaciones matriciales.

Esta técnica se opera con tubería flexible. Sin embargo en la actualidad no se han realizado trabajos reales, sólo empíricos.

del pozo.

Las figuras: 120, 121, 122 y 123 muestran diferentes tipos de terminaciones de acuerdo a las necesidades

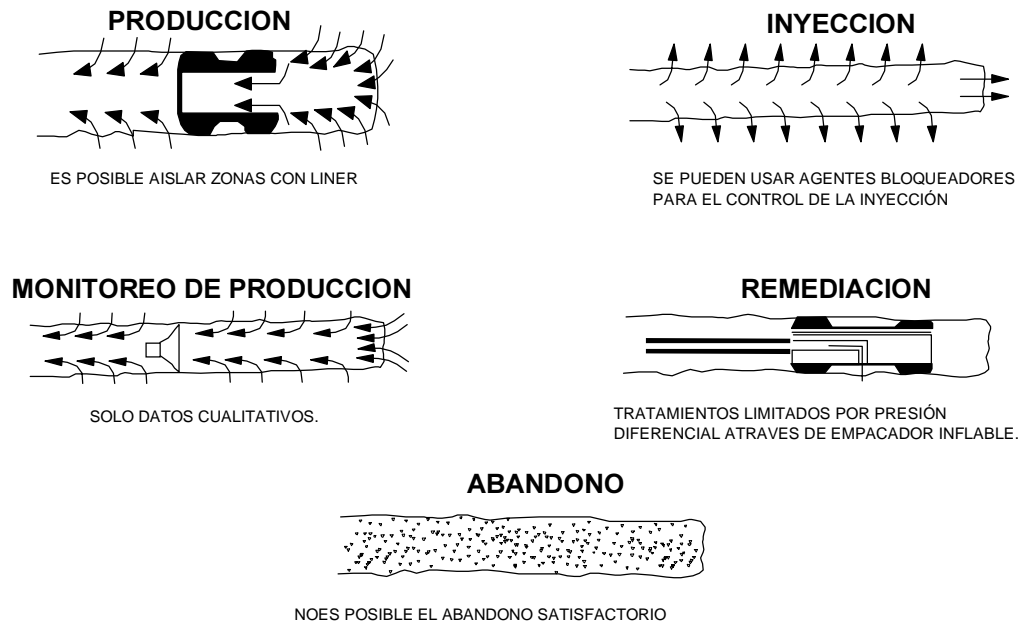


Figura 120. Tipos de terminaciones en agujero descubierto.



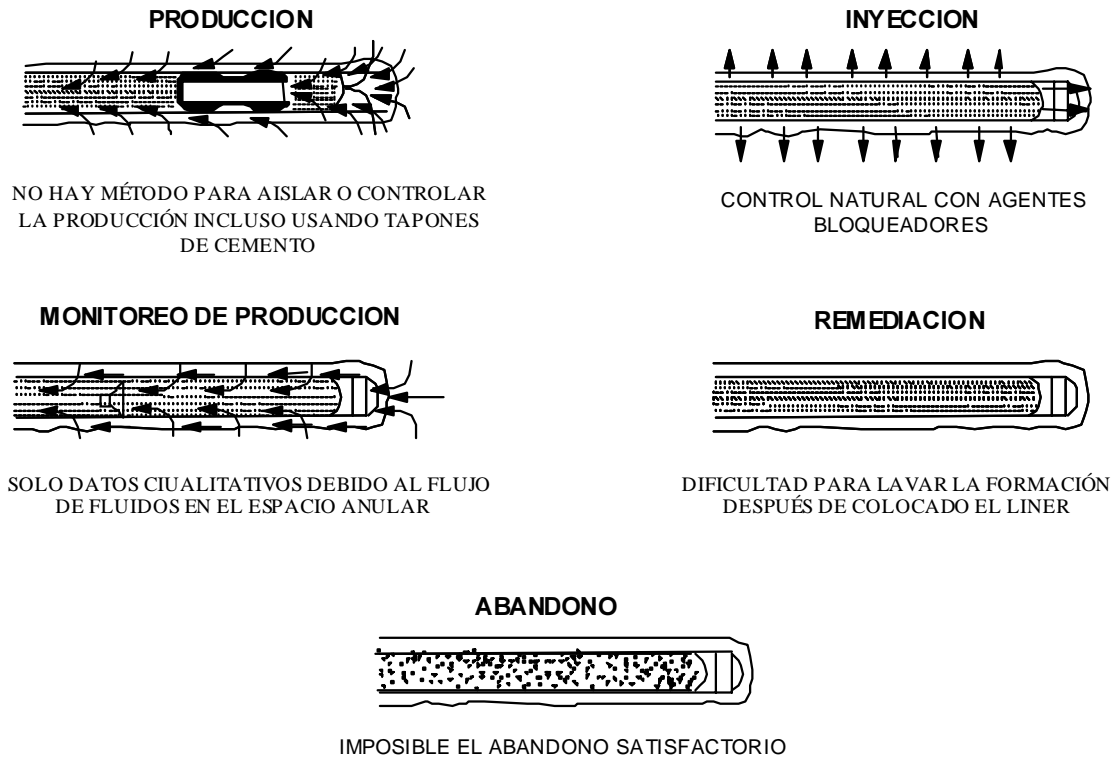


Figura 121. Tipos de terminaciones con liners ranurados.

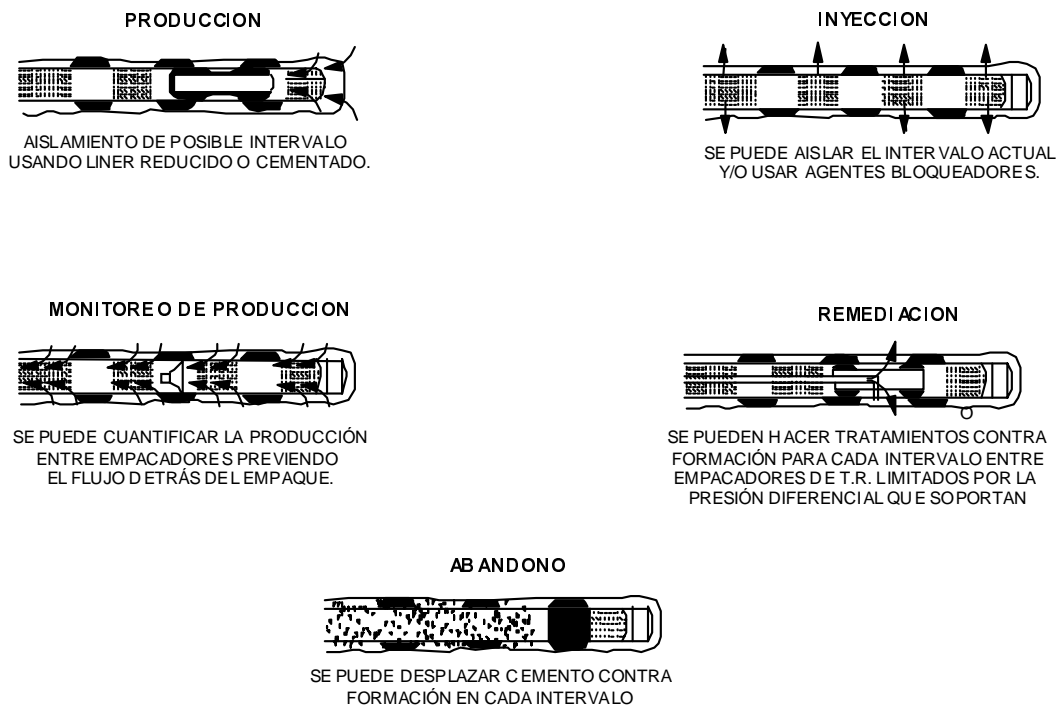


Figura 122. Terminaciones en liners ranurados con empacador externo.

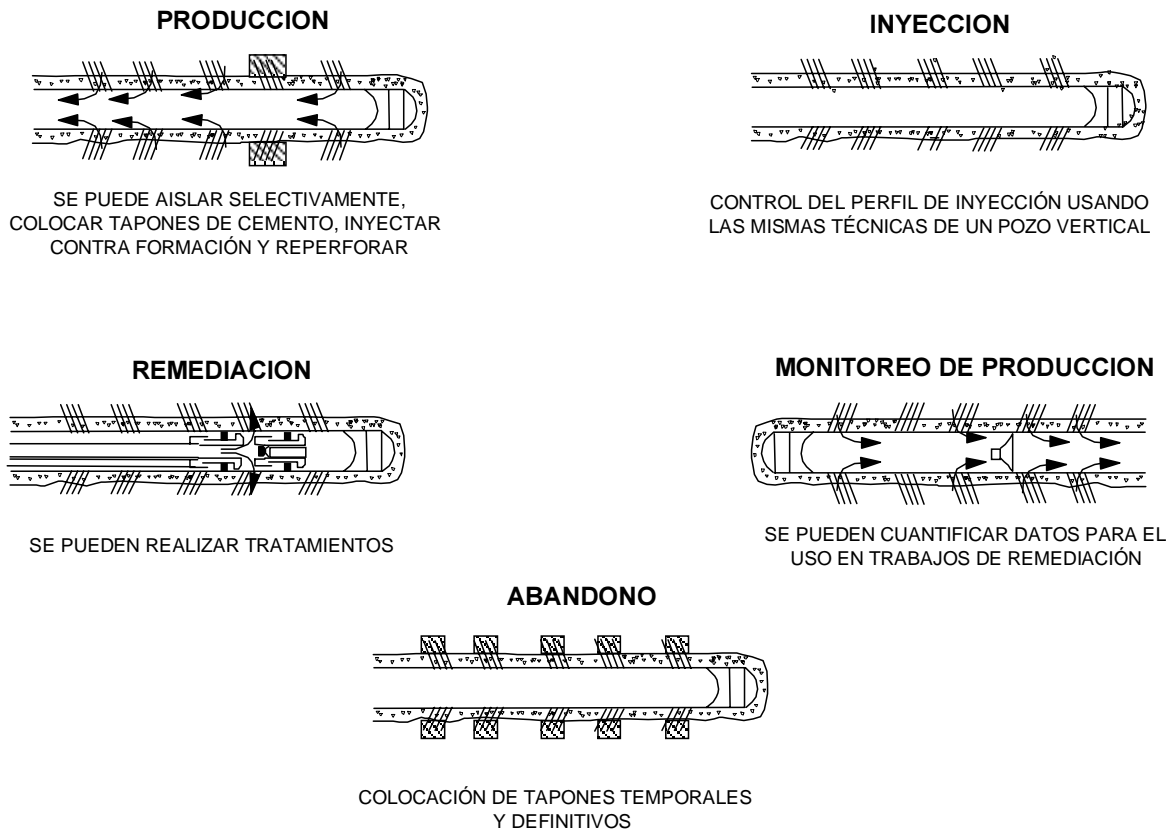


Figura 123. Terminaciones con tubería de revestimiento cementada.

**Aplicaciones**

Como se ha visto, la perforación horizontal y multilateral es una de las tecnologías que requiere de la participación directa y seguimiento constante

para mejorar los resultados que hasta la fecha se han obtenido. Factor importante es la terminación del pozo. De esta manera el código TAML (Total Advance Multi Lateral 4) establece el grado y categorías de complejidad de las terminaciones multilaterales en función del tipo de terminación y las cuales se mues-

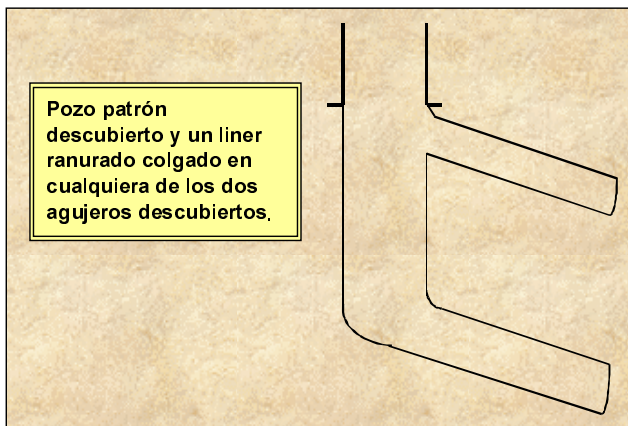


Figura 124. Nivel 1. Pozo patrón descubierto con un lateral.

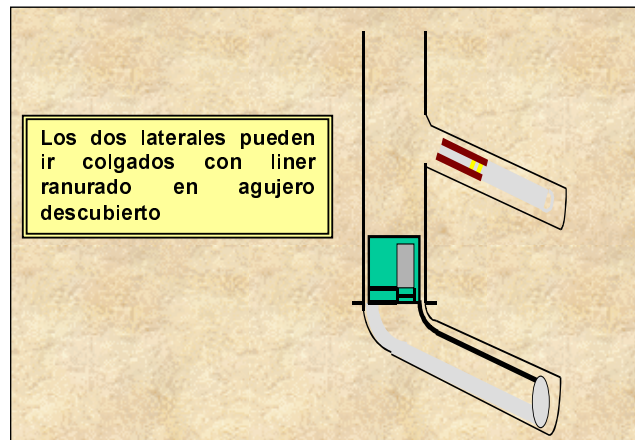


Figura 125. Nivel 2. Pozo patrón revestido y cementado y un lateral cementado y descubierto

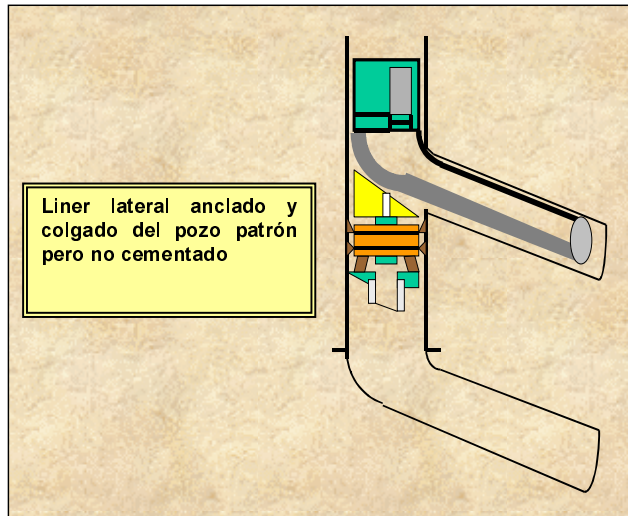


Figura 126. Nivel 3. Pozo patrón revestido y cementado y un lateral cementado con T.R. colgada.

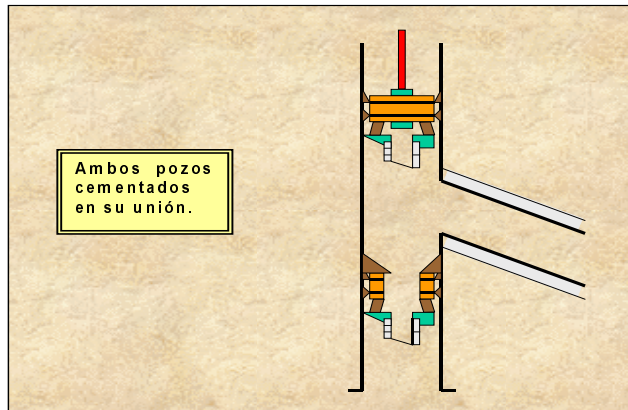


Figura 127. Nivel 4. Pozo patrón y lateral revestidos y cementados

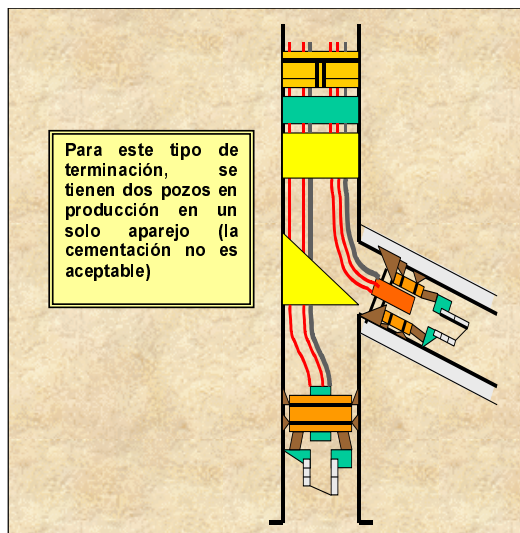


Figura 128. Nivel 5. Presión conjunta en la unión del ramal durante la terminación.

tran de las figuras 124 a la129.

La figura 129 nos muestra un ejemplo de terminación conforme a las categorías anteriores en donde se pueden combinar varias de ellas de acuerdo a las características del yacimiento.

En el apéndice A se presenta el resumen del primer pozo multilateral a nivel mundial con Nivel 6.

A continuación se mencionan los yacimientos más comunes para la aplicación de la perforación horizontal y multilateral.

- Formaciones verticalmente fracturadas.
- Formaciones de baja permeabilidad.
- Fracturamiento hidráulico múltiple.
- Yacimientos de aceite de espesores estrechos (delgados),
- Yacimientos con problemas potenciales de conificación de gas y agua.
- Yacimientos de aceite pesado y alta viscosidad y .
- Yacimientos estrechos o cerrados con permeabili-

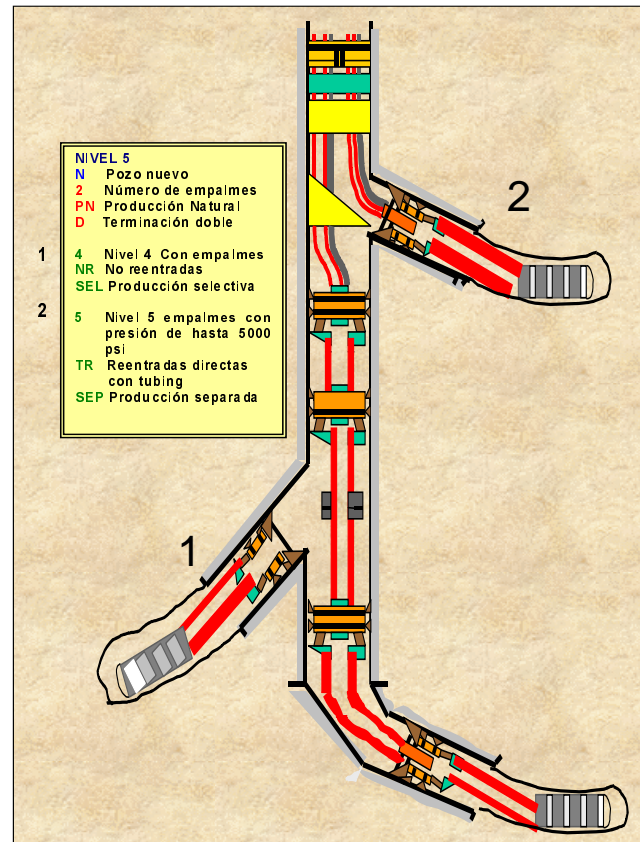


Figura 129. Nivel 5. Pozo multilateral cementado con integración de presión.

dad menor a 1md.

La figura 130 presenta la tecnología de aplicación en

Aplicaciones	Radio ultra corto	Radio corto	Radio medio	Radio largo	Combinación de radios
<b>PRODUCCIÓN DE GAS</b>					
Yacimientos con fracturas naturales		Aplica	Aplica	Aplica	
Yacimientos con baja permeabilidad		Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Yacimientos con baja energía propia		Aplica	Aplica		Aplica
Yacimientos de alcance extendido			Aplica	Aplica	
Formaciones delgadas		Aplica	Aplica	Aplica	
<b>PRODUCCIÓN DE ACEITE</b>					
Yacimientos con fracturas naturales	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Conificación de agua	Aplica	Aplica	Aplica		
Yacimientos con baja permeabilidad		Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Conificación de gas	Aplica	Aplica	Aplica		
Recuperación térmica	Aplica	Aplica	Aplica		Aplica
Yacimientos con baja energía propia	Aplica	Aplica		Aplica	
Formaciones irregulares		Aplica	Aplica		
Yacimientos de alcance extendido			Aplica	Aplica	
Formaciones delgadas	Aplica				
Control de movilidad agua-aceite		Aplica			
<b>OTRAS APLICACIONES</b>					
Reservas de gas		Aplica	Aplica		Aplica
Reservas de aceite		Aplica	Aplica		Aplica
Conservación ecológica	Aplica		Aplica	Aplica	Aplica
Atravesar localizaciones acuáticas		Aplica		Aplica	

Figura 130. Tecnología de aplicación para pozos horizontales.

pozos horizontales.

### Caracterización de yacimientos

#### Generalidades

Una vez que la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo ha sido descubierta por la exploración de pozos, la obtención de datos y parámetros durante la perforación es parte primordial para su relación con el comportamiento de las rocas del yacimiento y las propiedades de los fluidos que en ella se contienen.

Los ingenieros geólogos y de yacimientos realizan entonces las evaluaciones correspondientes para determinar si el yacimiento es lo suficientemente prometedor y poder justificar su explotación. La siguiente etapa es determinar el potencial de hidrocarburos y las características del yacimiento. Con ello se realizan predicciones de los gastos de producción. Después de decidir el desarrollo del campo, la obtención de información durante la perforación y producción del pozo conlleva a evaluar y planear estrategias de producción, por medio de estudios de simulación.

Los datos de origen son los obtenidos durante la perforación. Constantemente son monitoreados para localizar zonas porosas y formaciones fracturadas, la presencia de aceite, gas o agua salada se determina a través del lodo de perforación y del análisis litológico de los recortes de la formación. La exactitud de estos parámetros es fundamental para determinar el corte de núcleos y el óptimo asentamiento de las tuberías de revestimiento. La figura 131 ilustra los datos y parámetros que se necesitan para la determinación del modelo de yacimiento.

#### Características de los yacimientos

Cuando se desean incrementar los volúmenes drenados, el desarrollo y explotación de un yacimiento, puede darse a través de la perforación de pozos adicionales, creando fracturas artificiales o efectuando tratamientos de estimulación que mejoren la permeabilidad efectiva en las vecindades del agujero. En muchos casos se ha demostrado que una alternativa más económica es aquella consistente en el uso de pozos horizontales, los cuales aumentan la comunicación con el yacimiento.

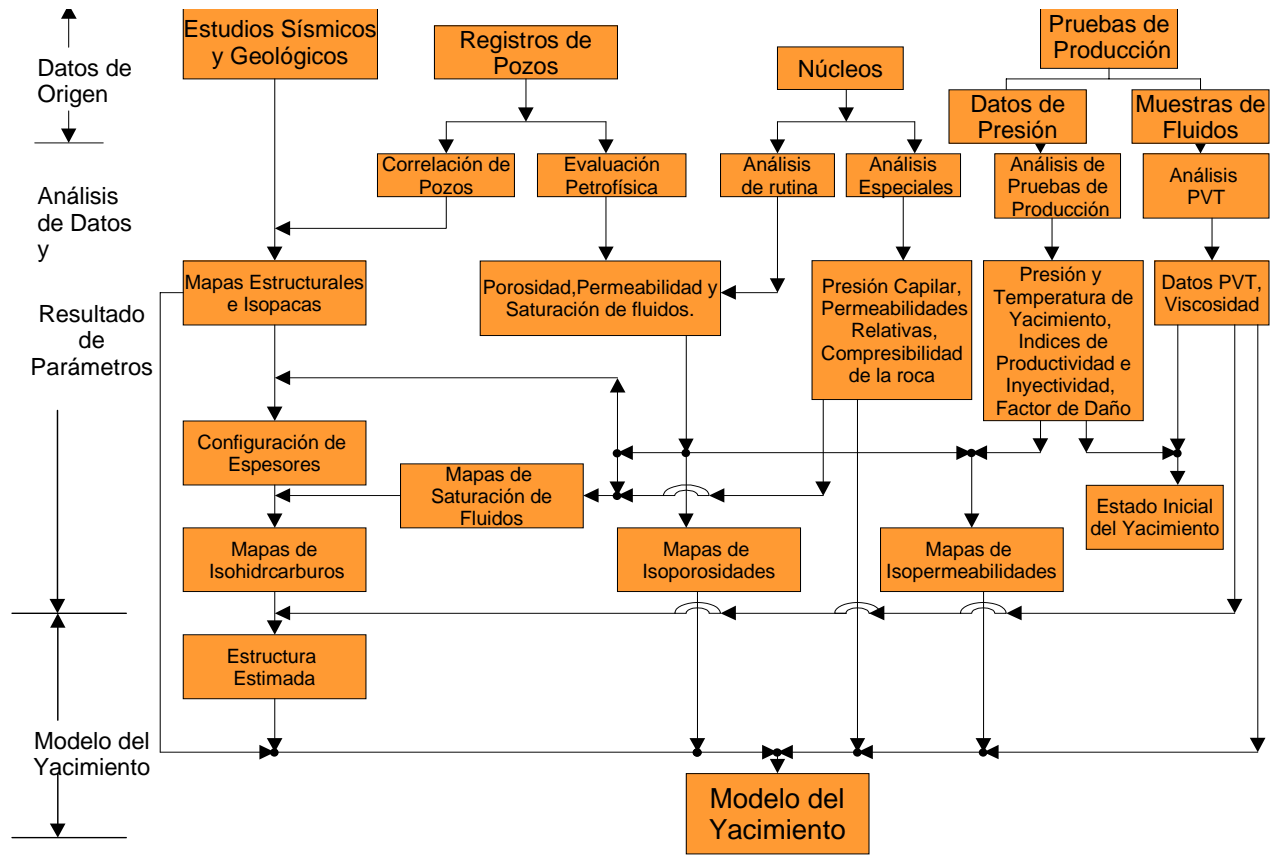


Figura 131. Datos y parámetros de la perforación para la caracterización de un yacimiento

La productividad de los pozos horizontales puede ser mayor que la de uno vertical por varias razones: propicia una mayor área de comunicación con la formación productora, atraviesa perpendicularmente a sistemas de fracturas naturales, justifica comúnmente los costos de perforación con mayores gastos de producción, reduce las caídas de presión y propicia la mayor eficiencia de drenaje de la formación productora.

La figura 132 ilustra las características principales de un pozo horizontal de radio  $r_w$  y longitud  $L_w$ , asociado a las soluciones analíticas encontradas para representar la respuesta de la variación de presión<sup>10</sup>. El modelo físico consiste en un pozo horizontal con conductividad infinita, localizado en un yacimiento anisotrópico y de espesor uniforme,  $h$ . A través del pozo horizontal se produce un fluido de compresibilidad constante y los efectos gravitacionales son despreciables.

Como se ilustra en la figura 133, en la respuesta de presión en un pozo horizontal, teóricamente pueden ocurrir tres periodos de flujo principales:

- Flujo radial vertical: ocurre después de que cesan los efectos de almacenamiento y es perpendicularmente radial al agujero, figura 26. Este régimen de flujo se presenta a tiempos cortos y permite determinar el daño.
- Flujo lineal: este ocurre paralelo al eje del pozo y representa el comportamiento del pozo como una fractura grande a través de la formación productora (Ver Fig. 134).
- Flujo pseudoradial: es un flujo radial alrededor del pozo, debido a que éste se comporta como un pozo estimulado por una fractura vertical (Ver Fig. 134).

Considerando esta respuesta, el análisis adecuado de pruebas de presión en pozos horizontales, permi-

te determinar las características de la formación atravesada, la anisotropía del yacimiento, las condiciones de flujo y la estimación de la longitud efectiva de aportación.

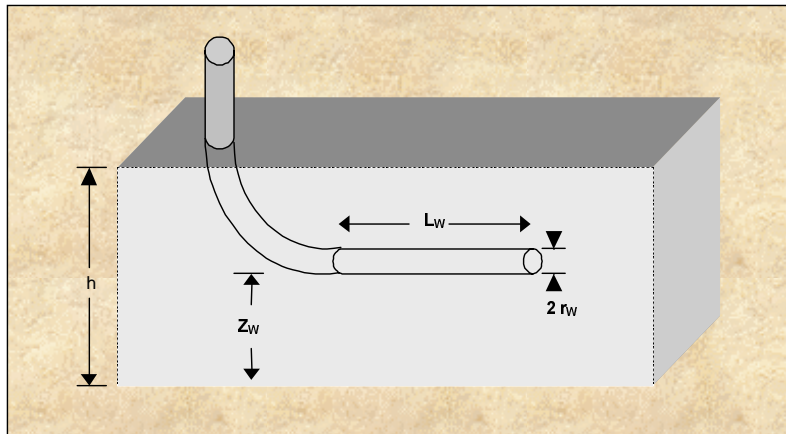


Figura 132 Características de un pozo horizontal.

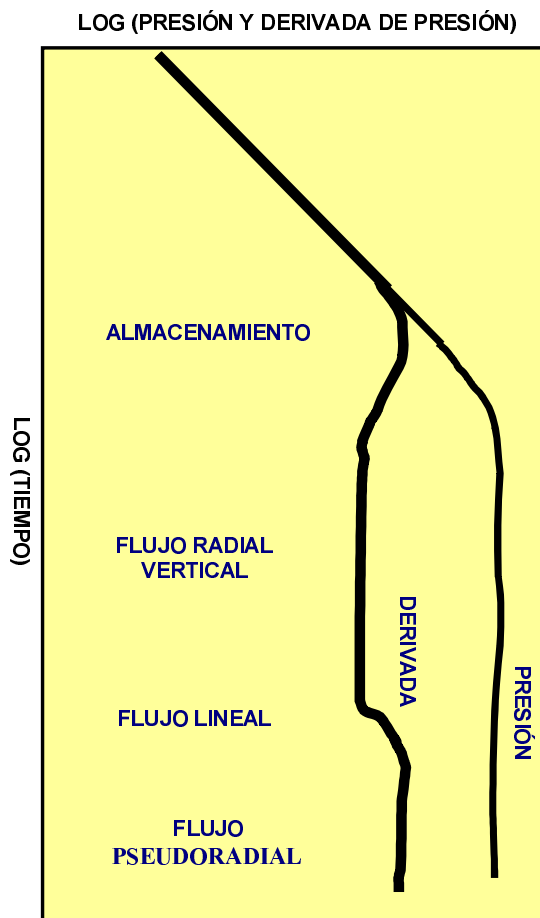


Figura 133 Diagnóstico de periodos de flujo desarrollados durante una prueba de presión en un pozo horizontal.

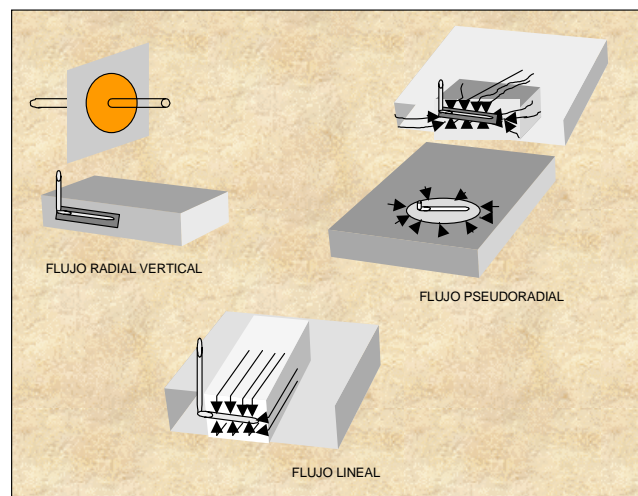


Figura 134. Periodos de flujo en una prueba de presión registrada en pozos horizontales.

### Evaluación de la producción

Varios trabajos se han realizado para evaluar la productividad de los pozos horizontales donde se ha considerado un pozo horizontal en un área de drenaje cerrada<sup>8, 9, 11</sup>, (Ver Fig. 132). De esta manera se ha establecido que la ecuación que representa los índices de productividad para condicio-

nes de flujo estacionario es la siguiente:

$$q_H = \frac{0.00708 k_H h \Delta p}{\beta \mu \left[ \frac{a^2 + \sqrt{a^2 - 0.25 L^2}}{0.5 L} + \frac{\beta h}{L} \right] \ln \left[ \frac{0.5 (\beta h)^2 + 2 \beta^2 \delta^2}{\beta h r_w} + S_d \right]} \quad (1)$$

Donde:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad a = 0.5 L \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left( \frac{2 r_e}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$$

Los índices de productividad, J, para pozos verticales y horizontales están dados por:

$$(2) \quad J_V = \frac{q_V}{P_e - P_w}$$

$$(3) \quad J_H = \frac{q_H}{P_e - P_w}$$

respectivamente.

Combinando estas ecuaciones con las correspondientes al gasto de un pozo vertical y la ecuación 1, se obtiene:

$$\frac{J_H}{J_V} = \frac{\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)}{\ln \left[ \left[ \frac{2 r_e}{L} \right]^2 + \frac{2 r_e}{L} \right]^{0.5} \left( \frac{\beta h}{L} \right) \ln \left( \frac{\beta h}{2 \pi r_w} \right)} \quad (4)$$

Es interesante notar que la relación de índices de productividad solamente es función de cinco

parámetros del yacimiento:

- radio de drene ( $r_e$ )
- radio del pozo ( $r_w$ )
- longitud horizontal del pozo (L)
- espesor de la formación (h) y,

$$\beta = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$$

### Caracterización del campo santuario

#### Antecedentes

El Campo Santuario se descubrió en junio de 1967 al perforarse el pozo Santuario Núm. 1. Resultó productor de aceite y gas en los yacimientos arenosos de la formación Concepción Superior. Actualmente, el campo produce 3 mil 525 BPD de aceite y 1.18 mmpcd de gas con 10 pozos productores, de los cuales 8 son fluyentes y 2 operan con sistema de bombeo neumático. La figura 135 muestra la ubicación del campo.

#### Configuración estructural

El Campo Santuario esta formado por dos áreas: terrestre y lacustre. Se perforaron 48 pozos de los cuales 10 fueron taponados por encontrarse invadidos de agua salada. La estructura es un monoclin al afectado por cinco fallas, una de ellas atraviesa el campo en su totalidad de NE a SE (falla 2) y las restantes tienen un paralelismo entre sí y el mismo buzamiento. El campo está formado por 6 bloques como resultado del afallamiento y presentan impregnación de hidrocarburos solo en dos de ellos (bloque I y II). Los bloques III, IV, V, y VI aparecen invadidos de agua. Actualmente los pozos productores se encuentran en el bloque I. (Ver figuras 136 y 137).

La interpretación estructural del Campo Santuario se obtuvo por medio del análisis cuantitativo, cualitativo y correlacionando los registros geofísicos. Se determinan 23 yacimientos de los cuales actualmente seis se encuentran en producción. La figura 138 muestra las características litológicas de los yacimien-



Figura 135. Ubicación del Campo Santuario.

**TERCIARIO**

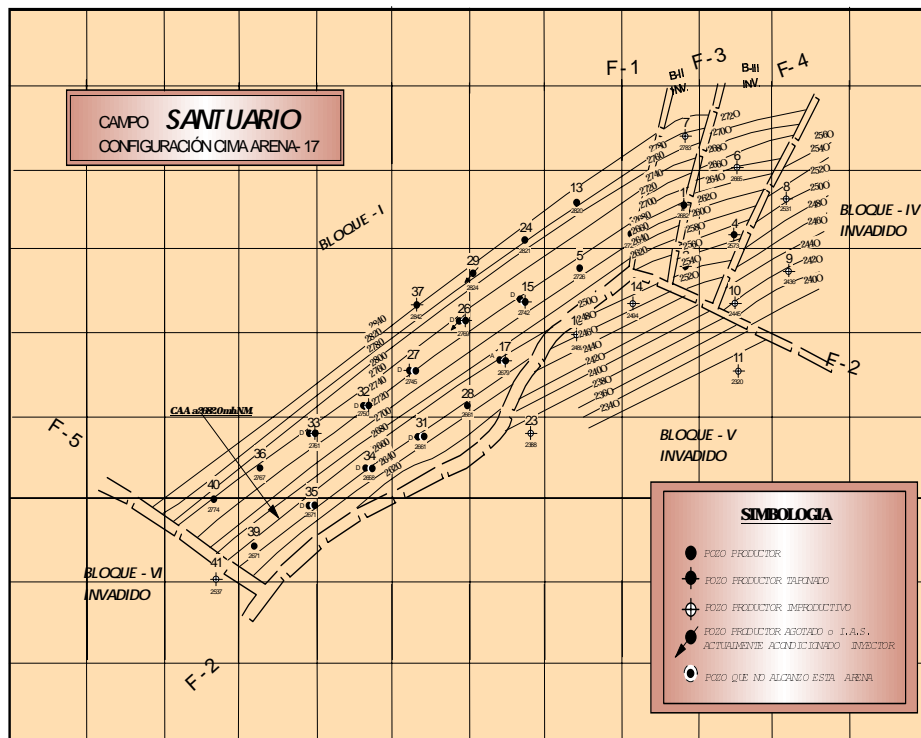


Figura 136. Configuración estructural.



**TERCIARIO**

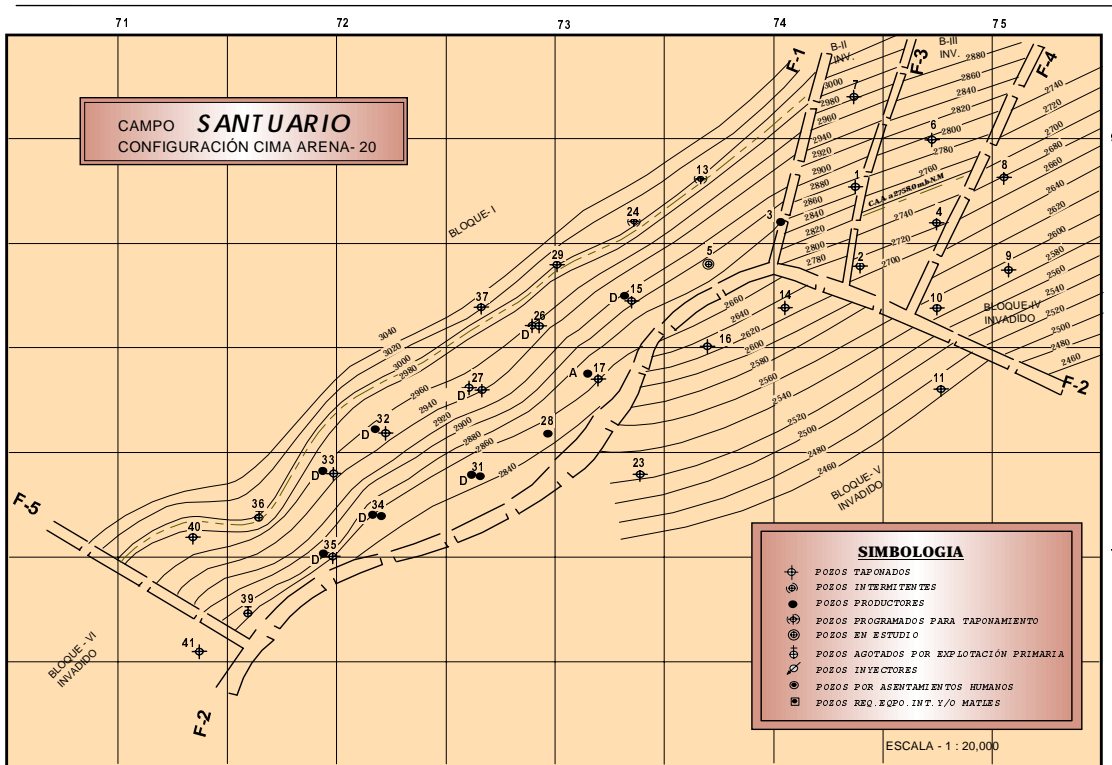


Figura 137. Configuración estructural arena 20.

t o s

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD	DESCRIPCIÓN
Reciente.	Aflora	
Paraje Solo	Indeterminado.	Arenas invadidas de agua
Filisola	De 164 m a 2700 m De 2700 m a 2830 m	Arenas arcillosas invadidas de agua. Arenas arcillosas impregnadas de hidrocarburos separadas por intercalaciones de lutitas.
Concepción Superior	De 2830 m a 4300 m	Arenas arcillosas impregnadas de hidrocarburos

Figura 138. Historia de producción Campo Santuario.

identificados.

El yacimiento más importante es la arena 18, donde se encuentran operando seis de los diez pozos que producen hoy en día. La producción máxima del campo fue de 10 mil 200 BPD en los años 70's. Posteriormente, y como resultado de la declinación de presión del yacimiento, la producción disminuyó hasta 1800 BPD en 1992.

A partir de 1996, se tiene un incremento de la pro-

ducción como resultado de la integración de grupos multidisciplinarios y actualmente su producción es de 3 mil 800 BPD y 1.3 MMPCD de gas. La figura 140 muestra una sección estructural de los pozos productores. Las figuras 141 y 141 a presentan, respectivamente, la producción de aceite y gas en este campo.

El mecanismo de empuje de estos yacimientos es hidráulico. Por ello la presión del yacimiento se man-

POZO	ARENA	INTERVALO	PRODUCCION	Ø T.P.	Ø EST	BRUTO	PRESION HIDROSTATICA
		(m.b.m.r)	Qo(bpd) Qg (mmpd)	(pg)	(pg)	m	kg/cm <sup>2</sup>
3	18-20	2818-2824	3100.2	2 3/8"	BN	22	232
15-D	30-32	3270-3277	1320.07	2 7/8"	BN	35	177.6
17-A	18-20	2793-2805	2080.10	2 3/8"	1/4"	22	261.3
28	18	2766-2774	7360.13	2 7/8"	7/16"	15	210.1
31	17	2581-2594	5220.04	2 7/8"	1/4"	10	261.34
31-D	18	2780-2791	3900.19	2 3/8"	1/4"	16	
32-D	30	3307-3309	3840.22	2 3/8"	1/2"	15	215.3
34	18	2772-2782	8990.17	2 3/8"	1/2"	20	
34-D	17-21	2865-2872	5410.24	2 3/8"	1/4"	35	
35-D	18-21	2784-2793	4470.12	2 3/8"	1/4"	20	

Figura 139. Producción actual del Campo Santuario

tiene prácticamente sin variación. (Ver figuras 141,141a y 142).  
 La figura 143 presenta el comportamiento de presio-

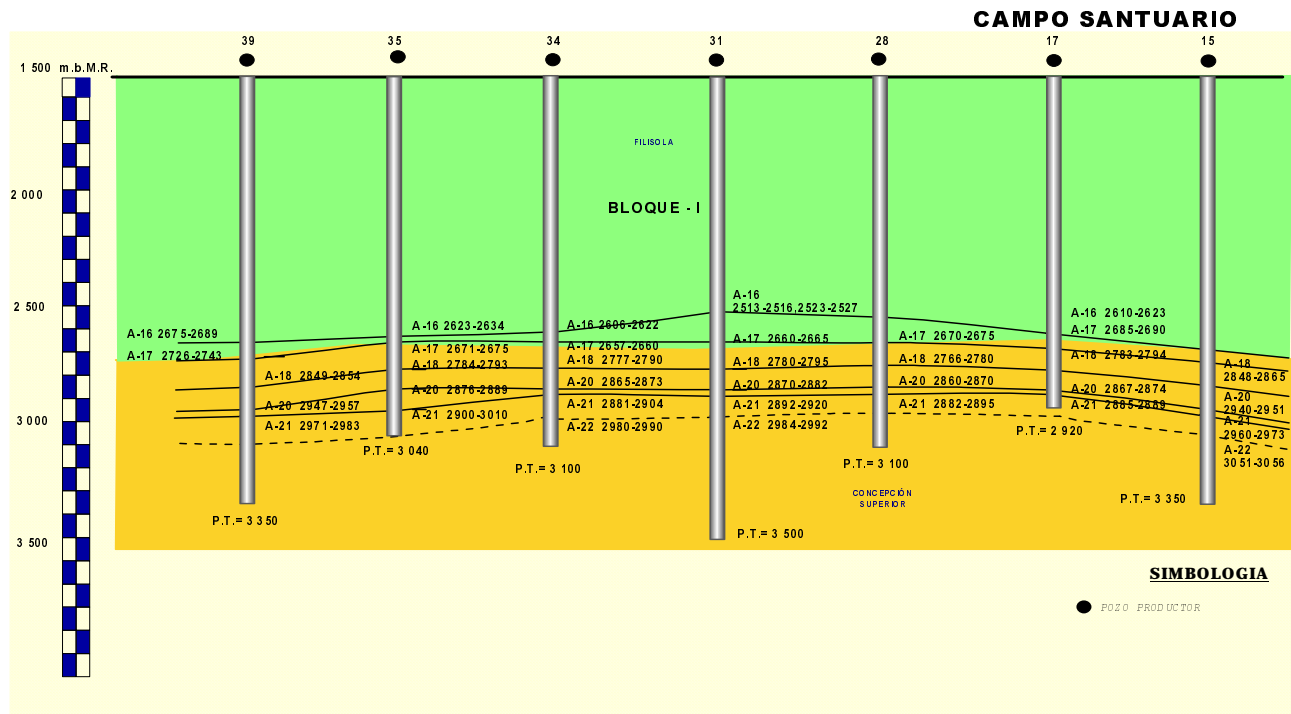


Figura 140. Sección estructural de los pozos productores Campo Santuario.



Figura 141. Historia de producción de aceite del Campo Santuario.

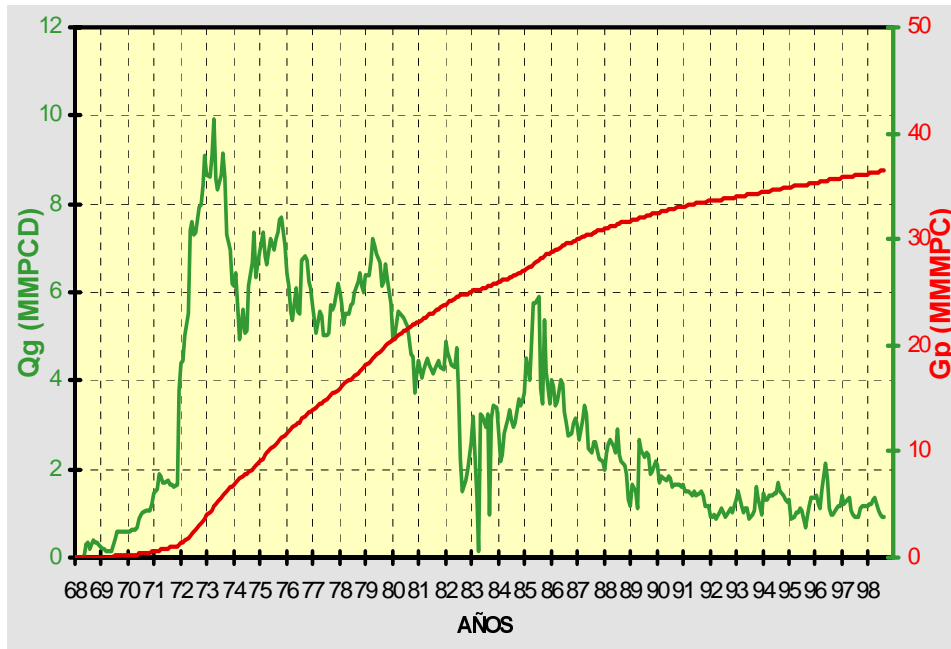


Figura 141a. Historia de producción de gas del Campo Santuario.

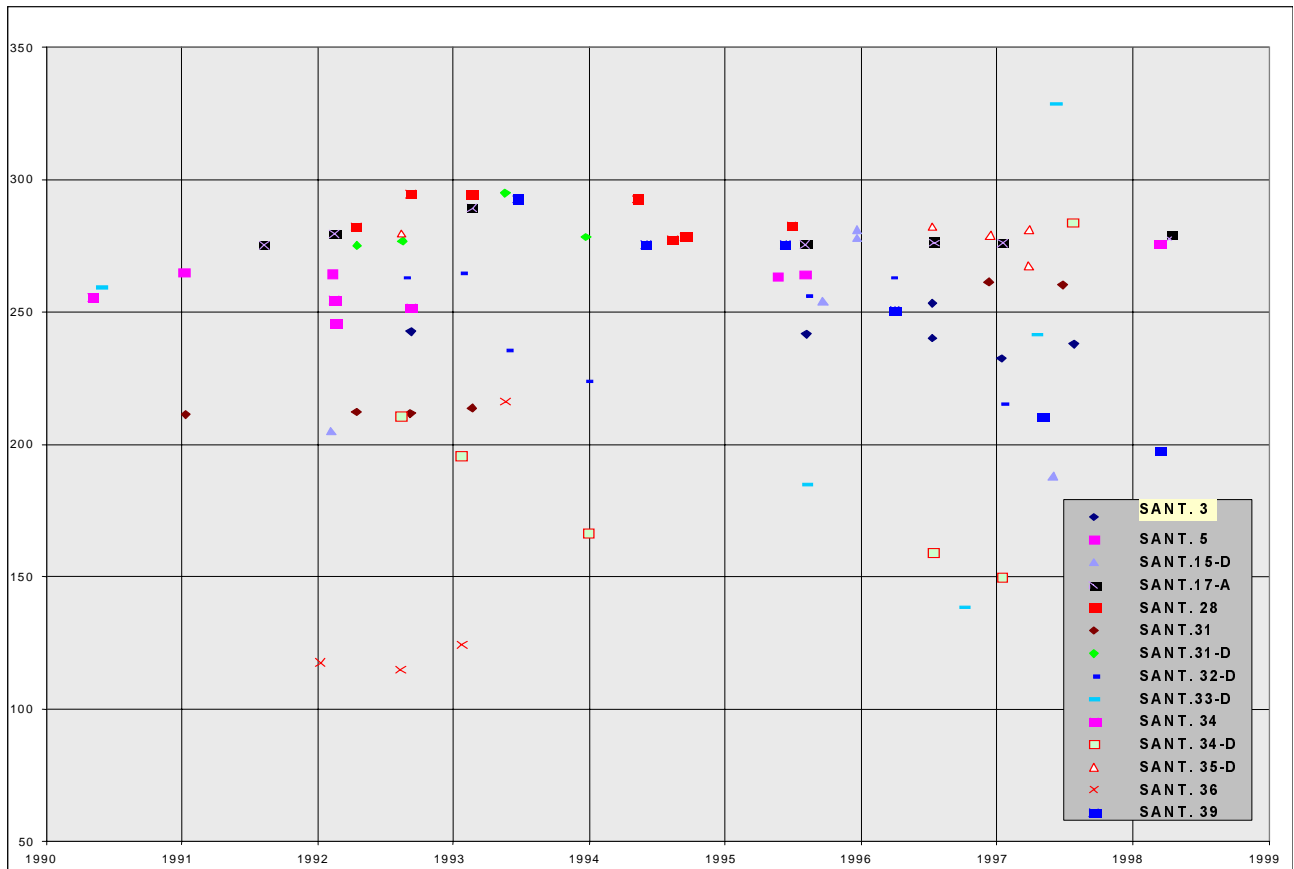


Figura 142. Comportamiento de presiones Campo Santuario.

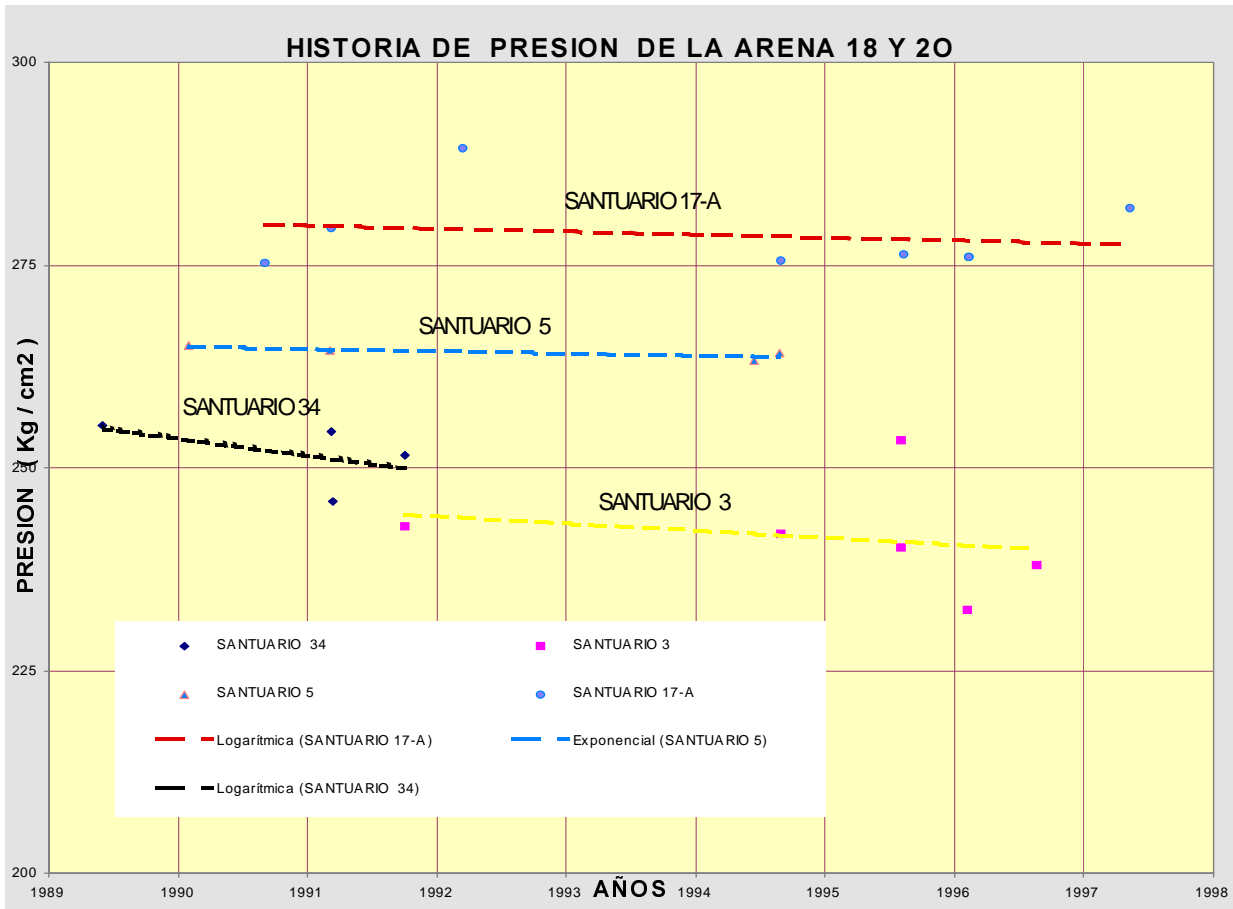


Figura 143. Comportamiento de presiones arenas 17 y 20.

nes de las arenas de interés a explotar para el pozo Santuario 28-H.

**Análisis comparativo entre pozos horizontales, verticales y desviados**

La comparación de la productividad entre pozos horizontales y verticales fracturados ha sido reportada por varios autores 12,13, Se considera que un pozo horizontal representa un caso particular de un pozo que penetra totalmente a fracturas de conductividad finita. Es importante notar que la productividad de los pozos horizontales es dependiente de la relación de permeabilidades,  $kV / kH$ .

Para efectuar una evaluación adecuada y representativa del comportamiento de la producción de los pozos horizontales, se ha colectado la información correspondiente a pozos verticales, direccionales y horizontales, como se presenta en la figura 144.

Como ilustración, con los datos de la figura 144 se obtuvo la figura 145. Se presentan los resultados del comportamiento de la relación de índices de productividad entre pozos horizontales y verticales. Se nota que a medida que aumenta el valor de  $kV / kH$  se incrementa la productividad de los pozos horizontales. Se observa el comportamiento del pozo Abkatún 221. Este refleja que debe producir aproximadamente cuatro veces el gasto de un pozo vertical.

En el gráfico de la figura 145 se introdujeron los valores representativos de  $JH / JV$  obtenidos para los pozos horizontales perforados en el campo Abkatún. Se observó que éstos tienen un comportamiento similar al de un pozo fracturado con conductividad finita.

La comparación de las productividades, tabla 8, refleja claramente que los pozos horizontales presentan excelentes condiciones iniciales de producción (

Ver Fig. 145). Es decir, que se comportan como pozos con conductividad infinita. Por tanto, cumplen con los requerimientos básicos del concepto de pozos horizontales. Estos resultados indican que los pozos horizontales significan una buena alternativa

de explotación de yacimientos.

**Proyecto de re-entradas en campos de la división sur**

*Introducción*

Conforme a la situación actual de producción de hidrocarburos, la perforación de pozos encuentra su potencial más importante en entrar a pozos existentes para explotar reservas conocidas o explotar nuevos horizontes con el objetivo de incrementar la productividad y mejorar el valor de los proyectos. De esta manera se han realizado estudios de evaluación de la producción en yacimientos que tienen un potencial considerable de reservas de explotación y que pueden ser desarrolladas a través de la planeación de re-entradas y de la perforación multilateral.

Para la planeación de estos proyectos se ha partido de consideraciones, alternativas de intervención y tipo de tecnologías de aplicación para llevar a cabo la integración de los mismos.

CAMP O	TIPO DE POZO	Q <sub>o</sub> (BPD)	Δp (kg/cm <sup>2</sup> )	J (BPD/kg/cm <sup>2</sup> )	L (m)	J <sub>H</sub> / J <sub>V</sub>
AGUA FRÍA	Vertical fracturado	921.5	21.9	42.0	80	2.4
	Vertical sin fracturar	245.0	100.7	2.43	--	
	Horizontal	409.0	71.7	5.70	150	
CANTARELL	Desviado (2094)	7071	1.14	6203	--	2.0
	Horizontal (2074)	8800	116.6	75.5	290	
ABKATUN	Vertical (212-A)	1234	39	31.6	--	
	Horizontal (221)	2599	20	129.9	365	4.1
	Horizontal (223)	2432	31	78.6	100	2.5

Figura 144. Comparación de la productividad de pozos verticales, fracturados y horizontales.

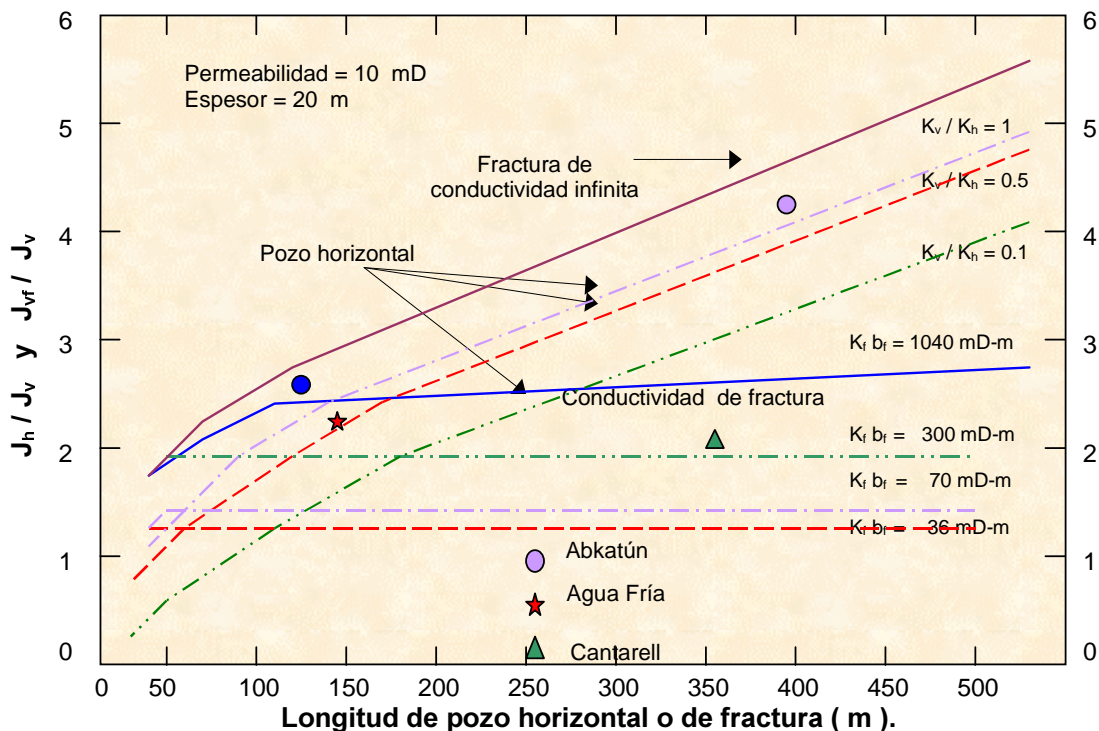


Figura 145. Índice de productividad de pozos horizontales, verticales y fracturados.

### Antecedentes

La realización de reentradas y apertura de ventanas en campos de la división sur ha partido de una buena planeación tomando en cuenta las siguientes:

### Consideraciones

- Edad del pozo.
- Diseño de tuberías de revestimiento.
- Si el pozo ha sido abandonado.
- Cómo se taponó el pozo.
- Existe chatarra en el agujero.
- Justificación de abandono.
- Disponibilidad de registros de cementación.
- Contingencias.

### Alternativas de intervención

- Tecnología de moler y abrir ventanas.
- Tecnología de profundización de pozos.
- Multilaterales con cucharas desviadoras.
- Sistemas de perforación de radio corto, medio y largo alcance.
- Sistemas de direccionamiento con DOT (Drilling orienter tools) y MWD (measure while drilling)
- Uso de equipos convencionales o tubería flexible.

Como aplicación de ello se ha llegado a los siguientes resultados en algunos campos de la División Sur. (Ver Fig. 146).

Los activos de producción: Cinco Presidentes, Cuichapa, Bellota Chinchorro y Muspac - Macuspana realizan estudios de caracterización de yacimientos en función de los resultados anteriores. Resaltó la rentabilidad para el desarrollo de proyectos integrales en conjunto con perforación y mantenimiento de pozos.

De esta manera, se monitorea la tecnología de las compañías líderes (Baker, Halliburton y Anadrill) para

UO P	POZOS	OPERA CION	TECNO LOGIA	OBJE TIVOS	TIEMPO DE OPERACIÓN
C á r d e n a s	Jacinto 5 y 15	Apertura de ventanas	Corta tubo hidráulico	Desviación a 4200 m. Para una profundidad total de 6100 m	100 días en promedio
R e f o r m a	Catedral Muspac y Agave	Apertura de ventanas	Corta tubo hidráulico	Desviación a 1800 m. Para una profundidad total de 3100 m	32 días en promedio
C o m a l c o	Chinchorro, Escuintla y Caparroso	Apertura de ventanas	Corta tubo hidráulico y cucharas permanentes	Desviación a 4250 m. Para una profundidad total de 5400 m	45 días en promedio
A g u a D u l c e	Cerro Nanchital	Apertura de ventana en TR de 9 5/8"	Corta tubo hidráulico	Desviación a 135 m. Para una profundidad vertical total de 475 m, desarrollada de 957 m y desplazamiento horizontal de 345 m	

Figura 146. Reentradas en pozos de la División Sur.

POZOS	INTERVALO A PERFORAR (m)	TIEMPO DIAS	PRODUCCION ESPERADA (BPD)
San Ramón 8	2900 - 3450	16	400
San Ramón 9	1800 - 3600	30	400
San Ramón 38	3200 - 3575	13	400
San Ramón 64 A	2150 - 3500	24	375
San Ramón 67	2150 - 3175	21	250
San Ramón 70	2150 - 2600	12	300
San Ramón 39 D	3324 - 3500	7	250
Rodador 298	1625 - 3600	30	450
Rodador 65	1700 - 3500	25	375
Blasillo 85	2500 - 3200	14	200

Tabla 147. Pozos en estudio del activo Cinco Presidentes

POZOS	INTERVALO A PERFORAR (m)	TIEMPO DIAS	PRODUCCION ESPERADA (BPD)
Central 6	2500 - 3200	10	200
Arroyo Prieto 17	3570 - 4500	30	300

Figura 148. Pozos en estudio del activo Cuichapa

POZOS	INTERVALO A PERFORAR (m)	TIEMPO DIAS	PRODUCCION ESPERADA (BPD)
Santuario 34 D	1750 - 2900	22	500
Santuario 35 D	1750 - 2900	22	500

Figura 149. Pozos en estudio del activo Bellota - Chinchorro.

algunos proyectos de perforación a través de re - entradas. (Ver figuras 147, 148, 149 y 150).

### PROYECTO MULTILATERAL DEL POZO SANTUARIO 28-H

#### Objetivo

Este proyecto tiene como objetivo obtener producción comercial de hidrocarburos, aplicando las tecnologías de perforación multilateral explotando las arenas 17 y 20 que no han sido drenadas en esta área, así como de recuperar la máxima reserva posible del mismo, y con ello incorporar una producción

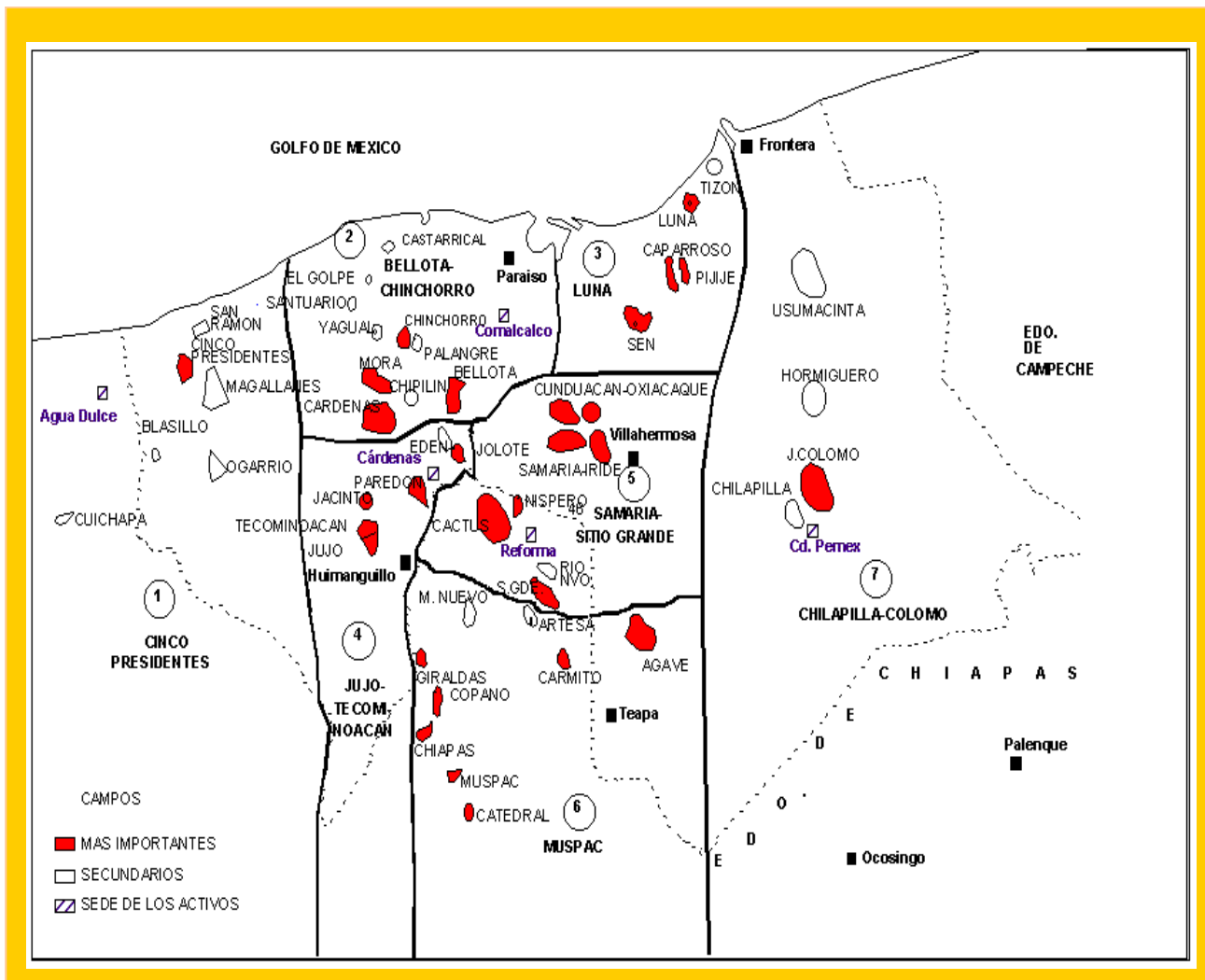


Figura 150. Proyecto de re entradas campos de la División Sur.



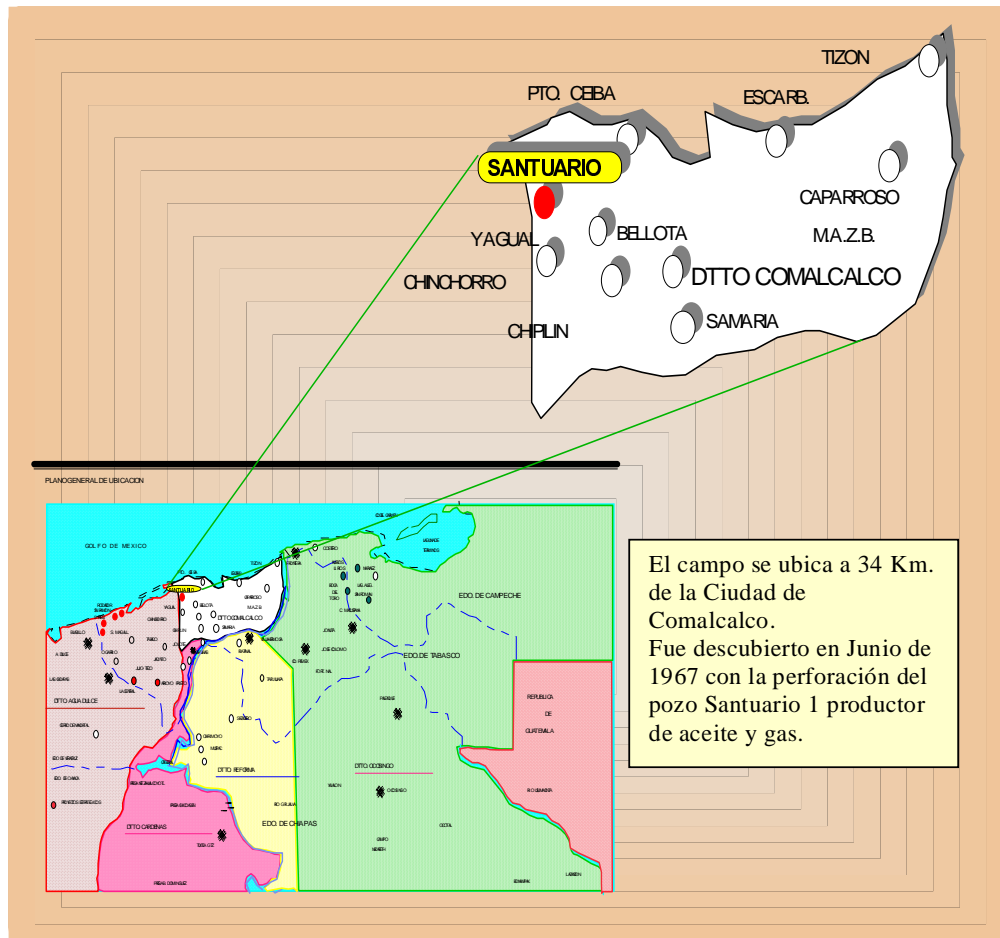


Figura 151. Ubicación general del Campo Santuario.

de 1000 BPD de aceite y 0.4 mmpcd de gas. La figura 8.151 muestra la ubicación del Campo Santuario.

*Sección estructural*

La figura 152 muestra la correlación estructural de las arenas 17,18 y 20 y a partir de la misma para del pozo Santuario 28 se tiene proyectado la perforación del pozo Santuario 28-H.

La sección transversal del pozo Santuario 28 H señalado en la figura 152 corresponde en realidad al Santuario 28, pero para efectos de proyecto se planteó de esa manera y como se observa, se tendrán dos ramas, una en la arena 17 y la otra en la arena 20.

*Características del yacimiento*

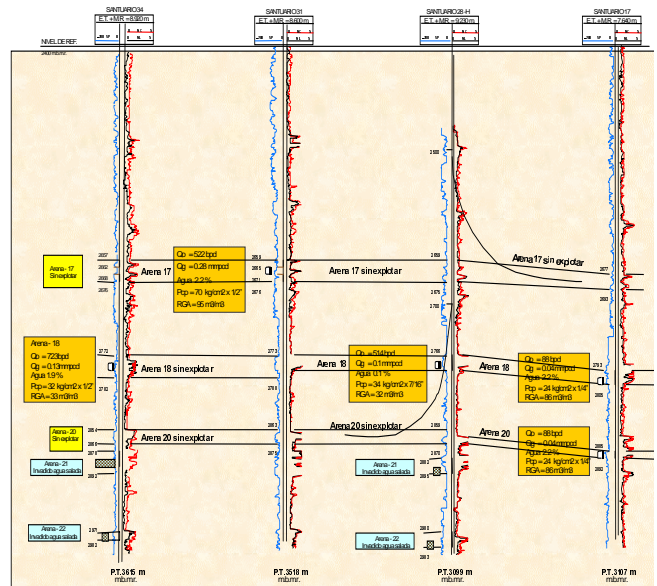


Figura 152. Proyecto horizontal pozo Santuario 28-H.

La figura 153 presenta las características generales

AREA	5.945 Km <sup>2</sup>
ESPESOR BRUTO	877 m
ESPESOR NETO	238 m
FORMACIÓN PRODUCTORA	CONCEPCIÓN SUPERIOR
TIPO DE ROCA	ARENAS
POROSIDAD	22 %
SATURACIÓN DE AGUA INICIAL	25 %
PERMEABILIDAD	82 md
MECANISMO DE EMPUJE	HIDRÁULICO
CONTACTO AGUA - ACEITE	3452 m.b.n.m.
TIPO DE FLUIDO	ACEITE NEGRO
DENSIDAD DEL FLUIDO	34° API
PRESIÓN INICIAL	254 Kg/cm <sup>2</sup>
PRESIÓN ACTUAL	234 Kg/cm <sup>2</sup>
PRESIÓN DE SATURACIÓN	247 Kg/cm <sup>2</sup>
PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE	45.32 MMB
PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS	34.72 MMMPC
RESERVA ACTUAL DE ACEITE	19.80 MMB
RESERVA ACTUAL DE GAS	11.70 MMMPC

Figura 153 Características del acimientto.

del yacimiento para el proyecto del pozo Santuario 28-H.

*Planeación de la Perforación*

De acuerdo a las características del yacimiento, la

trayectoria de la perforación del pozo Santuario 28-H se planea llevarse a cabo con la técnica de radio largo.

El inicio de la desviación será aproximadamente a 2 mil700 m. con el objeto de poder atravesar todas las arenas de interés del campo. Su objetivo se encuentra localizado en la parte más alta de la estructura, ver figura 154. La longitud y el sentido horizontal se tiene planeado con un desplazamiento de 250 m. sin considerar la trayectoria del radio de curvatura.

*Datos Generales del Pozo*

Las Figuras 155 y 156 muestran los datos generales de perforación para las arenas 20 y 17 respectivamente y la figura 157 muestra el proyecto de perforación.

CONDUCTOR	GEMELO DEL SANTUARIO 28
PROFUNDIDAD VERTICAL	2865 m.
OBJETIVO	ARENA 20
DIRECCIÓN	SUR 60° OESTE
GASTO DE ACEITE ESPERADO	1000 BPD
GASTO DE GAS ESPERADO	0.300 MMPCD
POROSIDAD	28 %
PERMEABILIDAD VERTICAL	41 md.
PERMEABILIDAD HORIZONTAL	67 md.
REGISTROS	LOS NECESARIOS
TERMINACIÓN	T.R. RANURADA DE 7"

Figura 155

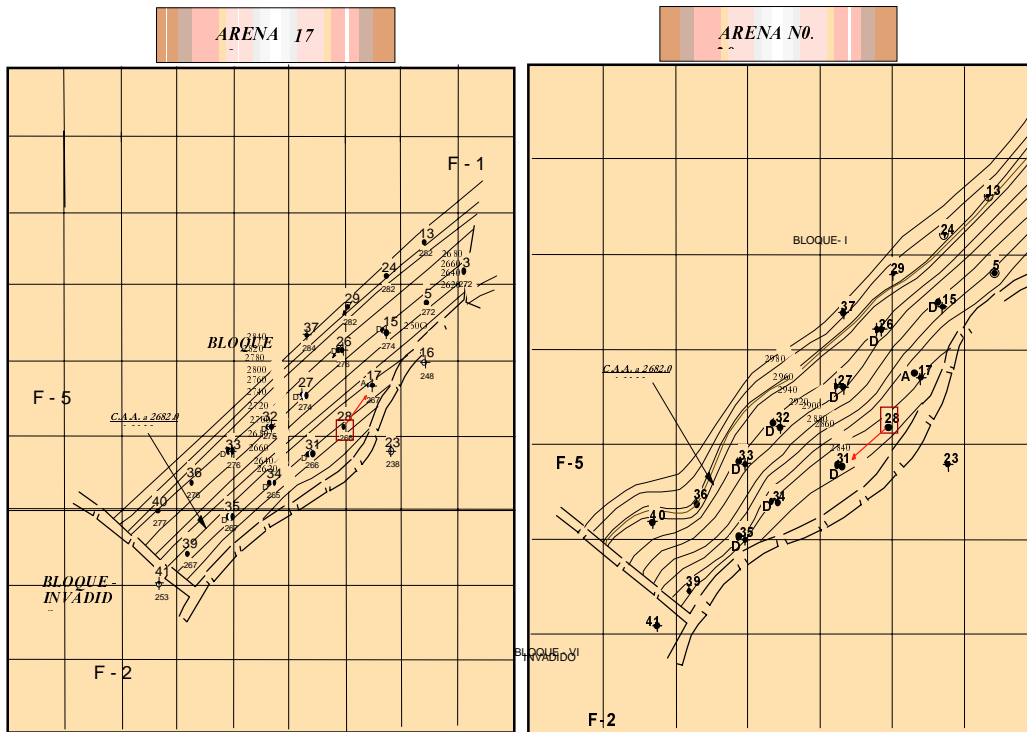


Figura 154. Configuración estructural arenas 17 y 20.

CONDUCTOR	GEMELO DEL SANTUARIO 28
PROFUNDIDAD VERTICAL	2685 m.
OBJETIVO	ARENA 17
DIRECCIÓN	NORTE 60° ESTE
GASTO DE ACEITE ESPERADO	700 BPD
GASTO DE GAS ESPERADO	0.200 MMPCD
POROSIDAD	28 %
PERMEABILIDAD VERTICAL	41 md.
PERMEABILIDAD HORIZONTAL	67 md.
REGISTROS	LOS NECESARIOS
TERMINACIÓN	T.R. RANURADA DE 7"

Figura 156

*Correlación de Pozos*

Tomando como base a la figura 152, se tiene la correlación de perforación de los pozos perforados para el proyecto del Santuario 28-H. (Ver Fig. 158).

Inicio de desviación:	2700 m
Profundidad objetivo vertical	2865 m
Profundidad objetivo desarrollada	3045 m
Desplazamiento total	250 m
Desplazamiento horizontal	90 m
Ángulo máximo	90°
Rumbo objetivo	Sur 60° Oeste
Severidad de la curva	10.5° / 30 m

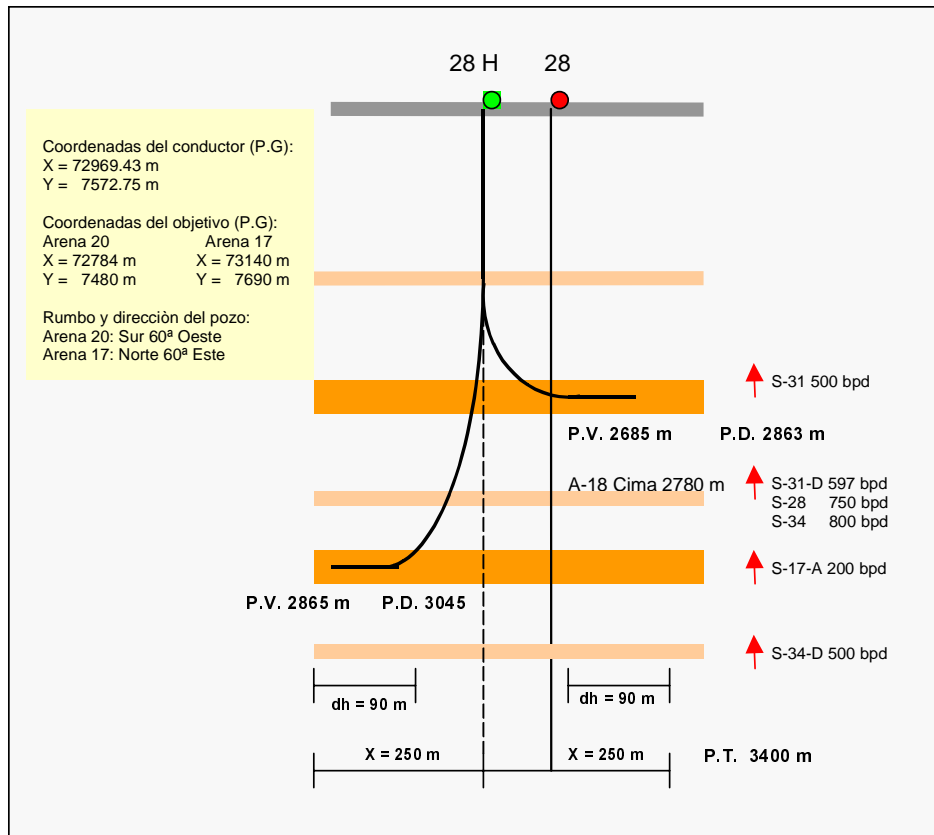


Figura 157. Objetivo de la perforación Pozo Santuario 28-H.

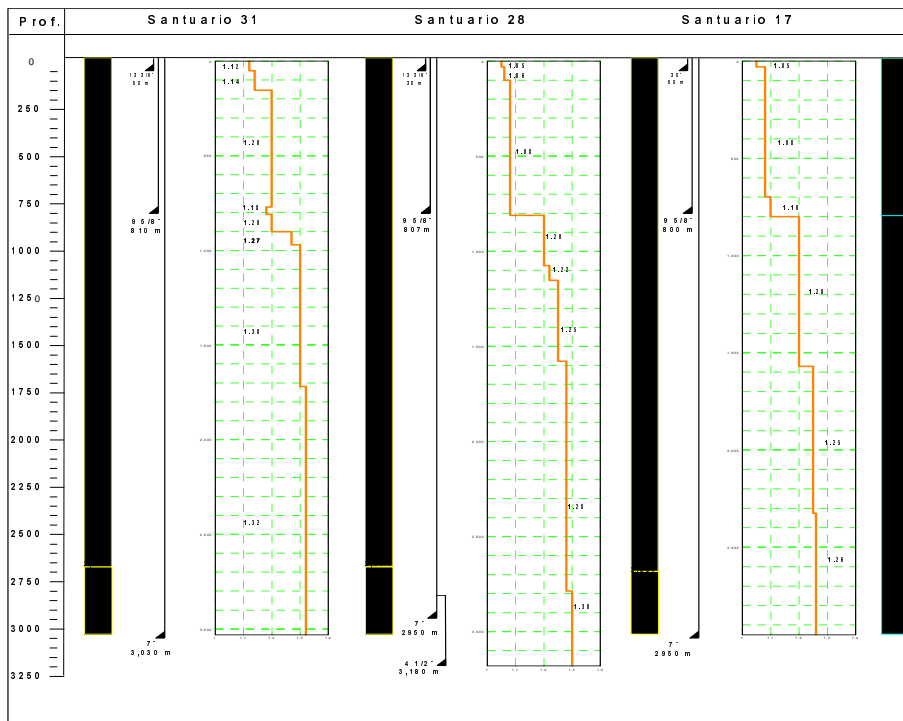


Figura 158. Pozos de correlación.

*Diseño Direccional*

Inicio de desviación:	2518 m
Profundidad objetivo vertical	2685 m
Profundidad objetivo desarrollada	2863 m
Desplazamiento total	250 m
Desplazamiento horizontal	90 m
Ángulo máximo	90°
Rumbo objetivo	Norte 60° Este
Severidad de la curva	10.5° / 30 m

**Primera rama: Arena Núm. 20**

**Segunda rama: Arena Núm. 17**

*Descripción Operativa*

Primera rama.

Perforar verticalmente hasta 2700 m, donde se cementará la tubería de revestimiento de 9 5/8", con barrena tricónica y aparejos de fondo dirigibles con codo ajustado a 1.75°, hasta alcanzar los 90° creando una curva con severidad de 10.5°/30 m a una profundidad desarrollada de 3045 m y desplazamiento de 250 m al Sur 60° Oeste donde se cementará la tubería de revestimiento de 7" ranurada dejando la boca del liner a 2550 m.

Segunda rama.

Con empacador permanente para T.R. 9 5/8" y cola de aparejo de producción a 2518 m, abrir ventana a 2513 m con cuchara recuperable orientada, la construcción de las curvas serán mediante aparejos de fondo dirigibles, con codo ajustado a 1.75° para alcanzar los 90°. Se crea una curva con severidad de 10.5° / 30 m a una profundidad desarrollada de 2863 m y desplazamiento de 250 m al Norte 60° Este, donde se cementará la tubería de revestimiento de 7" ranurada.

La perforación del pozo Santuario 28-H estará dentro de la clasificación de multilaterales en el nivel 4. De esta forma, se tiene el procedimiento opera-

tivo para las terminaciones del lateral inferior y superior

**PROCEDIMIENTO DEL MULTILATERAL NIVEL 4, POZO SANTUARIO 28-H**

*Corrida y cementación del liner ranurado lateral inferior. (Ver Fig.159)*

1. Con tubería de perforación armar, correr la T.R. 7" y liner ranurado.
2. Colgar el liner e inflar el empacador de revestimiento externo. Abrir y cementar a través de la válvula PAC.
3. Sacar la tubería de perforación hasta dejar el extremo inferior a 150 m arriba de la boca del liner.
4. Circular hasta remover el exceso de cemento.
5. Sacar aparejo de ajuste.
6. Con barrena 8 1/2" reconocer la boca del liner.
7. Sacar barrena y meter barrena 5 7/8" para reconocer la profundidad interior.
8. Circular y efectuar desplazamiento de lodo por salmuera de terminación para correr registros GR/CBL para determinar la posición de los coples de la

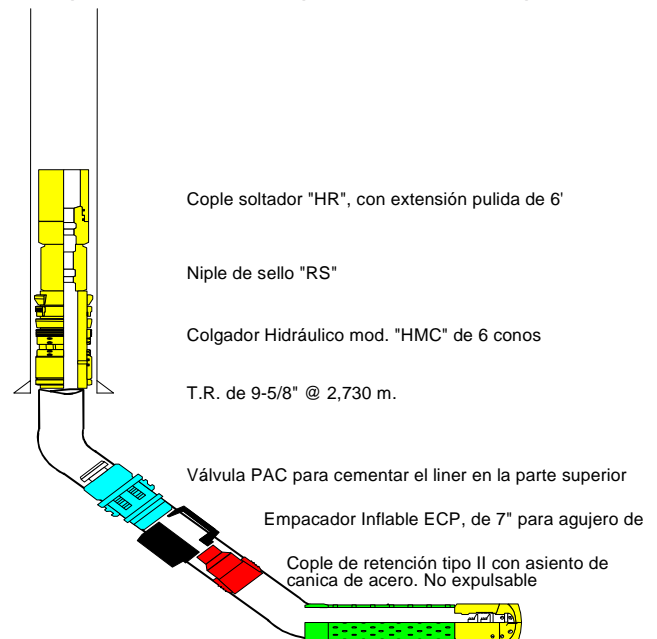


Figura 159. Terminación del lateral inferior.

T.R.

9. Realizar prueba de producción.

*Corrida y ajuste del empacador ML Torque Master* (Ver Fig.160).

1. Levantar herramienta soltadora hidráulica B-2 conectada al ML Torque Master, combinación, niple de asiento de perfil necesario y sustituto del disco de vidrio. Armar el aparejo del empacador a la tubería.

2. Instalar marca radioactiva 10 m arriba del soltador hidráulico B-2.

3. Bajar el empacador y tubo de cola.

4. Registrar pesos al llegar 10 m arriba de la ventana del lateral superior.

5. Colocar el empacador a la profundidad indicada.

6. Tomar registros eléctricos GR/CCL.

7. Ajustar el empacador ML Torque Master.

8. Realizar prueba de presión en el espacio anular arriba del empacador.

9. Liberar la herramienta hidráulica B-2, del empacador y sacar a superficie.

*Determinación de la orientación del empacador ML Torque Master.* (Ver Fig.160).

1. Corrida del gyro de lectura en la superficie con la herramienta de orientación.

2. Dentro de la T.R para que se asiente en el perfil del empacador.

3. Correr tubería con el sustituto de orientación arriba y alineado al ancla de moler el torque master. Corra el gyro de lectura en la superficie para que asiente en el sustituto orientación.

4. Si el pozo tiene más de 5° de inclinación en el empacador, y hay MWD disponible, corra la herramienta MWD con la cara de la herramienta orientada al ancla de moler el torque master y un sustituto abierto entre ellos. Asiente el ancla en el empacador y lea la inclinación desde el lado alto de la cara. Un

sustituto de orientación puede ser corrido arriba del MWD como seguro.

5. Para esta operación un sustituto de orientación y gyro de lectura en la superficie son seleccionados.

6. Con la unidad de registros y las herramientas de gyro. Corra dentro del pozo y asiente en empacador ML torque master, asegure que por lo menos 4 lecturas consistentes sean tomadas.

7. Saque del pozo y verifique que el testigo principal en las herramientas gyros se haya deformado.

*Corrida del aparejo de cuchara ML y apertura de la ventana.* (Ver Fig.160).

1. Armar el siguiente aparejo:

- Ancla de molino torque master.
- Sustituto ML Excluder de escombros.
- Desconector de corte a raso ML.
- Espaciadores cortos de tubería.
- Sustituto de descarga ML.
- Sustituto de control ML
- Sustituto ML Excluder de escombros.
- Cuchara ML de BOT.

2. Ajustar la orientación entre el empacador torque master y la cuchara ML, para posicionar la cuchara al rumbo deseado una vez introducida en el empacador.

3. Armar el molino con el sustituto orientador de fondo.

4. Introducir aparejo hasta el empacador torque master un tubo por encima del empacador, verificar pesos e introducir la cuchara dentro del empacador cargando hasta 7.5 toneladas de peso. Levante tensionando 10 toneladas sobre su peso para confirmar que la cuchara está enganchada.

5. Correr el registro giroscópico para confirmar la orientación deseada.

6. Cortar el perno bolt colocado entre el molino y la cuchara.

7. Moler una distancia de 18" a 24".

8. Circular lo suficiente, levantar el ensamble ML y la

junta flexible.

9. Meter aparejo de molienda para moler cuchara,

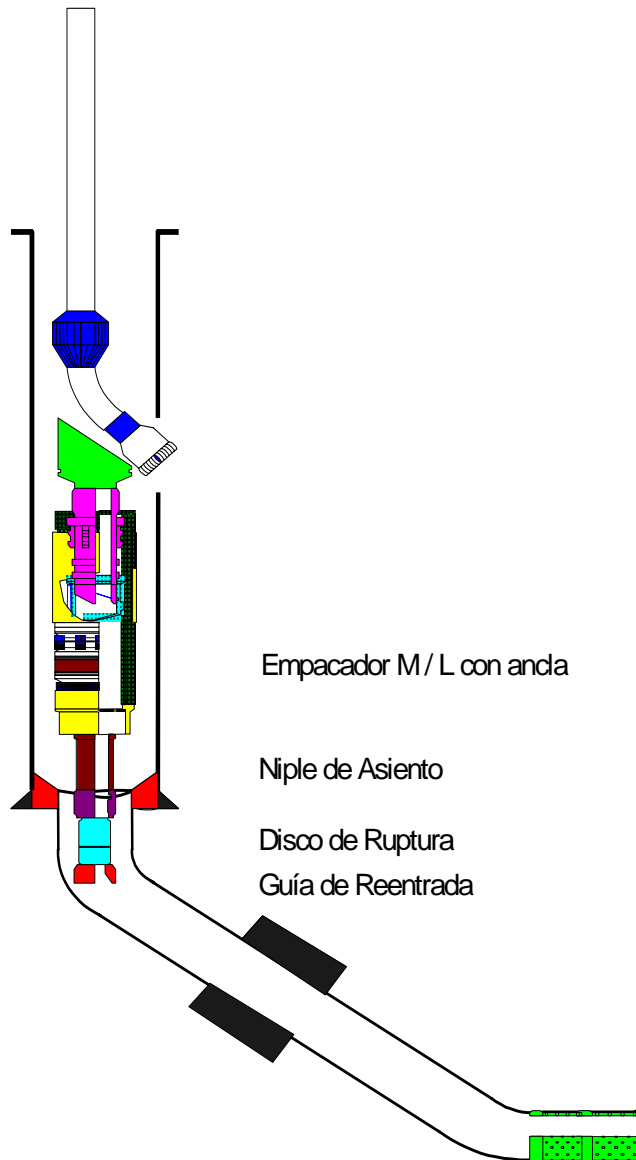


Figura 160 Apertura de ventana.

perforar 3 m de agujero debajo del ancla. Circular y sacar.

*Perforación del lateral superior y corrida del liner ranurado.* (Figuras 161 y 162).

Después de haber perforado la segunda rama según se describió con anterioridad se procede a la corrida del liner ranurado superior.

1. Armar accesorios del liner, asiento de canica, empaquetador inflable y válvula PAC a la tubería ranurada y correr en el pozo dentro del lateral.

2. Correr el liner hasta el fondo, ajustándolo a una profundidad de 5 a 8 m arriba de la ventana.

3. Soltar la herramienta soltadora del cople soltador HR.

4. Activar el empaquetador externo de TR inflable ECP, abrir la válvula PAC y cementar el liner.

5. Con barrena 8 1/2" rebajar cemento hasta la boca del liner (camisa HR).

6. Con barrena 5 7/8" reconocer el lateral de 7" hasta la válvula PAC.

7. Correr el registro CBL.

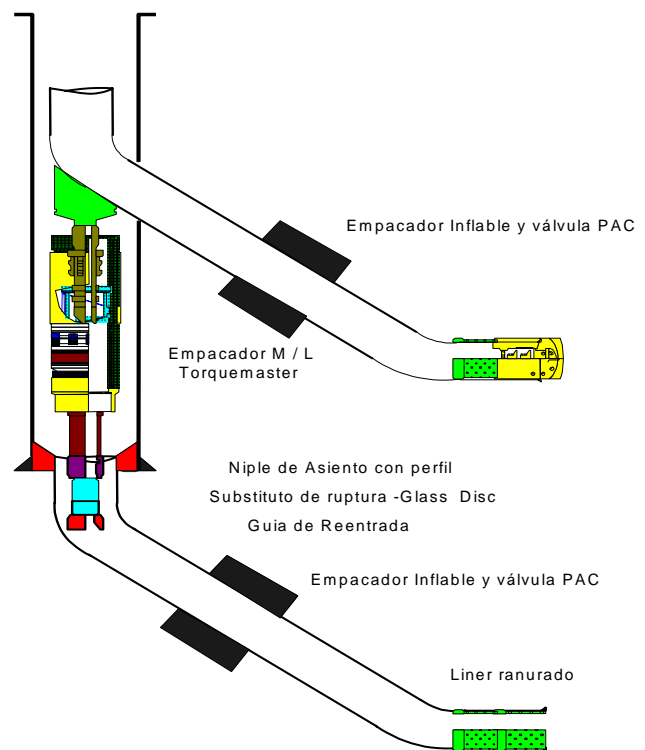


Figura 161 Perforación del lateral Superior.

8. Efectuar prueba de producción.

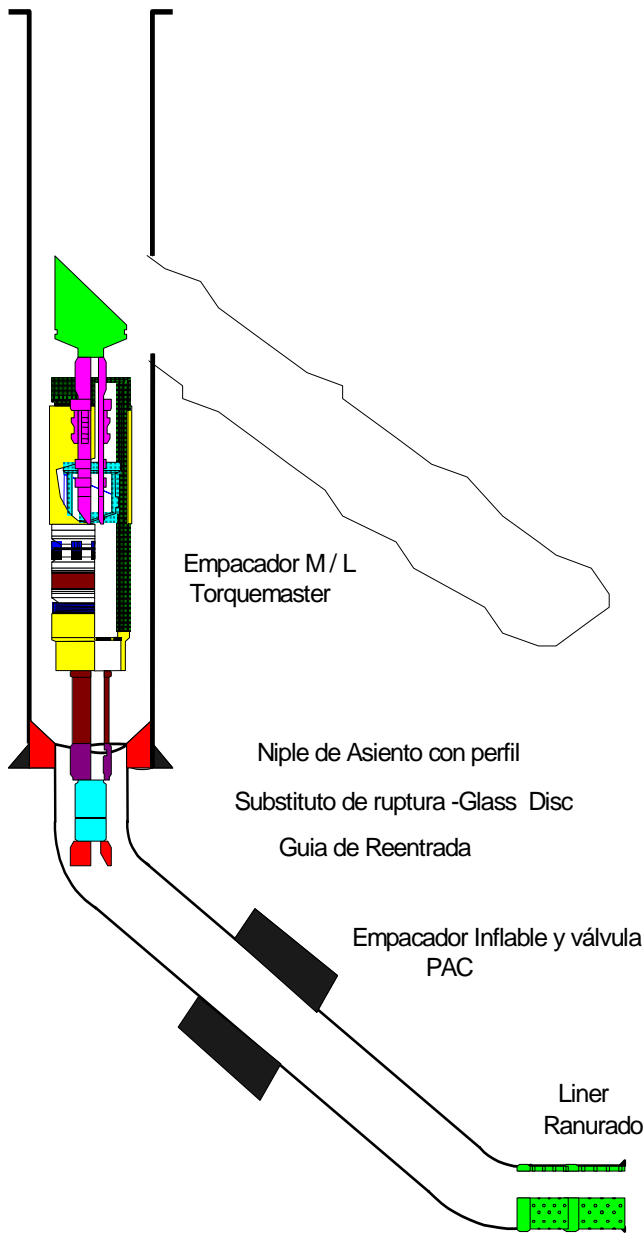


Figura 162 Corrida del liner ranurado superior.

Instalación de la terminación del lateral superior. (Ver Fig. 163).

1. Levantar el empacador SC-1 con un perfil para el niple de asiento, substituto de disco de vidrio y guía de reentrada por cable conectada a una herramienta de ajuste hidráulica B-2.

2. Correr dentro del pozo y entrar al tope del liner. Localizar el empacador en su profundidad y anclar la herramienta soltadora B-2.
3. Efectuar ajuste y prueba de presión a 500 psi.
4. Liberar herramienta del empacador.

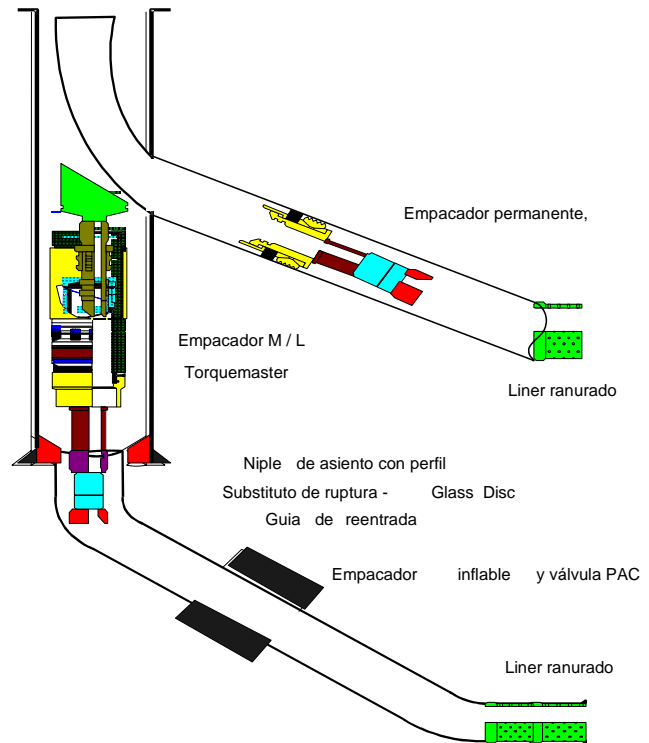


Figura 163. Terminación del lateral superior.

5. Colocar un bache viscoso arriba del empacador de terminación. Las figuras 164 y 165 representan las operaciones que anteceden a la instalación del equipo de terminación del proyecto.

Las secuencias operativas del nivel 4 planteado, han sido las más específicas de acuerdo al manejo y operación de las herramientas. Estas no son muy comunes en una terminación convencional.

Parte fundamental en el desarrollo del programa de perforación es la interacción que debe existir entre el personal operador de PEMEX y de compañía ya que, generalmente todas las herramien-



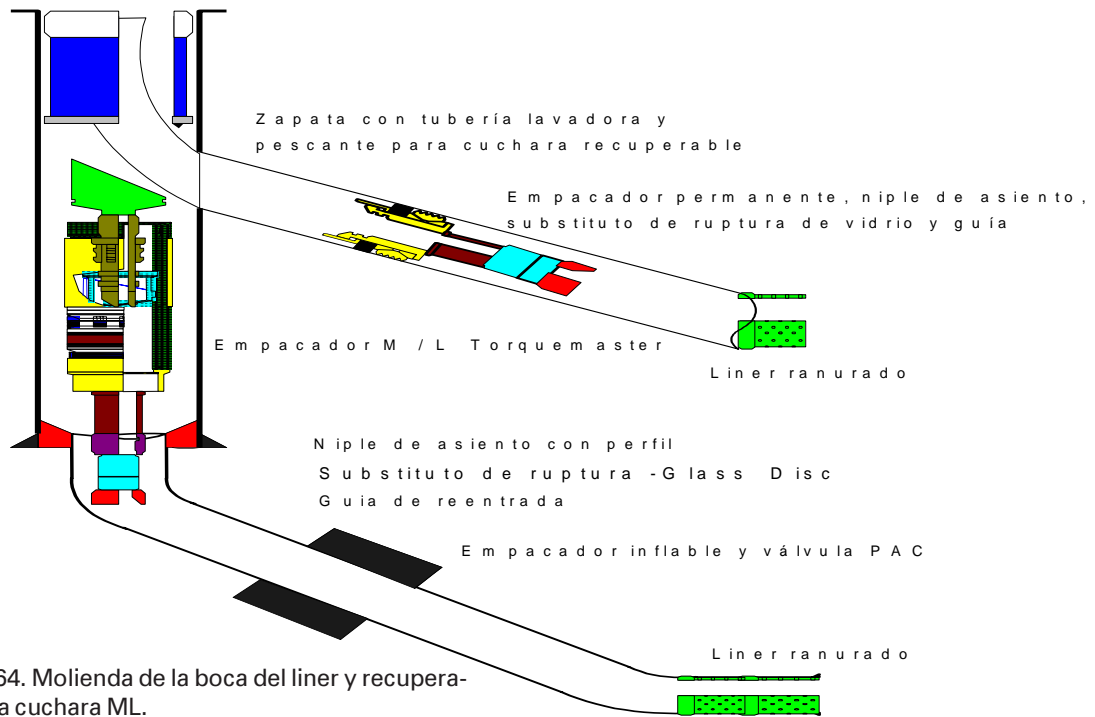


Figura 164. Molienda de la boca del liner y recuperación de la cuchara ML.

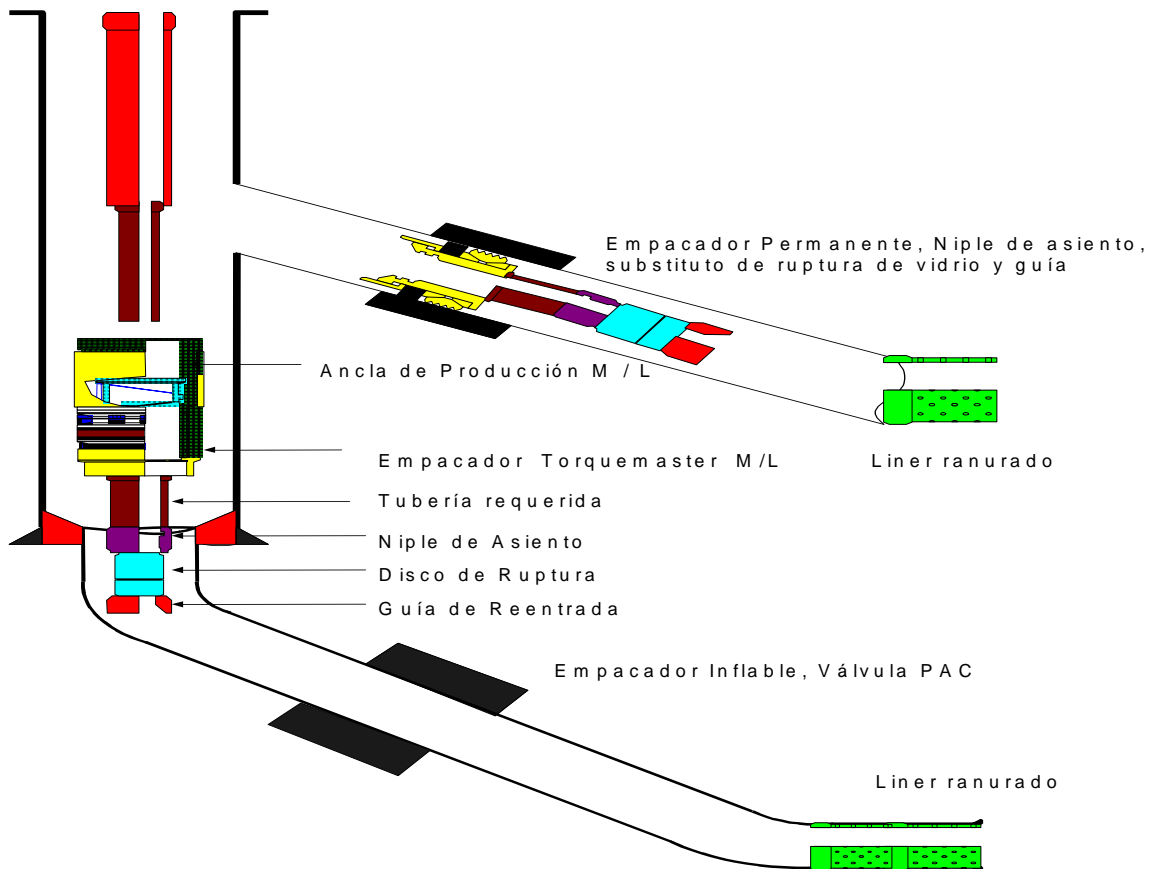


Figura 165. Viaje de limpieza.

tas de anclaje, soltadoras, empaques, etc., son patente de compañía y operadas por su propio personal.

*Corrida del equipo de terminación.* (Fig.166).

1. Bajar el pescante hasta el diámetro interior del empaquetador ML torque master y recuperar el recolector de escombros.

2. Levantar el ancla de producción torque master y conectarla al aparejo de niple lateral de entrada (L.E.N). Añadir los espaciadores necesarios para colocar el niple en la ventana.

3. Levantar el empaquetador FHL de anclaje hidráulico y correr la tubería de producción.

4. Correr dentro del pozo hasta el empaquetador ML torque master y asentar el ancla en el empaquetador.

5. Efectuar prueba con 10 toneladas de peso para asegurar el anclaje.

6. Anclar el empaquetador FHL hidráulico y realizar una prueba por el espacio anular con 500 psi.

7. Descolgar de la herramienta dentro y fuera de la herramienta BOT (Baker Oil Tools) y levantar para espaciar correctamente.

8. Asentar tubería en el cabezal del pozo.

9. Probar sellos en el conector por dentro y fuera según la herramienta BOT.

10. Colocar la válvula H.

11. Correr la tubería flexible dentro del pozo para lavar el material de la píldora fuera del lateral y para quebrar el disco de vidrio en el sustituto de disco de vidrio de la

terminación lateral.

12. Correr las herramientas para jalar el diverter del perfil del LEN.

13. Instalar la camisa de protección dentro del perfil del LEN.

14. Ejecutar la misma operación de lavado debajo del empaquetador ML torque master y quebrar el disco de vidrio para abrir la zona inferior.

15. Hacer fluir el pozo para limpiar y realizar las pruebas de producción.

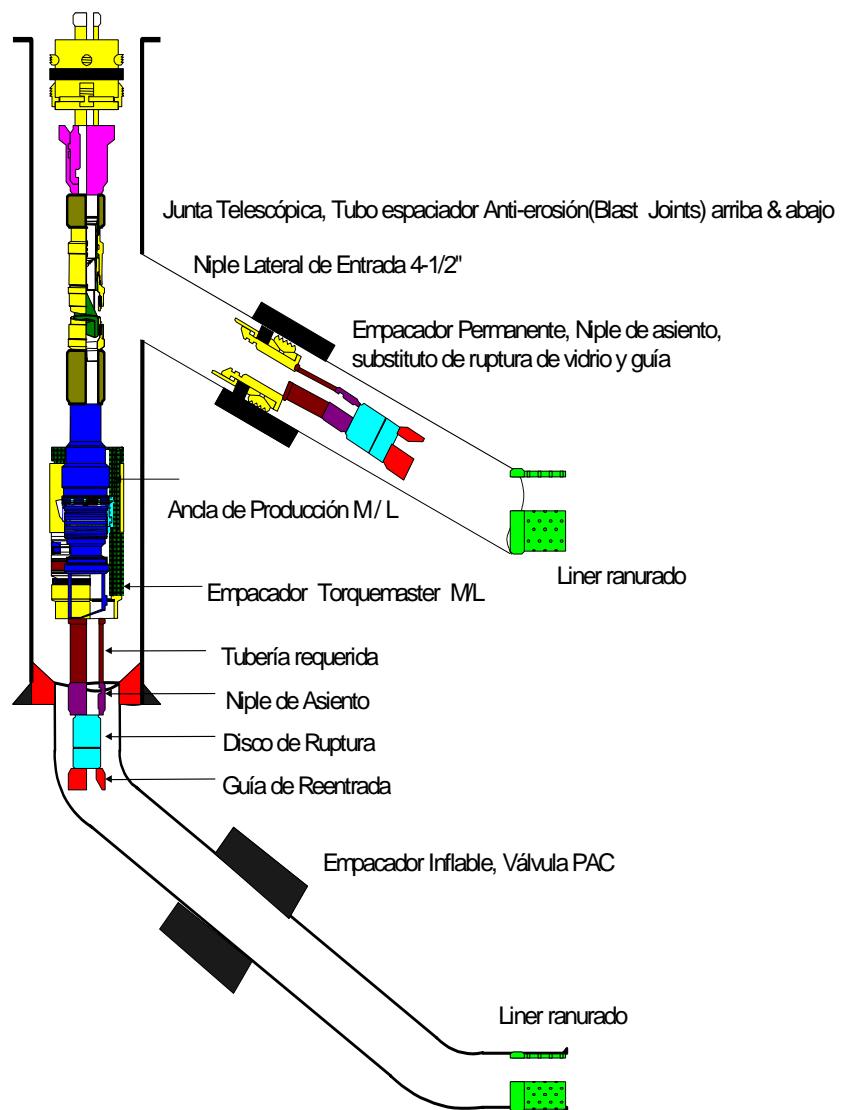
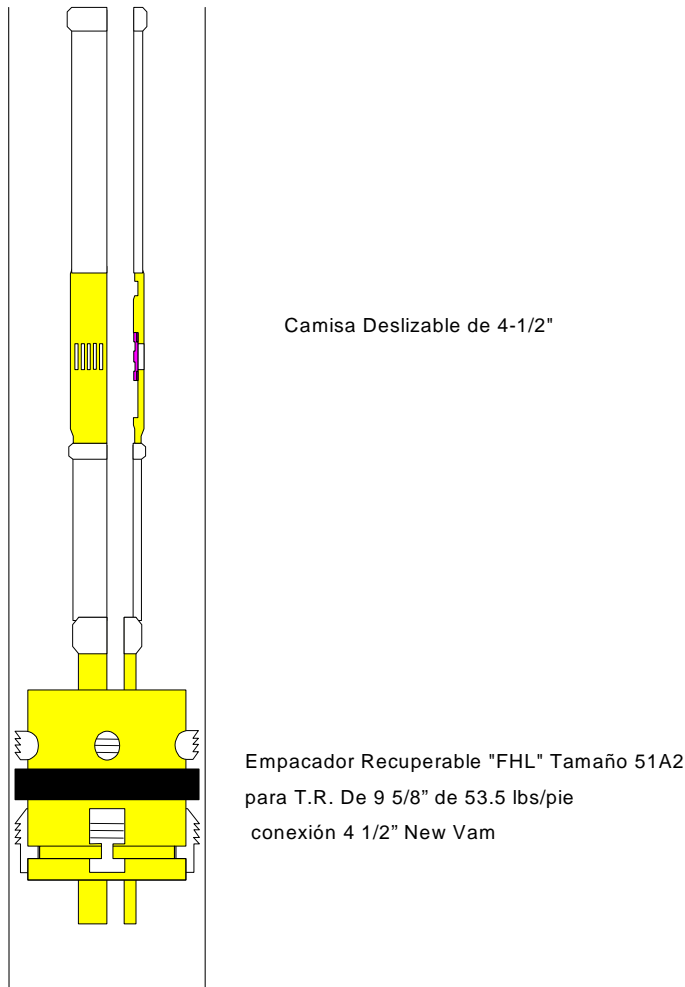


Figura 166. Corrida del equipo de terminación.



Camisa Deslizable de 4-1/2"

Empacador Recuperable "FHL" Tamaño 51A2 para T.R. De 9 5/8" de 53.5 lbs/pie conexión 4 1/2" New Vam

Figura 167. Terminación en T.R. 9 5/8".

Las figuras 166 y 167 muestran las herramientas que componen el equipo de terminación para el pozo Santuario 28 - H.

**Predicción de la producción**

La predicción de la producción de aceite y gas se realizó de acuerdo a la ecuación 4.1., para un pozo horizontal y medio anisotrópico y en base al manual del simulador SimBest II8 El pronóstico realizado para las condiciones del pozo a perforar se presentan en las figuras 168 y 170, cuyos gráficos se presentan en las figuras 169 y 171.

La localización óptima del pozo horizontal depende del acuífero o casquete de gas, la densidad y viscosidad del fluido y permeabilidades relativas. Los pozos horizontales tienen gran potencial para incrementar la producción de aceite pero existen muchos factores que deben ser estudiados mediante simuladores numéricos de yacimientos. Esta herramienta nos permite predecir el comportamiento de pozos y yacimiento.

**Análisis económico**

*Conceptos fundamentales*

Proyecto: Es un conjunto de elementos relacionados lógicamente, tecnológicamente y cronológicamente.

Santuario 28H		Modificando la longitud horizontal				s= 11		rwe= 1E-05		Ko= 100 md		
qh=	Kh	Kv	h	$\Delta P$	$\mu_o$	Lw	rw	re	Bo	a	$\beta$	$\delta$
bpd	md	md	pies	pe-pw psi	cp	pies	pies	pies	b/b			pies
2475	67	41	23	50	1.2	1975	0.58	56	1.275	987.5	1.28	0
1871	67	41	23	50	1.2	1500	0.58	56	1.275	750.01	1.28	0
798	67	41	23	50	1.2	656	0.58	56	1.275	328.14	1.28	0
600	67	41	23	50	1.2	500	0.58	56	1.275	250.31	1.28	0
347	67	41	23	50	1.2	300	0.58	56	1.275	151.42	1.28	0
223	67	41	23	50	1.2	200	0.58	56	1.275	104.41	1.28	0
106	67	41	23	50	1.2	100	0.58	56	1.275	68.01	1.28	0
54	67	41	23	50	1.2	50	0.58	56	1.275	58.86	1.28	0
23	67	41	23	50	1.2	20	0.58	56	1.275	56.45	1.28	0

Figura 168. Cálculo del gasto esperado de acuerdo a las condiciones de la arena 17.

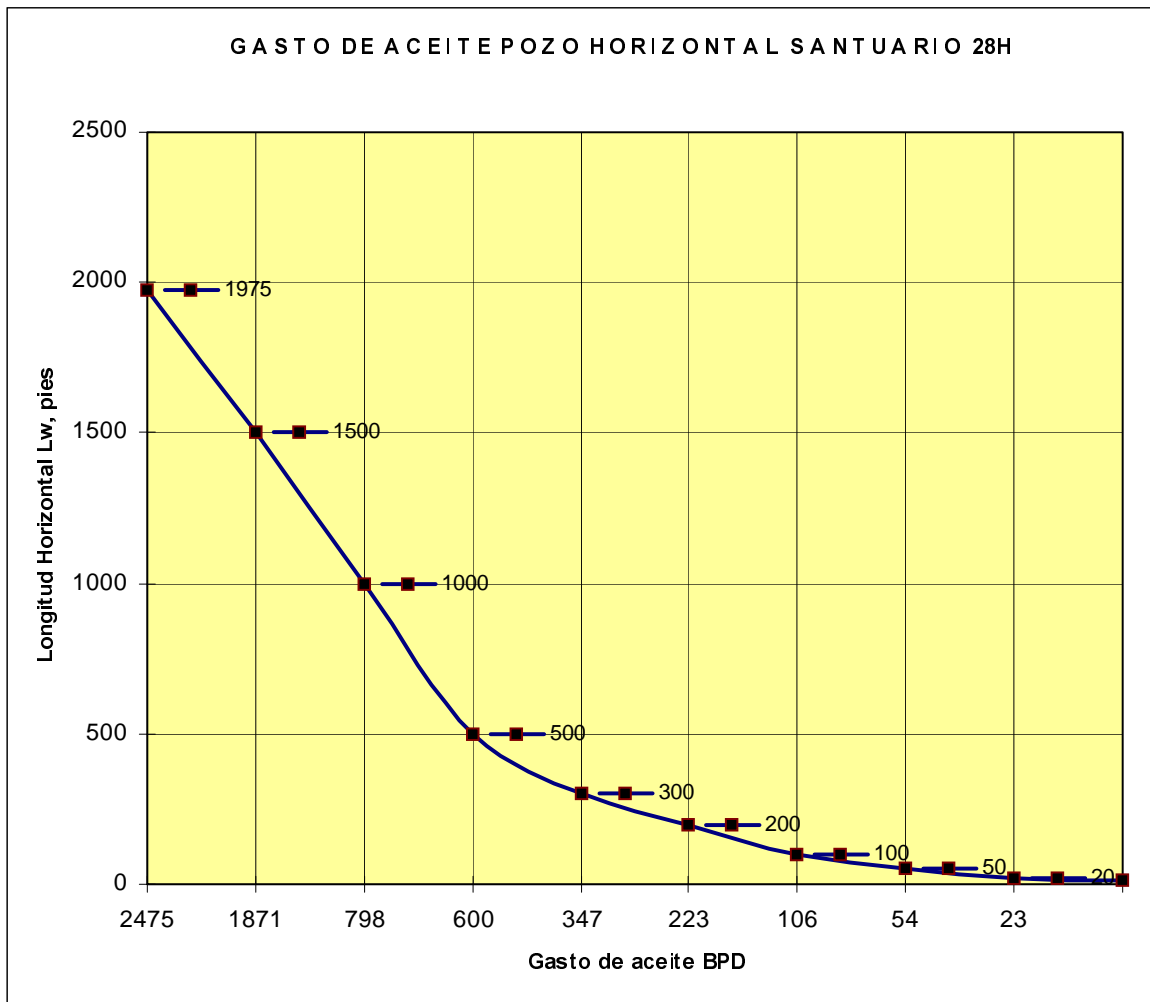


Figura 169. Gasto de aceite contra longitud horizontal del pozo (arena 17).

Santuario 28H Modificando la longitud horizontal											s=	11		
											rwe=	1E-05	Ko=	100 md
Gasto	Permeabilidad	Esp.Yac	DeltaP	Viscos	Lonhor	RadioP	RadioD	Facvol						
qh=	Kh	Kv	h	pe-pw	$\mu_o$	L	Rw	Re	Bo	a	$\beta$	$\delta$		
bpd	md	md	pies	Psi	cp	pies	pies	pies	b/b			pies		
3881	67	41	32.8	80	1.2	1975	0.58	56	1.275	987.5	1.28	0		
2938	67	41	32.8	80	1.2	1500	0.58	56	1.275	750.01	1.28	0		
1263	67	41	32.8	80	1.2	656	0.58	56	1.275	328.14	1.28	0		
954	67	41	32.8	80	1.2	500	0.58	56	1.275	250.31	1.28	0		
558	67	41	32.8	80	1.2	300	0.58	56	1.275	151.42	1.28	0		
362	67	41	32.8	80	1.2	200	0.58	56	1.275	104.41	1.28	0		
175	67	41	32.8	80	1.2	100	0.58	56	1.275	68.01	1.28	0		
88	67	41	32.8	80	1.2	50	0.58	56	1.275	58.86	1.28	0		
37	67	41	32.8	80	1.2	20	0.58	56	1.275	56.45	1.28	0		

Figura 170. Cálculo del gasto esperado de acuerdo a las condiciones de la arena 20.

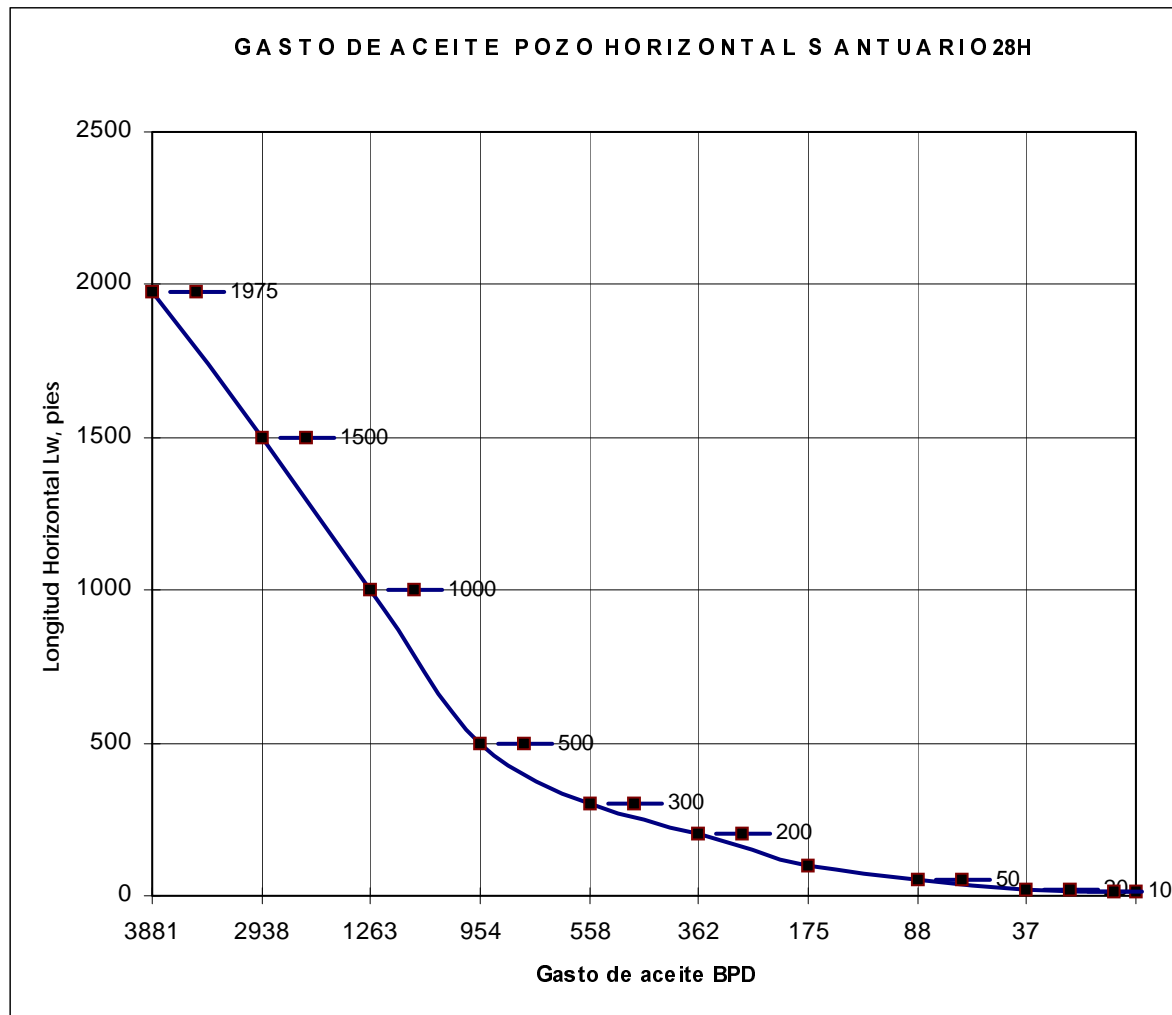


Figura 171. Gasto de aceite contra longitud horizontal del pozo (arena 20).

gicamente, que se ejecutan en un período determinado, que tiene como objetivo resolver un problema, cubrir una necesidad o aprovechar una oportunidad. Un proyecto tiene costos y beneficios que pueden identificarse.

Un proyecto integra información de mercado, técnica, financiera, económica, legal, e institucional que proporciona los fundamentos requeridos para la toma de decisiones respecto a la conveniencia de llevar a cabo una inversión.

Los estudios requeridos para evaluar la viabilidad de una inversión se llevan a cabo a través de un proceso de aproximaciones sucesivas que se conoce como el ciclo del proyecto. (Ver Fig. 172).

Durante la fase de identificación, se realizan los proyectos al nivel de perfil. Esto es, para las diversas alternativas se utiliza la información disponible, así como el criterio y la experiencia del analista.

Una vez que se ha determinado cuáles de las alternativas a nivel perfil pueden resultar adecuadas para la solución del problema que se presenta, éstas se desarrollan al nivel de estudio de prefactibilidad. Es a este nivel en que se busca disminuir el riesgo con mejores estimaciones de las variables que influyen en el proyecto. Para este fin, se utilizan fuentes de información secundarias como serían estadísticas y compañías especializadas. Los parámetros de costos se obtienen mediante estudios de alternativas, al nivel de la ingeniería conceptual.

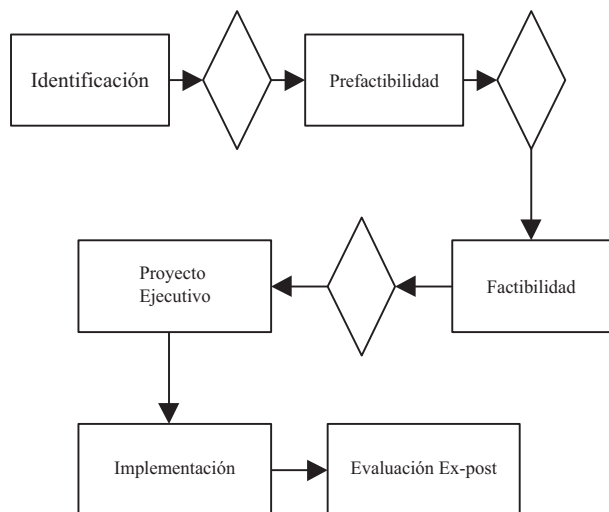


Figura 172. Ciclo del proyecto

Derivado de los estudios de prefactibilidad, es posible determinar con mayor precisión la alternativa más adecuada, para la que se desarrolla el estudio de factibilidad, el cual deberá proporcionar un alto grado de confiabilidad. El estudio de factibilidad incluye estudios de ingeniería básica y de detalle, así como el desarrollo de fuentes de información primarias, como sería cotizaciones y encuestas directas, entre otros.

Un proyecto integral debe incluir un estudio de factibilidad y su proyecto ejecutivo. El estudio de factibilidad evalúa si el proyecto es viable desde el punto de vista del mercado, técnico, financiero, económico e institucional, mientras que el proyecto ejecutivo comprende los cálculos y planos para ejecutarlos.

En la elaboración de los estudios es frecuente encontrar los siguientes problemas:

- Es práctica común realizar los proyectos ejecutivos sin contar con los estudios de factibilidad. Esto ocasiona presiones para realizar las inversiones aunque éstas no sean las más convenientes.
- Cuando se efectúan los estudios de factibilidad sin contar con los estudios de prefactibilidad, es probable que la solución que se presente no sea la óptima.

- Estudios "maquillados" de manera que las inversiones aparenten ser atractivas.

- Cuando el estudio de factibilidad lo realiza una consultora, es recomendable que el proyecto ejecutivo sea elaborado por una empresa distinta, de lo contrario, la primera tenderá a justificar el proyecto a fin de ser contratada para desarrollar los estudios posteriores. (Proyecto llave en mano).

- En aquellas ocasiones que se utilizan empresas consultoras para realizar los estudios y éstas, a su vez, esperan ser los contratistas, tienden a justificar los beneficios de las inversiones y a subestimar el costo de las mismas.

- Cuando una compañía contratista ofrece realizar el estudio integral de manera gratuita, el ahorro obtenido es aparente, ya que no se tienen bases para conocer si la solución técnica y su costo son los adecuados.

- Cuando es el promotor quien realiza los estudios, en general carece de suficiente experiencia para llevar a cabo esta actividad. Por otra parte su visión tiende a ser restringida, por los propios problemas operativos a los que se enfrentan en forma cotidiana.

#### Estudio de Pre-inversión

Los estudios de preinversión, en sus fases de perfil, prefactibilidad y factibilidad, normalmente contempla diversos aspectos que pueden resumirse a través de seis módulos. Cada uno de ellos se basa en los estudios realizados durante la fase anterior del ciclo del proyecto.

1. Módulo de mercado. Se analiza el comportamiento histórico de la oferta, la demanda y los precios. Se estiman la demanda actual y potencial para los bienes o servicios frente a la oferta existente. Asimismo, los precios o la necesidad relativa de servicios sociales son estimados, cuantificados y justificados.

2. Módulo técnico. Comprende la cuantificación de las inversiones, así como de los insumos y costos asociados a la operación y mantenimiento del proyecto. En este módulo debe incluirse el análisis requerido para la obtención de la alternativa de míni-

mo costo, la cual hay que diferenciar de la más barata.

3. Módulo ecológico. Se establecen el impacto al medio ambiente y las acciones para prevenir o mitigar cualquier efecto adverso.

4. Módulo de desarrollo institucional. Se analiza al promotor del proyecto, su personalidad jurídica y capacidad de endeudamiento, entre otros. Se identifican los requerimientos para llevar a cabo, administrar y operar las inversiones resultantes del proyecto, así como para mejorar sus operaciones actuales.

5. Módulo financiero y presupuestal. Se determinan y analizan los costos de inversión, los ingresos, los costos de operación y los gastos. Con base en el flujo de efectivo se obtiene la rentabilidad del proyecto y se precisan las alternativas de financiamiento, incluyendo el análisis de los estados financieros históricos y sus proyecciones.

6. Módulo económico. Integra los ajustes a las variables financieras, de manera que los costos y beneficios del proyecto puedan evaluarse desde el punto de vista de la sociedad.

### *Evaluación de proyecto*

Este concepto se refiere a la utilización de herramientas analíticas que permiten valorar si cada una de las etapas del ciclo del proyecto justifica su realización. Consiste en comparar los costos con los beneficios que éstos generan para así decidir sobre la conveniencia de llevar a cabo las inversiones.

Cuando se evalúa un proyecto hay que tener en cuenta los siguientes conceptos: evaluación sin proyecto, evaluación del proyecto y evaluación con el proyecto.

**Evaluación sin proyecto.** Comprende el análisis y proyección de las operaciones actuales. La identificación de los beneficios y costos pertinentes de la situación sin proyecto se realiza considerando una situación base optimizada, la cual consiste en el planteamiento de una alternativa de bajo costo que permita mejorar la situación actual, a través de mejoras administrativas, optimización de la infraestructura, instalaciones o equipos con los que se cuenta.

**Evaluación con el proyecto.** La influencia del proyecto en las operaciones actuales es la base para conocer la capacidad del promotor para acceder a un determinado nivel de financiamiento.

**Evaluación del proyecto.** Determina la rentabilidad de las inversiones (nuevas, ampliación o reemplazo). Toma en cuenta su monto, los ingresos, los costos y los gastos incrementales asociados con el proyecto. Para este fin, la comparación de lo que sucede "con y sin el proyecto", permite la obtención de los costos y beneficios pertinentes al proyecto.

**Evaluación financiera.** Determina la rentabilidad del proyecto. Compara los costos y beneficios obtenidos a lo largo de su vida útil. En la evaluación privada, los beneficios o ingresos provienen de la venta de los productos o servicios, y los costos o egresos de la compra de insumos y el pago de factores (materias primas, mano de obra y capital).

**Evaluación económica.** Consiste en comparar los beneficios con los costos que dichos proyectos implican para la sociedad. En la evaluación social de proyectos, los beneficios sociales anuales se obtienen del aumento en el ingreso nacional que la ejecución del proyecto provoca, mientras que los costos corresponden al ingreso sacrificado por ejecutar ese proyecto en lugar de otro.

### *Dictamen del proyecto*

Por dictamen deberá entenderse el análisis de la congruencia y consistencia de la información presentada en el estudio de factibilidad, para el otorgamiento o la aprobación de una inversión por las autoridades.

### *Rentabilidad del proyecto*

El análisis económico de este proyecto parte de los conceptos fundamentales de estudio de rentabilidad. De esta manera, después de realizar los estudios de predicción de la producción, se procede al análisis del costo de la perforación y con ello buscar la recuperación de inversión desde el punto de vista de compañía de servicio.

Los indicadores económicos son parámetros variables que están en función del movimiento financiero y de los precios promedio del crudo a nivel mundial.

En la realización de este análisis, se tomaron los indicadores del mes de mayo de 1999.

*Evaluación económica*

Continuando con el análisis de rentabilidad, se calculan los flujos de efectivo en una proyección de 15 años y los resultados económicos generados se muestran en la figura 174.

La figura 173 presenta los costos generados de perforación y terminación para las dos ramas programadas, tanto horizontal como lateral.

CONCEPTO	COSTO PROGRAMADO (USD)
PERFORACION VERTICAL 17 ½" Y 12"	70,000
PERFORACION DIRECCIONAL 8 ½"	430,000
TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	475,000
CEMENTACION DE LAS DOS RAMAS	155,000
TOMA DE REGISTROS ELECTRICOS	350,000
FLUIDOS DE PERFORACION	255,000
EQUIPO CERO DESCARGAS	135,000
COSTO DIA / EQUIPO	467,841
MOVIMIENTO E INSTALACION DE EQUIPO	350,000
HERRAMIENTAS ESPECIALES (MARTILLOS, JUNTAS, CORTE DE NUCLEOS, ETC.)	275,000
TERMINACION	1,400,000
<b>TOTAL</b>	<b>4,362,841</b>

Figura 173. Costos de la perforación para el pozo Santuario 28-H.

De acuerdo con la evaluación económica planteada, se tienen los indicadores económicos siguientes:

Valor presente neto; VPN = \$ 380,659,054.73

Valor presente inicial VPI = \$ 45,809,830.00

Beneficio - Costo VPN / VPI = 8.30

Periodo de recuperación = 8 meses

**Alcances de la producción**

La figura 175 presenta el análisis de declinación de la producción para los tres primeros años y los resultados proyectados a 15 años se muestran en la figura 176.

**Conclusiones**

La explotación de yacimientos por medio de pozos horizontales tiene un gran valor estratégico y propicia una rápida recuperación de inversiones, incremento de reservas recuperables, reducción de los costos de producción y menor número de pozos o plataformas por campo. La productividad de un pozo horizontal puede ser mayor que la de uno vertical por varias razones: propician una mayor área de comunicación con la formación productora; atraviesan perpendicularmente a sistemas de fracturas naturales; justifican comúnmente los costos de perforación con mayores gastos de producción; reducen las caídas de presión; y propician la mayor eficiencia de drene de la formación productora.

La productividad de los pozos horizontales es fuertemente dependiente de la relación de permeabilidades, KV/KH. Se ha demostrado que el comportamiento de la relación de índices de productividad entre pozos horizontales y verticales, indica que a medida que aumenta el valor de KV/KH se incrementa la productividad de los pozos horizontales.

El estudio del Campo Santuario crea las condiciones ideales para la aplicación de la tecnología de multilaterales a campos del terciario de la división sur con alta certeza de éxito. Se hará rentable la intervención y se ampliarán los estudios de simulación de yacimientos. Con ello, se conocerán y optimizarán los índices de productividad esperados.

Con la perforación del pozo Santuario 28-H se ten-



<b>Datos</b>		
Qo =	1000	bpd
Qg =	0.4	mmpod
Costo del pozo =	45,809,830.00	\$
Periodo de análisis =	15	años
Precio del aceite =	13.85	dls/bl
Precio del gas =	1.95	dls/mpod
Tasa de interés =	0.1	
Paridad =	10.5	\$/dl
Densidad (Istmo) =	34	°API

### Cálculo de los flujos de efectivo derivados de la producción de hidrocarburos

#### Flujo de efectivo por petróleo crudo:

13,850.00 USD/día  
 145,425.00 \$/día  
 53,080,125.00 \$/año

#### Flujo de efectivo por Gas:

780.00 USD/día  
 8,190.00 \$/día  
 2,989,350.00 \$/año

#### Flujo de efectivo (crudo y gas) anual:

56,069,475.00 \$/año

#### Periodo de recuperación de la inversión:

Año	Flujos de efectivo	Restan por recuperar
1	56,069,475.00	
2	112,138,950.00	-10,259,645.00
3	168,208,425.00	10,259,645.00
4	224,277,900.00	Ingreso diario 153,615.00
5	280,347,375.00	Recuperación de restante 66.79
6	336,416,850.00	Periodo de recuperación 0.817019064
7	392,486,325.00	8 meses
8	448,555,800.00	
9	504,625,275.00	
10	560,694,750.00	
11	616,764,225.00	
12	672,833,700.00	
13	728,903,175.00	
14	784,972,650.00	
15	841,042,125.00	

#### Valor Presente Neto (VPN)

Año	Flujos de efectivo	VPN =
0	-45,809,830.00	380,659,054.73
1	56,069,475.00	
2	56,069,475.00	
3	56,069,475.00	
4	56,069,475.00	
5	56,069,475.00	
6	56,069,475.00	
7	56,069,475.00	
8	56,069,475.00	
9	56,069,475.00	
10	56,069,475.00	
11	56,069,475.00	
12	56,069,475.00	
13	56,069,475.00	
14	56,069,475.00	
15	56,069,475.00	

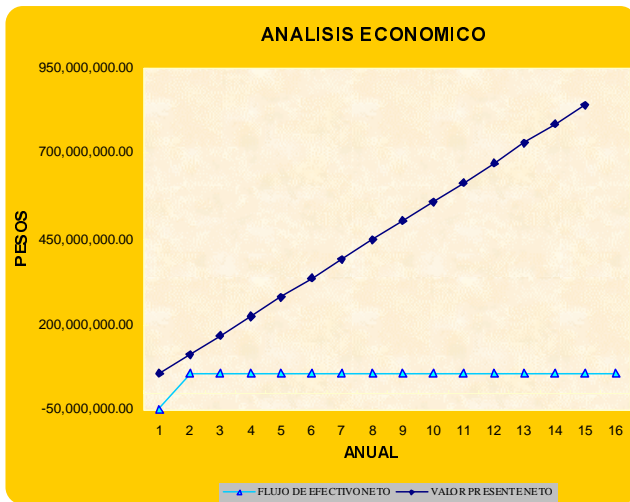


Figura 174. Análisis económico del proyecto

Declinación 0.0063								
	Qg							
	Qo bpd	mmpcd						
31-Dic-00	1500.00	0.7000	31-Ene-02	1390.45	0.6489	31-Ene-03	1288.90	0.6015
28-Feb-01	1490.55	0.6956	28-Feb-02	1381.69	0.6448	28-Feb-03	1280.78	0.5977
31-Mar-01	1481.16	0.6912	31-Mar-02	1372.98	0.6407	31-Mar-03	1272.71	0.5939
30-Abr-01	1471.83	0.6869	30-Abr-02	1364.33	0.6367	30-Abr-03	1264.69	0.5902
31-May-01	1462.56	0.6825	31-May-02	1355.74	0.6327	31-May-03	1256.72	0.5865
30-Jun-01	1453.34	0.6782	30-Jun-02	1347.20	0.6287	30-Jun-03	1248.81	0.5828
31-Jul-01	1444.19	0.6740	31-Jul-02	1338.71	0.6247	31-Jul-03	1240.94	0.5791
31-Ago-01	1435.09	0.6697	31-Ago-02	1330.28	0.6208	31-Ago-03	1233.12	0.5755
30-Sep-01	1426.05	0.6655	30-Sep-02	1321.90	0.6169	30-Sep-03	1225.35	0.5718
31-Oct-01	1417.06	0.6613	31-Oct-02	1313.57	0.6130	31-Oct-03	1217.63	0.5682
30-Nov-01	1408.13	0.6571	30-Nov-02	1305.29	0.6091	30-Nov-03	1209.96	0.5646
31-Dic-01	1399.26	0.6530	31-Dic-02	1297.07	0.6053	31-Dic-03	1202.34	0.5611

Figura 175. Declinación de la producción para el pozo Santuario 28-H.

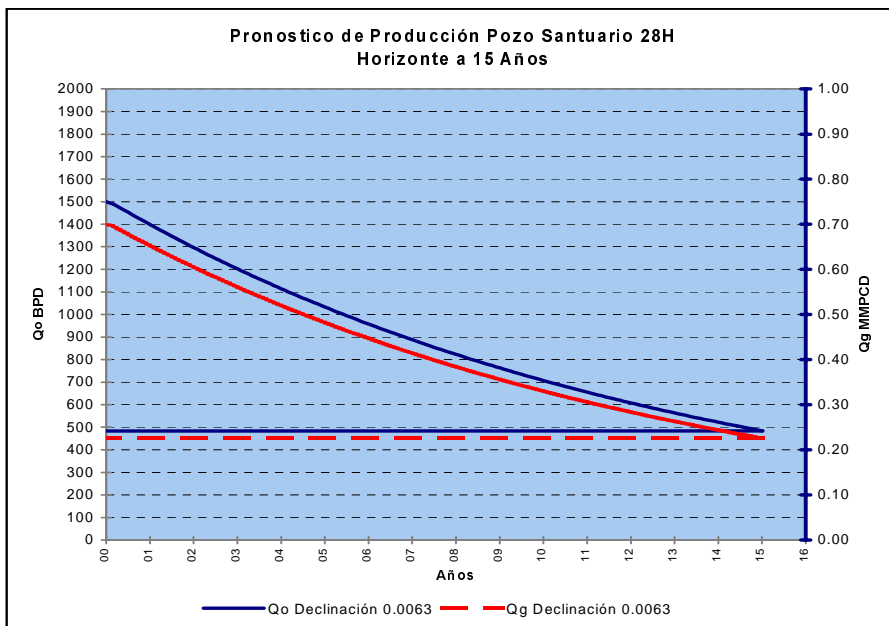


Figura 176. Declinación de la producción Santuario 28-H.

drán mayores áreas de oportunidad en la actividad de perforación y mantenimiento de pozos, y por consecuencia, se buscará la explotación máxima de los yacimientos que han sido explotados por la perforación vertical.

La integración adecuada y bases de estudio por parte de los grupos interdisciplinarios y de compañías de servicio deben ser firmes para tener éxito en los proyectos integrales de la perforación multilateral.

La difusión y planeación adecuada de esta tecnología es responsabilidad prioritaria hacia los activos de producción y exploración para crear y ampliar importantes áreas de oportunidad en la perforación y mantenimiento de pozos y con ello, elevar los índices de producción.

El análisis económico para el proyecto nos muestra que la rentabilidad como proyecto integral es funcional. Se considera la relación costo-beneficio tanto del punto de vista de perforación como de producción.

### Perforación de alcance extendido

Desde mediados de los 80's, se ha aplicado con éxito la tecnología de perforación de pozos de alcance extendido alrededor del mundo, principalmente para mejorar el desarrollo de campos costafuera. La aplicación adecuada de esta tecnología se ha traducido en:

radios de drenaje extendidos,

incremento en los gastos de producción y en la recuperación final de un campo,

una administración de yacimientos mejorada,

reducción en el número de plataformas y pozos requeridos, reducción en

gastos, y en el logro de records mundiales en materia de perforación y terminación.

Cabe mencionar que en marzo de 1999, Total Austral, Deminex y Pan American Energy perforaron desde una localización terrestre en la Tierra del Fuego, Argentina, el pozo de alcance extendido que tiene el record actual en desplazamiento horizontal: 10 mil 585 m (34 mil 728 pies). Este pozo, el Cullen Norte Núm. 1, tiene una profundidad total de 11 mil 184 m, una profundidad vertical verdadera de 1,660 m y fue perforado en 142 días.

### Definición y aplicaciones

Por definición, los pozos de alcance extendido son aquellos que tienen una relación desplazamiento horizontal/profundidad vertical verdadera (DH/PVV) mayor a 2. Aunque debido a los avances tecnológicos actuales, se perforan con mayor frecuencia pozos con relaciones mayores a 3.5. Esto no limita el tipo de trayectoria que puedan tener. Es posible planearlos tanto como pozos direccionales o como horizontales, dependiendo de las condiciones geológicas y de la infraestructura en superficie.

Los tipos de formaciones en los que se ha aplicado esta tecnología han sido variadas: arenas, carbonatos y en algunas ocasiones, se han atravesado grandes columnas de lutitas. Las condiciones geológicas idóneas para su aplicación son bloques afallados, en donde su propósito ha sido establecer una comunicación y obtener la mayor producción posible. Aún arenas someras no consolidadas son lo suficientemente fuertes para permitir la perforación de alcance extendido. Los pozos horizontales o de alcance extendido pueden incrementar los gastos y la recuperación final en yacimientos, con muy bajas presiones (depressionados) y pueden ser aplicados económicamente en yacimientos de areniscas para minimizar la conificación de agua.

Los pozos de alcance extendido pueden utilizarse para optimar el desarrollo de campos costafuera. Reducen el número de pozos y plataformas,. Incrementan la recuperación final del campo debido a la mayor área del yacimiento expuesta. Además, es posible acondicionar de manera relativamente económica, equipos viejos para perforar y terminar pozos de alcance extendido, adicionando entre otras cosas un top drive. Por ejemplo, a finales de los ochenta y prin-

cipios de los noventa, el campo Statfjord, en el Mar del Norte, se desarrolló con pozos de alcance extendido, con un ahorro estimado de US\$ 120 millones, sin contar con el beneficio de una producción temprana.

Otra aplicación muy interesante es el desarrollo de yacimientos someros costa fuera desde una localización terrestre, sin una plataforma marina y por consiguiente, reduciendo considerablemente los costos y el impacto al medio ambiente.

### Diseño de pozos de alcance extendido

Debido a que minimizar los costos de producción es un objetivo común y global, las ventajas de este tipo de pozos son ahora más evidentes. El incremento del desplazamiento horizontal incrementa significativamente el área en contacto con el yacimiento. Esto minimiza el número de plataformas, reduce o elimina la necesidad de pozos marinos y permite el acceso a áreas tales como las indicadas en la figura 177.

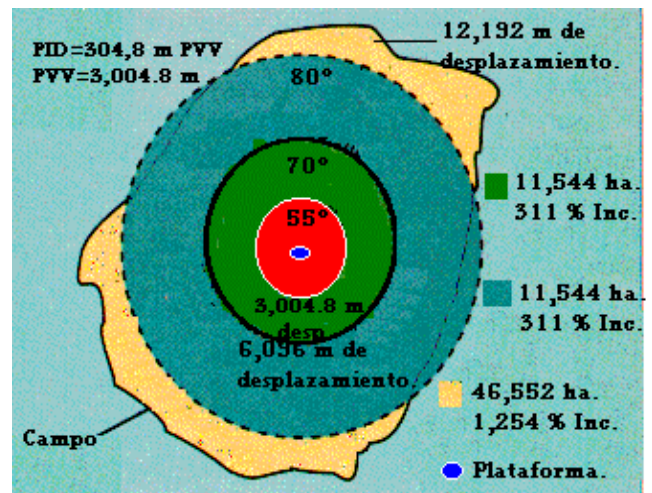


Fig.177.- El incremento en desplazamiento horizontal, aumenta el área accesible del yacimiento.

### Diseño y construcción de la trayectoria

Para la planeación de este tipo de pozos, los principales aspectos a considerar son:

Patas de perro

Fuerzas de contacto a través de la sección de incremento de ángulo.

Torque y arrastre de la sarta de perforación.

Pandeo de la sarta de perforación.

Limpieza del agujero.

Estabilidad mecánica del agujero.

Tortuosidad de la trayectoria

Obviamente, existen otras consideraciones que influyen en el diseño. Pero una adecuada comprensión de estos es un requisito indispensable para obtener un buen diseño. A continuación, se mencionan algunos aspectos importantes para el diseño de un pozo de alcance extendido.

#### *Patas de perro y fuerza de contacto*

Desde principios de los sesentas, se descubrió que las patas de perro y la tensión que sufría la sarta a través de las mismas eran las principales causas de fatiga en la tubería. En efecto, la perforabilidad de un agujero con un incremento de 0 a 3° a un ritmo de 1°/30 m es mayor la de otro con un incremento de 0 a 3° a un ritmo de 10°/30 m.

De análisis cuantitativos se demostró que la fuerza de contacto es directamente proporcional al desgaste en la tubería y al torque.

#### *Modelos de torque y arrastre*

Como resultado de la investigación en materia de perforación direccional se han desarrollado modelos para predecir el torque y arrastre, los cuales emplean un coeficiente de fricción y la fuerza de contacto. Empleando un modelo como éste, el ingeniero de diseño puede efectuar un gran número de corridas con diferentes trayectorias con el fin de optimizar el torque y arrastre.

En los años 80, los desplazamientos horizontales de los pozos de alcance extendido se incrementaron notablemente. Se vieron los beneficios de utilizar trayectorias de incrementar y mantener, con ritmos de incremento bajos (menores a 2°/30 m). Aunque el empleo de un ritmo de esta magnitud incrementa ligeramente el ángulo tangente y la profundidad desarrollada, el torque y el arrastre son minimizados.

Al reducir la fuerza de contacto, minimizar las patas de perro y la tensión en la sarta de perforación, se

disminuye el torque el arrastre y por lo tanto, el desgaste de la TR.

#### *Otras influencias*

Además de la fuerza de contacto, otros aspectos tienen influencia en la forma de la trayectoria de un pozo de alcance extendido. En 1984 se demostró que, con relación al pandeo, las altas inclinaciones ayudan a estabilizar la tubería de perforación y permiten llevarla en compresión sin pandeo. Este descubrimiento fue importante, ya que poner la tubería de perforación bajo compresión significa que es posible reducir la longitud de aparejo de fondo necesario para proporcionar peso a la barrena, lo cual podría:

- Reducir el torque y arrastre en la sarta de perforación, lo cual permite un gran desplazamiento.
- Ayudar a prevenir las pegaduras por presión diferencial.
- Reducir la caída de presión a través de la sarta de perforación, permitiendo usar gastos más altos para mejorar la limpieza del agujero.
- Reducir la rigidez del aparejo de fondo, mejorando el control direccional.

En 1986, se investigó la influencia de la inclinación sobre la limpieza del agujero. La capacidad de transporte más deficiente fue observada a inclinaciones entre 40° y 45°. Esto se presenta debido al "resbalmiento" de los recortes de regreso hacia el fondo del pozo. Arriba de 45°, la limpieza del agujero mejora, especialmente si la tubería se rota mientras se circula.

Mientras estos descubrimientos fueron incrementando la posibilidad de perforar a alto ángulo, otro análisis demostró lo contrario. Se observó que conforme se incrementa la inclinación, el agujero se hace más sensible al colapso y a la fractura, debido al estado de esfuerzos in situ. A pesar de esta nota de precaución, los pozos de alcance extendido tendieron a perforarse con agujeros altamente inclinados, aunque con ritmos de incremento bajos.

#### *Diseño de la trayectoria*

El ritmo de incremento es una de las consideraciones más importantes en el diseño de la trayectoria. Este impacta en el desgaste de la T.R. y en las magni-

tudes del torque y del arrastre. Debido a esto, éste

Figura 178. Torque y desgaste como función del ritmo de incremento

Ritmo de incremento, °/30 m	PD, pies	Angulo tangente	Torque lb-pie	Desgaste máx.%
1.00	24,632	79.00	20,003	6.00
1.50	23,941	74.10	22,840	8.00
2.00	23,638	71.60	24,530	10.50
2.50	23,468	70.50	25,653	13.50
3.00	23,358	70.10	26,165	14.50

debe ser un factor primordial en el diseño de la trayectoria. La figura 178 muestra un ejemplo de la sensibilidad del torque en la sarta de perforación y el desgaste de la TR debido al ritmo de incremento. Los valores de torque y arrastre están basados en un pozo de alcance extendido con 2 mil 622 m de profundidad vertical verdadera y 6 mil m. de desplazamiento horizontal. La trayectoria es sencilla e incrementa y mantiene un azimut constante un punto de inicio de desviación a 300 m. Las juntas de la tubería de perforación no tenían bandas duras y los parámetros de perforación se mantubieron constantes para cada caso. La figura 178 muestra que cuando se varía de un ritmo de incremento de 1°/30 m a 3°/30 m, el torque se incrementa en un 31% y el desgaste de la tubería en 142%.

*Combinación de ritmos de incremento*

Una variación del ritmo de incremento sencillo, es una trayectoria con dos o más ritmos de incremento (Fig. 180). La figura 179 muestra los valores de torque en la sarta de perforación y el desgaste en la T.R. para dos ejemplos de trayectoria combinada de ritmos de incremento, uno con 1°/30 m y 2°/30 m y otro con 1.5°/30 m y 3°/30 m. Los valores generados en esta figura están basados en el mismo pozo de alcance extendido del ejemplo anterior.

Figura 179. Torque y desgaste como función del ritmo de incremento combinado

Ritmo de incremento °/30 m	Prof. medida pies	Angulo tangente	Torque e pie-lb	Desgaste máx.%
1.0 y 2.0	24,371	75.00	22,738	6.50
1.5 y 3.0	23,808	72.00	25,052	10.00

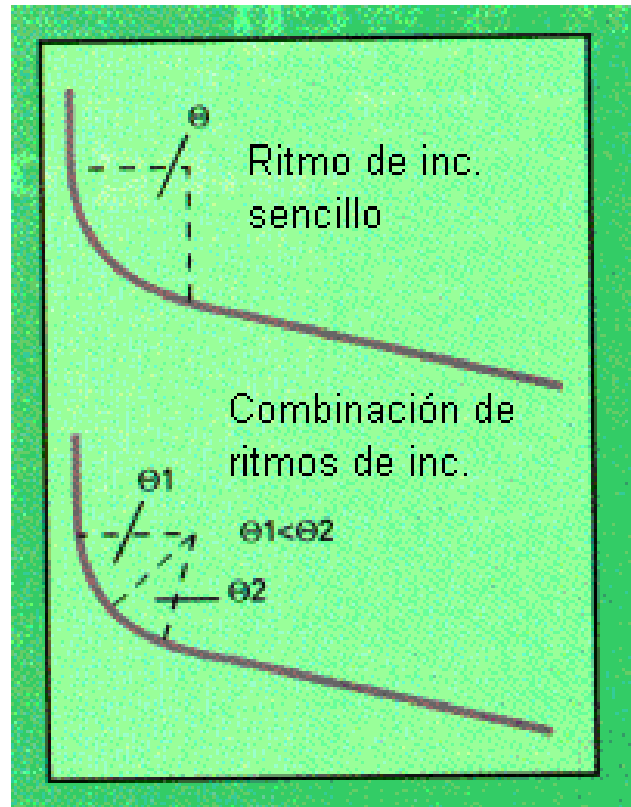


Fig. 180 Combinación de ritmos de incremento.

Refiriéndose a la figura 179, la combinación de 1-2°/30 m muestra valores de torque y desgaste entre los obtenidos con ritmos de incremento sencillos de 1°/30 m y 2°/30 m, tal como se mostró en la figura 178; lo mismo sucede en el otro caso de combinación de ritmos de incremento. Una trayectoria con dos o más ritmos de incremento ofrece un término medio comparado con una trayectoria con ritmo de incremento sencillo.

*Construcción de la trayectoria de un pozo de alcance extendido con motores de fondo*

El motor de fondo de desplazamiento positivo juega un papel importante en la construcción de la trayectoria, Este es capaz de producir alto torque en la barrena a baja velocidad, comparado con la turbina. La baja velocidad es más adecuada para la perforación direccional mientras que el torque alto se acopla mejor con barrenas PDC agresivas.

Desde mediados de los 80, la geometría de los motores de fondo ha permitido perforar la sección curva

y recta sin la necesidad de cambiar el aparejo, con el

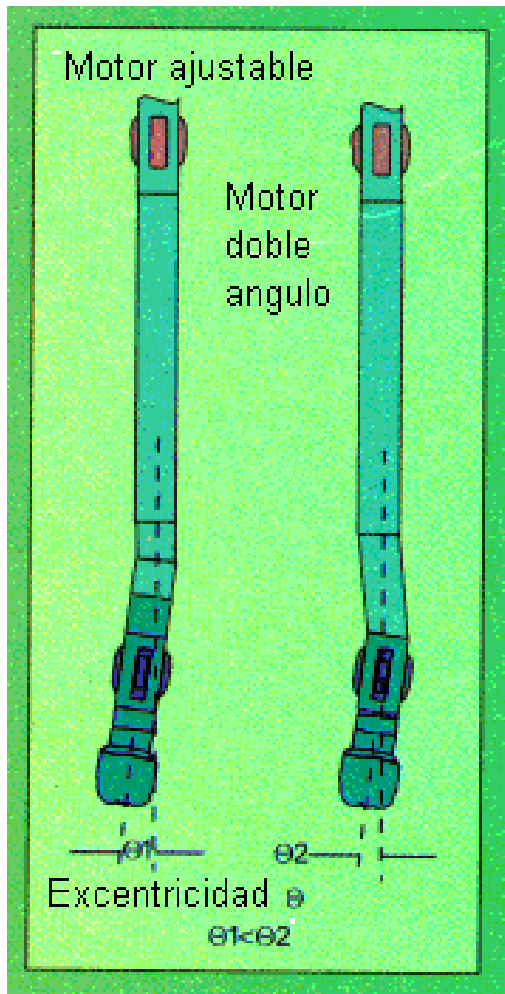


Fig.181 Tipos de aparejos de fondo.

llamado aparejo "dirigible". Existen dos tipos de aparejos de fondo dirigibles usados comúnmente para perforar pozos de alcance extendido, Éstos son el ajustable y el de doble ángulo (Fig. 181).

Estos motores están configurados para producir la excentricidad de la barrena con relación a la caja.

Mientras se incrementa la inclinación, la excentricidad se posiciona adecuadamente, dirigiendo la sarta para generar la curva deseada.

La excentricidad en ambos motores de fondo es tal que cada aparejo puede ser usado en modo "rotatorio" sin exceder los límites de esfuerzos en el motor.

Los motores de fondo con doble ángulo tienen menos excentricidad que los ajustables y están limitados a un ritmo de incremento de  $4-5^\circ/30$  m. El motor de fondo ajustable puede configurarse a un ritmo de incremento máximo de  $12-15^\circ/30$  m.

Actualmente, existen motores de fondo capaces de manejar 1,200 gpm con el fin de mejorar la limpieza del agujero. Sin embargo, se deben considerar las limitaciones de flujo de los otros componentes del aparejo de fondo.

#### *Análisis y selección de tuberías de revestimiento*

#### *Selección de la tubería de revestimiento y juntas*

Existen muchos tipos de configuraciones primarias y de contingencia. Sin embargo, deben tener las siguientes características:

- La configuración debe permitir llevar a cabo el diseño de la terminación.
- El diseño debe incluir por lo menos una sarta de revestimiento de contingencia.
- El agujero en la sección de producción debe ser lo suficientemente grande para permitir el empleo de herramientas MWD, línea de acero o la toma de registros.
- El diseño debe permitir realizar trabajos de cementación de calidad.

La junta debe tener las siguientes características:

- Si la sarta va a ser rotada mientras se cementa o al pasar por severidades de patas de perro, las juntas de la tubería que pasará a través de la sección de incremento deberán tener una rosca que evite la desconexión.

- Las juntas de la tubería deben ser lo suficientemente resistentes al torque para permitir la rotación durante la cementación en caso necesario.

#### *Configuración primaria y de contingencia*

A continuación se presenta un ejemplo de un diseño de tuberías de revestimiento para un pozo de alcance extendido común.

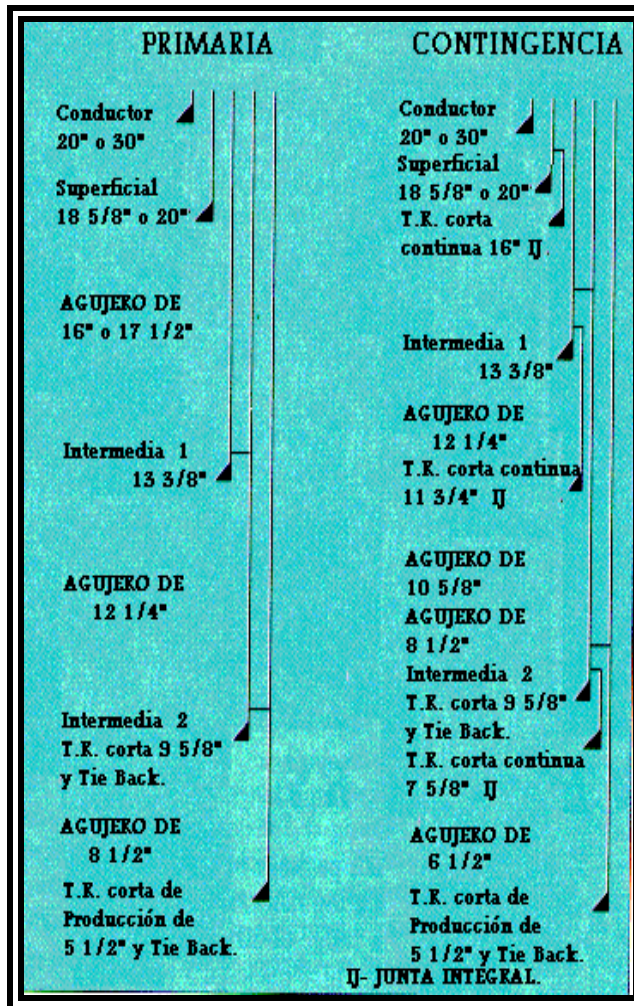


Figura 182. La T.R. de Producción en la Configuración Primaria y de Contingencia es un Liner de 5 1/2" en un Agujero de 8 1/2" Extendido hasta la Superficie Mediante un "TIE BACK".

*T.R. de producción*  
*T.R. de producción*

En el caso de la configuración de contingencia, se asienta un liner de 7 5/8 pg y se perfora un agujero de 6 1/2 pg hasta la profundidad total. Asumiendo que se utiliza un liner de 7 5/8" se planea una T.R. de producción de 5 1/2 pg en lugar de una sarta de 7" eliminando la necesidad de comprar T.R. de 7" y 5". También, se puede correr un liner como T.R. de producción, en lugar de una sarta hasta la superficie, lo cual reduce la presión de surgencia.

Una rosca apropiada para la T.R. de producción debería ser del tipo "cuña" con superficie metal-metal para facilitar el sello. Esta tiene un perfil con doble ahusamiento que resiste las cargas de pandeo severas, también permite el uso de toda el área de roscado como una superficie de soporte a las cargas, lo cual incrementa significativamente su resistencia a la torsión, permite la rotación a grandes profundidades y a altas inclinaciones.

*T.R. Intermedia Núm. 2*

La TR intermedia Núm. 2 de la configuración primaria es un liner de 9 5/8" en contraste con una sarta hasta la superficie, lo cual ayuda a minimizar la surgencia cuando se viaja al fondo del pozo y la densidad equivalente de circulación al cementar; si el pozo tiene un punto de asentamiento de la T.R. de 9 5/8" profundo, los aspectos prácticos de manejo a altas inclinaciones llega a ser problemático.

La configuración de contingencia asume que esta T.R. no llega al fondo y se corre un liner de 7 5/8" de junta integral. Dependiendo de las condiciones del agujero se puede correr una T.R. de 7 5/8 pg en un agujero de 8 1/2" en una sección sin escariar, de cualquier manera, ésta tiene un claro radial reducido, lo cual puede resultar en una presión de surgencia excesiva mientras se cementa.

Si la T.R. de producción de 5 1/2" presenta fugas, la T.R. de 9 5/8 pg se convierte en un receptáculo de presión. Por lo tanto, las juntas de esta sarta deben tener requerimientos de sello similares a los de la T.R. de 5 1/2". Es deseable un perfil de "gancho" en la rosca con resistencia al torque, debido a que ésta también atravesará la sección de incremento y permite trabajar en una pata de perro. Debido a que la T.R. de contingencia anterior

es un liner de 11 3/4", cualquier parte de la T.R. de 9 5/8" que pase a través del liner debe tener junta lisa o integral, lo que conduce a la selección de una rosca con sello metal-metal.

*T.R. Intermedia Núm. 1*

La T.R. intermedia Núm. 1 normalmente se coloca en la sección de incremento y posiblemente en parte de la sección tangente. Las T.R.s primaria y de con-

tingencia son de 13 3/8". Una alternativa es utilizar una combinación de 13 3/8" y 13 5/8" con la segunda a través de la sección de incremento para proporcionar de mayor resistencia al desgaste.

La configuración de contingencia supone que la T.R. de 13 3/8" no llega al fondo y que tendría que introducirse un liner de 11 3/4". En este caso, el liner debe tener junta integral para permitir el paso a través de la T.R. de 13 3/8".

Si se prevén problemas para introducir la T.R. es preferible una conexión con hombro resistente al torque y si se considera que la T.R. puede ser jalada, la junta debe tener suficiente resistencia a la tensión.

Si se utiliza una junta roscada con cople, se debe tener un claro radial con diámetro exterior en la caja que asegure el paso a través del liner de contingencia de 16".

#### Tuberías superficial y conductora

La T.R. superficial debe ser asentada en un agujero con un mínimo de tortuosidad. De otro modo, el desgaste y el torque pueden llegar a ser excesivos mientras se perforan las secciones subsecuentes del

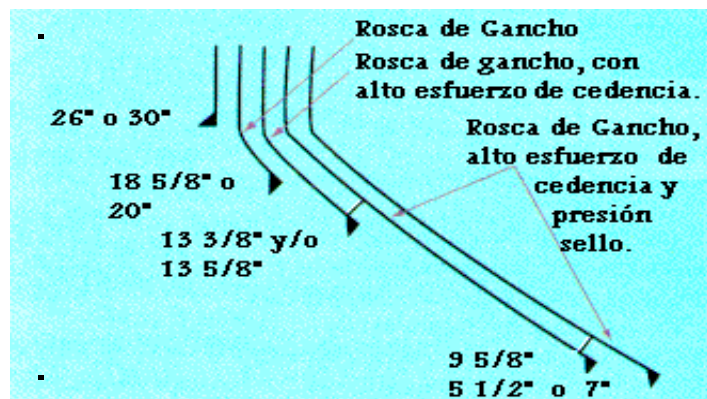


Figura 183. Tipos de Roscas

pozo.

Si la T.R. superficial llega a la sección de incremento, su conexión necesitará resistencia al pandeo y a la tensión. Los requerimientos de la junta descritos anteriormente, podrían llevar al uso de roscas no consideradas por el API. En un pozo de alcance extendido estas roscas no son ideales por su configuración.

Incrementan el riesgo de que se presente una desconexión (Fig. 183).

#### Corrida de las T.R.s a altas inclinaciones

Conforme se incrementa la inclinación del agujero, se dispone de menos peso en superficie. Por lo tanto, se tiene que aplicar una fuerza superficial externa para introducir las tuberías de revestimiento. Para este cálculo, existen programas como el basado en el modelo de Johansick. Los métodos para incrementar el peso incluyen:

- Uso de lastrabarrenas en la sarta de trabajo.
- Uso de un lodo con un bajo coeficiente de fricción.
- Reducción del coeficiente de fricción llenando el área de la zapata con un fluido ligero.

#### Desgaste de la T.R.

Generalmente se utilizan 3 métodos para evitar el desgaste de la T.R.:

- Uso de protectores de tubería de perforación.
- Uso de herramientas sin bandas de metal duro a través de la sección de incremento.
- Uso de un espesor de pared mayor, lo que permite un desgaste antes de rebasar el criterio de diseño.

#### Consideraciones de cementación

Las variaciones en la cementación de un pozo de alcance extendido son similares a las de un pozo horizontal, aunque a mayor escala. Los esfuerzos del agujero pueden causar que un pozo de alcance extendido tenga un estrecho rango de densidad de operación con respecto a la fractura y colapso.

Si durante la corrida de la T.R., la surgencia o la densidad de circulación equivalente son altas, se incrementa la posibilidad de una pérdida de circulación. Estas pérdidas pueden evitarse si se pone especial atención al lodo, al bache de desplazamiento y a las propiedades de la lechada de cemento.

Las propiedades reológicas relativamente altas de un lodo de perforación (punto de cedencia, viscosidad y esfuerzo gel) se traducen en un desplazamiento



deficiente y en una densidad de circulación alta, durante la cementación.

Típicamente una corrida de T.R. en un pozo de alcance extendido toma más de 24 hrs. Durante este periodo, el lodo en el agujero se espesa. Esto resulta en presión de surgencia alta y en la posibilidad de que se presente una pérdida de circulación durante la introducción de la T.R. Por lo anterior, el lodo es normalmente adelgazado antes de la corrida. Una vez que la sección ha sido perforada, el lodo debe ser parcialmente adelgazado y después adelgazado por completo justo antes de la cementación. Esto también ayuda a minimizar la densidad equivalente de circulación. Un bache viscoso reduce el asentamiento de barita pero incrementa la densidad equivalente de circulación, lo cual puede conducir a una

presión hidrostática sustantivamente. Por lo tanto, la oportunidad de que se provoque la inestabilidad del agujero es mínima. Con el bache en la sección vertical, la presión en la cabeza se reduce, pero el peso del cemento compensará parcialmente esta pérdida.

En aplicaciones a alto ángulo, la estabilidad de una lechada de cemento llega a ser crítica, si la lechada se separa en el fondo del agujero, se pueden formar canales de agua en el lado alto del agujero. La industria ha desarrollado pruebas estáticas y dinámicas bajo condiciones de fondo para ayudar a evitar esta canalización.

Una influencia importante en la formación de canales, es el volumen de agua libre de la lechada. A ángulos altos es recomendable realizar pruebas estáticas que resulten en menos de 1 por ciento de agua libre.

#### *Técnicas de cementación*

Los pozos de alcance extendido involucran la cementación de grandes secciones de tubería, en algunos casos hasta superficie. Si esos trabajos son realizados en una sola etapa, las lechadas de cemento pueden no llevar cantidades importantes de retardadores, los cuales podrían incrementar su inestabilidad.

Adicionalmente los trabajos en una etapa implican grandes volúmenes de fluido desplazante. Esto es importante si la ocurrencia de pérdidas es posible y el lodo utilizado es caro; en esos casos una opción es el empleo de un inner string.

Inner string: aparejo de tubería de perforación que conectado al cople de retención permite circulación a través de él para efectuar la cementación de la tubería de revestimiento.

#### *Diseño de tuberías de perforación*

Existen varios programas de cómputo disponibles para estimar las cargas por tensión y torsión para una variedad de condiciones de operación de perforación en pozos de alcance extendido. Debido a que los datos de entrada cambian en cada sección del

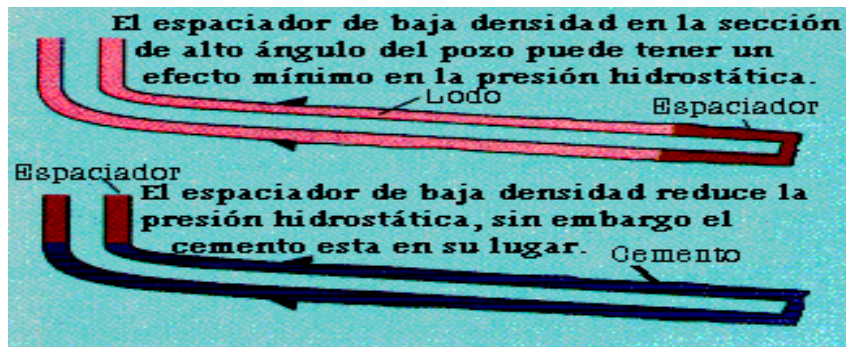


Figura 184. En un Pozo con Alta Inclinación es Posible Maximizar la Longitud de un Espaciador de Baja Densidad, Mientras se Mantiene la Presión Hidrostática en la Cabeza por Arriba de la Presión de Poro.

perdida de circulación.

Una solución es utilizar un bache de baja densidad y baja viscosidad. Un pozo de alcance extendido perforado con un lodo con densidad significativamente por arriba de la presión de poro, puede presentar condiciones que permitan un bache de baja viscosidad para ser utilizado sin sacrificar la estabilidad del agujero o el control del pozo. Si la inestabilidad es dependiente del tiempo, el corto periodo en que el pozo puede ser expuesto a una baja presión hidrostática no importará. Por lo tanto, maximizar el volumen del bache (mientras se mantiene una presión hidrostática en la cabeza significativamente por arriba de la presión de poro) puede realizarse con facilidad.

Un bache de baja densidad y viscosidad en una sección a alto ángulo de inclinación puede no reducir la

pozo, usualmente el proceso debe ser repetido a la profundidad total, para cada sección del agujero. Las cargas en la sarta de perforación varían dependiendo de la operación que se desarrolla. Llevar un resumen de cada sección puede ser útil. El ejemplo de resumen de cargas de la figura 188 muestra los resultados de un programa de torque y arrastre para diferentes operaciones realizadas durante la perforación de la sección de 16" en un pozo de alcance extendido en el Mar del Norte. Después de esto, las cargas aplicadas se comparan con las capacidades de carga de la sarta de perforación (cuerpo y juntas). En este ejemplo, el rango de capacidades varía del 6 al 59 por ciento de la capacidad.

De un análisis rápido a las gráficas, a las magnitudes de las cargas y a las capacidades, los resúmenes de torque y arrastre hacen notar los componentes más susceptibles de presentar falla. Además, los resúmenes permiten realizar un análisis de comparación entre los componentes de la sarta de perforación, basándose en el porcentaje de capacidad utilizado y así poder seleccionar los que presentan menos probabilidad de fallar.

*Aplicación de peso sobre la barrena con tubería de perforación*

Debido a que no se conoce la magnitud de pandeo que se presentará en secciones tales como la parte inferior de la sarta en la sección vertical o cerca de la vertical, el objetivo es diseñar y manejar sartas que eliminen el pandeo. Los lastrarbarrenas y la tubería de perforación extrapesada son más tolerables al pandeo y a la rotación simultáneos que la tubería de perforación normal, por lo que son un aspecto clave en el diseño de sartas para pozos de este tipo.

Las cargas compresivas provocan el pandeo en la sarta de perforación. Por esto es muy importante, diferenciar la compresión mecánica debido al peso aplicado a la barrena de la compresión hidráulica inducida por la presión actuando sobre las áreas expuestas de la sarta de perforación. En una condición normal de manejo de la sarta, los efectos compresivos por efectos de área-presión son compensados por otras fuerzas (fuerzas de estabilidad), por lo que son normalmente despreciados.

Para evitar el pandeo en la tubería de perforación, provocado por la compresión mecánica en agujeros

verticales a moderadamente inclinados, es necesario mantener el suficiente peso del aparejo de fondo para poder aplicar el peso sobre la barrena requerido. Una regla en agujeros verticales o casi verticales, es no aplicar compresión mecánica a la tubería de perforación convencional (esto es, no aplicar más peso sobre la barrena que el vector de fuerza en el fondo del agujero, generado por el peso flotado del aparejo de fondo, considerando el ángulo del agujero y los factores de diseño).

Para un aparejo de fondo determinado, conforme el ángulo del agujero se incrementa, el arrastre del aparejo de fondo se incrementa, disminuyendo así el peso que el aparejo puede transmitir a la barrena. En un pozo de alcance extendido, con alto ángulo de inclinación, un aparejo de fondo típico puede ser más dañino que benéfico, al generar arrastre torsional, en lugar de aplicar peso sobre la barrena de manera efectiva. Conforme el ángulo del agujero se incrementa, este se convierte en un recurso para reducir el arrastre del aparejo de fondo y poder aplicar peso a la barrena por efecto de la compresión mecánica sobre tubería de perforación normal. El alto ángulo ayuda a estabilizar la tubería de perforación y permite tener algo de compresión mecánica sin presentar pandeo. Esto se da hasta que la magnitud de la compresión mecánica no exceda la carga de pandeo crítica de la tubería (FCRIT). La carga de pandeo crítica en un agujero recto puede estimarse por medio de la siguiente formula:

$$F_{crit} = 2 \sqrt{\frac{ElwK_B \sin \theta}{r}} \tag{38}$$

donde:

- Fcrit = carga crítica de pandeo, lb
- E = módulo de elasticidad (30,000 psi aprox.)
- I = momento de inercia, pg<sup>4</sup>
- w = peso de la sarta en el aire, lb/pie
- K<sub>B</sub> = factor de flotación, adimensional
- q = inclinación del agujero, grados
- r = claro radial entre la tubería y el agujero.

La ecuación anterior (Dawson-Pasley), proporciona un límite conveniente dentro del cual, la tubería de perforación convencional puede ser utilizada para aplicar peso a la barrena en una sección recta del agujero. Primero es necesario determinar la magnitud de la compresión mecánica en el punto de interés, después este valor se compara con el de la ecua-

ción para verificar si existe pandeo. Si se determina que existe pandeo bajo las condiciones de perforación planeadas, se debe emplear menor peso sobre la barrena o una tubería con mayor carga de pandeo crítica. La ecuación de Dawson-Pasley ha sido ampliamente aceptada en la industria y existen cur-

deo ocurrirá primero en una sección recta del agujero que se encuentre arriba o abajo de la sección de incremento, no en la sección de incremento misma. Esto no ocurre en una sección de decremento de ángulo.

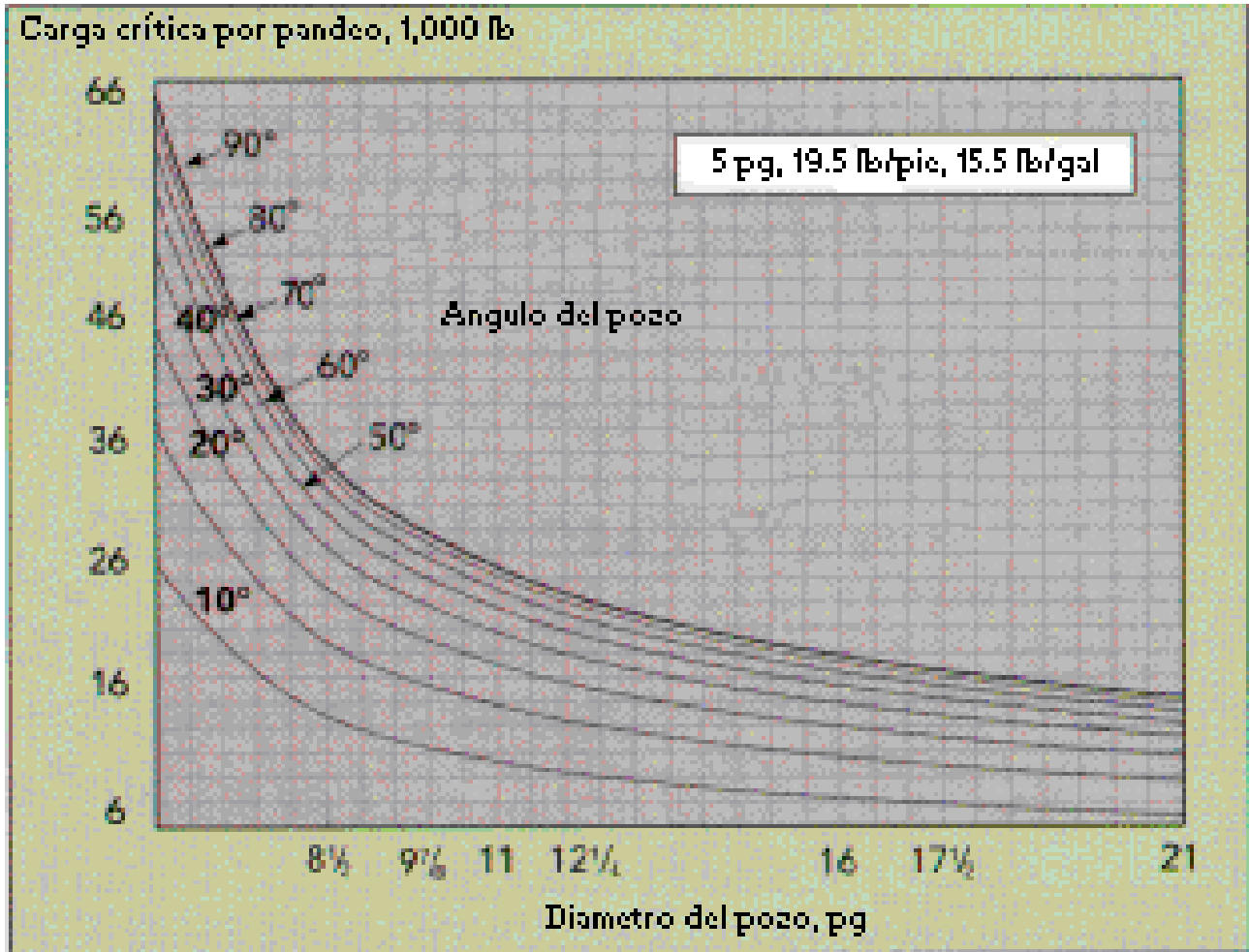


Fig. 185. Solución gráfica a la ecuación de Dawson-Pasley

vas que presentan una solución gráfica de manera rápida (Fig.185).

La carga de pandeo crítica en una sección curva del agujero, dentro de la sección de incremento, siempre es mayor que en una sección recta, por lo tanto, si se incrementa el peso sobre barrena en un pozo de alcance extendido que tenga una sección de incremento constante hasta que la tubería presente pandeo, el pan-

de ocurrirá primero en una sección recta del agujero que se encuentre arriba o abajo de la sección de incremento, no en la sección de incremento misma. Esto no ocurre en una sección de decremento de ángulo.

(41)

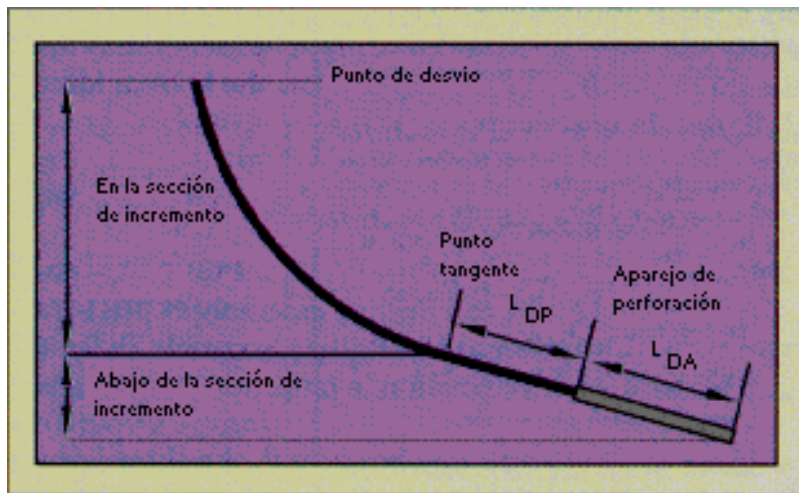


Fig. 186.- Trayectoria típica de un pozo de alcance extendido

donde:

$L_{DA}$  = longitud del aparejo de fondo, pies

$w_{DA}$  = peso en el aire del aparejo de fondo, lb/pie

$\theta_T$  = inclinación del agujero en una sección tangente, grados.

Si la sección tangente es horizontal, el tercer término en la ecuación 41 es cero. Teóricamente, la compresión mecánica en la sección tangente debería ser igual al WOB, en toda su longitud. En este caso, si el peso sobre la barrena excediera la carga crítica de pandeo, el pandeo se debería predecir en la totalidad de la sección tangente.

para una sarta que esta rotando y moviendose lentamente hacia abajo:

$$\text{Compresión} = \text{WOB} - \text{peso flotado abajo del punto de interés} \quad (39)$$

Después se compara la compresión en la tubería con su carga de pandeo crítica para determinar si existe pandeo. Alternativamente, sustituyendo la carga crítica de pandeo por compresión en la Ec. 39, el peso sobre barrena puede limitarse para que la tubería no presente pandeo:

$$\text{WOB} \leq F_{crit} + \text{peso flotado abajo del punto de interés} \quad (40)$$

WOB = Peso Sobre Barrena

### Cálculo del peso flotado abajo del punto de interés

Para la sección recta abajo del punto de tangencia, si el ángulo de tangencia es menor a 90°, la compresión mecánica más alta en la tubería de perforación se ubicará en la junta inferior, en este caso, en la cima del aparejo de perforación. El pandeo de la tubería en este punto se evita manteniendo el peso sobre barrena por debajo de la suma de la carga de pandeo crítica más el peso flotado del aparejo de perforación abajo de la junta inferior de la tubería de perforación:

$$\text{WOB} < F_{crit} + K_B \cos \theta_T (w_{DA} * L_{DA})$$

De cualquier modo, es improbable que todo el arrastre por tensión pudiera ser despreciado con parte de la tubería pandeada, así el pandeo puede presentarse abajo del punto de tangencia donde la carga compresiva pudiera ser mayor.

Para la sección recta, arriba del punto de inicio de desviación, para calcular el peso flotado abajo del punto de inicio de desviación se debe agregar el peso de la tubería en la sección de incremento al peso por debajo del punto de tangencia. El peso flotado de la tubería en la sección de incremento puede ser calculado por:

(42)

$$\text{Peso}_{(BS)} = K_B * w_{DP} \left[ \frac{5,729.6(\sin \theta_T \sin \alpha)}{BR} \right]$$

donde:

$\text{Peso}_{(BS)}$  = peso total flotado de la tubería, en una sección de incremento, lb

$w_{DP}$  = peso de la tubería en el aire, lb/pie

$\alpha$  = inclinación de una sección recta arriba del punto de inicio de desviación, grados

BR = ritmo de incremento, °/100 pies

Si la sección tangente no es horizontal, la sarta de perforación por debajo del punto de tangencia también contribuye al peso. Para evaluar el peso "colgado" abajo del punto de tangencia, se calcula de ma-

nera tradicional:

(43)

$$Peso_{(TS)} = K_B \cos \theta_T [ (w_{DP} * L_{DP}) + (w_{DA} * L_{DA}) ]$$

donde:

Peso<sub>(TS)</sub> = peso flotado total de la tubería en una sección tangente, lb.

L<sub>DP</sub> = longitud de la sección de tubería de perforación, pies

Para evitar el pandeo en la sección recta arriba del punto de pandeo, el peso sobre barrena no debe exceder la suma de las cargas de pandeo críticas más el peso total flotado colgando por debajo (Ec. 44):

(44)

$$WOB \leq F_{CRIT} + K_B \left[ \frac{5,729.6 * w_{DP} (\sin \theta_T - \sin \alpha)}{BR} + \right.$$

$$\left. \cos \theta_T [ (w_{DP} * L_{DP}) + (w_{DA} * L_{DA}) ] \right]$$

Para el caso más común, donde el agujero es vertical arriba del punto de inicio de desviación, la ecuación 5 se simplifica de la siguiente manera:

(45)

$$Peso_{(BS)} = K_B * w_{DP} \left[ \frac{5,729.6 (\sin \theta_T)}{BR} \right]$$

y debido a que la carga de pandeo crítica dada por la ecuación 38 y por las prácticas comunes es cero en un agujero vertical, la ecuación 44 se simplifica a:

(46)

$$WOB \leq K_B \left[ \frac{5,729.6 * w_{DP} (\sin \theta_T)}{BR} + \right.$$

$$\left. \cos \theta_T [ (w_{DP} * L_{DP}) + (w_{DA} * L_{DA}) ] \right]$$

Como la Ec. 38, la Ec. 45 tiene su representación gráfica (Fig. 187). La solución gráfica es útil para estimar el peso de la tubería en la sección de incremen-

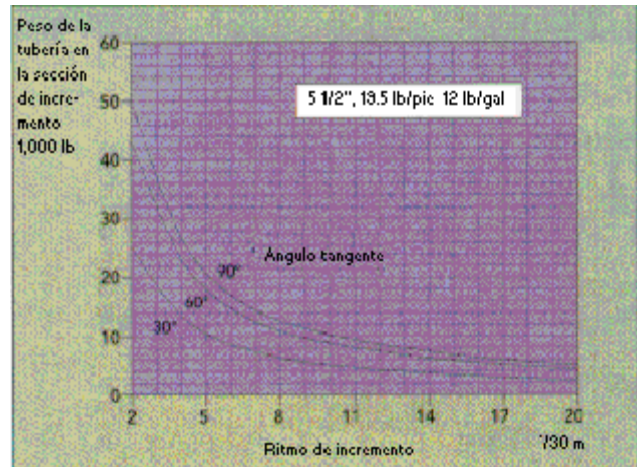


Fig. 187.- Solución gráfica para la determinación del peso de la tubería en la sección de incremento.

to y proporciona un valor apropiado para sustituirse en la Ec. 46.

#### Variaciones en el peso del lodo

Cuando se utilizan las curvas basadas en las Ecs. 38 o 42, puede ser conveniente realizar un ajuste si es que la densidad real del lodo difiere substancialmente de la densidad teórica. Esto puede hacerse con las siguientes ecuaciones:

Para la ecuación 1:

(47)

$$F_{CRIT-ADJ} = F_{CRIT} \sqrt{\frac{K_B}{0.765}}$$

donde :

F<sub>CRIT-ADJ</sub> = carga crítica de pandeo ajustada para variaciones en el peso del lodo, lb.

Para la ecuación 45:

(48)

$$Peso_{(BS-ADJ)} = Peso_{(BS)} \left[ \frac{K_B}{0.817} \right]$$

donde:

Peso<sub>(BS-ADJ)</sub> = Peso total flotado de tubería en una sección de incremento ajustado por variaciones de peso en el lodo, lb.

Los factores 0.765 y 0.817 son los factores de flota-

ción a los cuales fueron construidas las curvas respectivas.

*Limpieza del agujero*

La limpieza del agujero es un elemento muy importante en la perforación de pozos de alcance extendido con altas inclinaciones y grandes desplazamientos. Cuando se le aplica rotación a la tubería de perforación, los recortes son agitados dentro del flujo y circulados fuera del agujero. Por esto, para mejorar la limpieza del agujero, es conveniente rotar la sarta mientras se perfora.

*Presión de bombeo y diámetro de la tubería de perforación*

Estudios de laboratorio han mostrado que el flujo turbulento es benéfico para la limpieza del agujero. De cualquier modo, en un pozo de alcance extendido de gran longitud, la capacidad de presión de bombeo puede limitar la posibilidad de alcanzar el flujo turbulento. Si se desea obtener flujo turbulento, utilizar un diámetro mayor de tubería, no sólo incrementará la velocidad anular para un gasto determinado, sino que permitirá utilizar mayores gastos para una presión superficial dada.

La figura 188 muestra un ejemplo de los beneficios del empleo de una combinación de 5" - 6 5/8" de tubería de perforación, comparado con el empleo de tubería de perforación de 5". El gasto y la presión de bombeo para este ejemplo están basados en alcanzar flujo turbulento en el espacio anular en la sección de 12 1/4" de un pozo de alcance extendido de 20 mil pies. La densidad del lodo es de 12 lb/gal. La sarta está compuesta por 10 mil pies de tubería de 5" y 10,000 pies de tubería de 6 5/8", aparejo de fondo y barrena PDC, sin motor de fondo ni MWD. Como se muestra en la figura 188, el empleo de tubería de perforación de 6 5/8" reducirá significativamente la presión de bombeo asociada con flujo turbulento.

Por ejemplo, a 940 gpm, el flujo turbulento es alcanzado alrededor de la tubería de 5" con casi 2 mil psi de presión de bombeo. De cualquier modo, si se agregara un MWD o un motor de fondo a la sarta, la presión de bombeo sería de 6 mil psi para alcanzar el flujo turbulento, aún con tubería de mayor diámetro. Debido a que la mayoría de las bombas y de los sistemas de circulación no pueden manejar esta presión, se han desarrollado otros medios para obtener

Figura 188

**Presión de circulación, psi**

P V/YP	GPM	5 "	5*6 5/8"
3/6	530	1781	1120
7/10	780	3814	2459
11/14	940	5612	3638

una adecuada limpieza de los pozos de alcance extendido.

*Relación velocidad anular - Diámetro de la tubería de perforación*

La velocidad anular es un factor clave en la limpieza del agujero. Por lo tanto, siempre es deseable encontrar caminos para incrementar la velocidad anular. La velocidad anular está relacionada directamente con el espacio anular entre el agujero y la tubería. La figura 189 muestra la velocidad anular para diferentes diámetros de tubería y agujeros. Estas velocidades están basadas en la suposición que 1,100 gpm pueden ser bombeados en un agujero de 17 1/2" o 16" y 900 gpm en un agujero de 12 1/4". Como lo ilustra la Tabla 3, variar de un agujero de 17 1/2" con tubería de perforación de 5" a un agujero de 16" con tubería de perforación de 6 5/8" incrementa la veloci-

Figura 189

iam. Agujero,pg.	T P, pg.	GPM	Vel. anul. pie/min
17 1/2	5	1100	96
16	6 5/8	1100	117
12 1/4	5	900	176
12 1/4	6 5/8"	900	208

dad anular de 96 pies/min a 117 pies/min, o sea un 23 por ciento.

Otro beneficio de un agujero de 16" con relación a la limpieza, es que se genera un 16 por ciento menos de recortes en volumen.

*Relación desgaste de la tubería - Operación de reparar el agujero*

El desgaste de la tubería es función del tiempo de rotación, del ritmo de incremento y de la tensión en la sarta por debajo de la sección de incremento. Entre mayores sean el tiempo de rotación, los ritmos de incremento y la tensión, mayor será el desgaste.

Si el pozo tiene un ritmo de incremento relativamente bajo (1 a 3°/100 pies) y un ángulo tal que la tensión sea mínima, no se puede esperar que el desgaste sea un problema potencial. Sin embargo, los beneficios de tener bajos ritmos de incremento y una tensión reducida en la sarta de perforación pueden disminuir por la práctica de reparar el agujero para mantenerlo limpio. El reparar maximiza la tensión y las fuerzas en la pared del agujero a través de la sección de incremento al mismo tiempo que la sarta gira.

La figura 190 compara la tensión superficial mientras se perfora con la tensión generada cuando se repasa en un agujero de 12 1/4" a 21 mil 200 pies de profundidad desarrollada. En este ejemplo, el punto de inicio de desviación está a 1,000 pies y el pozo tiene un ritmo de incremento de 2°/100 pies a un ángulo de 75°, con una profundidad de 5 mil 300 pies. La tensión en ambos casos fue calculada utilizando un programa comercial, el cual está basado en un modelo de torque y arrastre. La tensión es suficiente para causar un problema por desgaste dependiendo del tiempo que se prolongue la operación de reparar, de la abrasividad del lodo y del tipo de bandas en las juntas. Por esto, es necesario considerar los efectos de desgaste al reparar y si es el caso, se debe considerar el uso de protectores de hule para las tuberías y bandas

Operación	Tensión Klb	Porcentaje de incremento
Perforando con rotación	116	-
Sacando con rotación (reparar)	231	100

no abrasivas en las juntas de la tubería dentro del agujero ademado.

*Estabilidad mecánica de pozos*

Hasta 1940, los expertos entendían que los esfuerzos en la pared del agujero, podrían en algunos casos, exceder la resistencia de la roca y esto traducirse en la inestabilidad del agujero. En 1979, un modelo matemático demostró que conforme se incrementa la inclinación del pozo se requiere una densidad del lodo mayor para prevenir el colapso.

Desde mediados de los 80, los expertos identificaban la inestabilidad del pozo como crítica para el

éxito de un pozo de alcance extendido.

La inestabilidad del pozo se manifiesta como fallas por compresión (derrumbes) cuando la presión hidrostática del fluido de perforación es insuficiente para mantener la integridad del agujero y como fallas por tensión (fracturas), cuando la presión hidrostática del fluido es excesiva.

La cuantificación del rango de densidades para una operación segura, requiere del conocimiento de los esfuerzos in situ del campo, el comportamiento mecánico de la formación y la magnitud de la presión formación.

*Estrecho rango de operación*

En general, conforme la inclinación del agujero se incrementa a través de formaciones de lutita principalmente, se necesita una densidad del fluido de perforación mayor para prevenir el colapso del agujero. Al mismo tiempo, el gradiente de fractura se mantiene o decrece. En otras palabras, se estrecha el rango de operación de densidad del lodo, entre el gradiente de fractura y la presión de poro.

*Dependencia del tiempo*

Debido a que las secciones de un pozo tienden a ser mayores y requieren de mayor cuidado para mantenerlas libres de recortes, se emplea más tiempo de perforación en comparación con un pozo vertical o con baja inclinación. Por lo tanto, existe una mayor oportunidad para que la lutita del pozo se hidrate cuando se emplea un lodo base agua. La hidratación incrementa el contenido de agua en la roca, el cual afecta los esfuerzos en la cercanía de la pared del pozo y reduce la resistencia. Esto no ocurre usualmente con un fluido base aceite, ya que éste no penetra en los espacios porosos a menos que la densidad del lodo esté inusualmente sobrebalanceada.

*Intolerancia a la surgencia y sondeo*

Si el rango de operación de densidad del fluido de perforación es estrecho, debe existir una pequeña tolerancia en la densidad del lodo asociada a los efec-

tos de sondeo y surgencia. Debido a la longitud del agujero, el sondeo y surgencia pueden ser significativos en pozos de alcance extendido.

*Alta densidad de circulación equivalente*

Debido a la longitud del agujero en un pozo de este tipo, una alta caída de presión en el espacio anular (con un rango de operación de densidad estrecho) puede incrementar la densidad de circulación equivalente, hasta llegar a fracturar.

Los efectos de inclinación, azimut, tiempo, densidad y tipo del lodo, sondeo, surgencia y densidad de circulación equivalente, afectan los esfuerzos impuestos en el agujero y cuando éstos son mayores que la resistencia de la roca, el agujero falla mecánicamente.

*Esfuerzos contra Resistencia*

Los esfuerzos in situ pueden descomponerse matemáticamente en sus componentes principales: un esfuerzo de sobrecarga ( $S_v$ ), un esfuerzo horizontal máximo ( $S_H$ ) y un esfuerzo horizontal mínimo ( $S_h$ ), tal como se muestra en la Fig. 191. Para efectos de

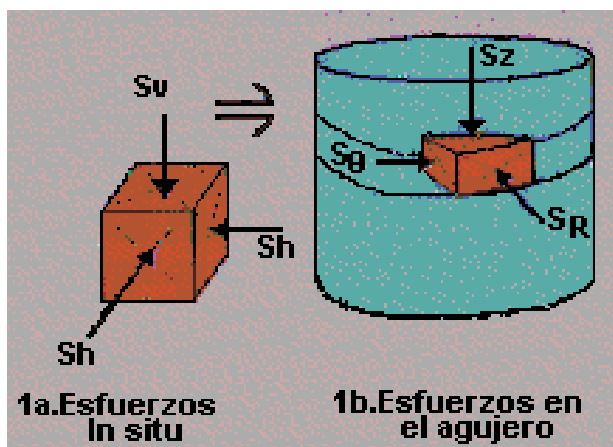


Fig. 192. Esfuerzos In situ comparados con la resistencia de la roca.

simplificación,  $S_H$  y  $S_h$  se consideran iguales. En una formación compacta estos son muy semejantes, aunque en una formación sometida a esfuerzos tectónicos éstos pueden diferir significativamente. Conforme el pozo es perforado, los esfuerzos in-

situ se distribuyen alrededor de la pared del agujero y se remueve el soporte provisto originalmente por la roca. Esos esfuerzos son: el radial efectivo ( $S_R$ ), actuando perpendicular al pozo, el tangencial ( $S_\theta$ ), actuando alrededor de la circunferencia de la pared del pozo y el axial ( $S_z$ ), actuando paralelo al eje del agujero.

Un modelo matemático de mecánica de rocas puede ser utilizado para relacionar directamente  $S_R$ ,  $S_\theta$  y  $S_z$  con  $S_v$ ,  $S_H$  y  $S_h$ , así como la inclinación y el azimut del agujero, para determinar si estos esfuerzos pueden producir tensión o compresión.

*Resistencia de la roca*

La roca puede fallar por tensión o por compresión. La falla compresiva (colapso del agujero) ocurre cuando los esfuerzos compresivos impuestos a la roca exceden su resistencia uniaxial a la compresión. La falla por tensión (fractura del agujero) ocurre cuando  $S_\theta$ , se convierte en tensión y excede la resistencia a la tensión de la roca. La resistencia a la compresión puede determinarse sometiendo un núcleo a esfuerzos compresivos en una celda triaxial hasta que éste falle. La resistencia a la tensión, la cual es básicamente el esfuerzo requerido para separar la roca, puede también determinarse de muestras de roca o de pruebas de goteo.

Los investigadores de mecánica de rocas han adoptado una convención, la compresión es positiva y la tensión es negativa.

Conceptualizar las fuerzas sobre la pared del agujero, es otra manera de entender la naturaleza de la inestabilidad sin tener que hacerlo a través de ecuaciones. Como se mencionó anteriormente, a medida que la inclinación del pozo se incrementa, el agujero es más sensible a la inestabilidad mecánica. Suponiendo que el esfuerzo de sobrecarga  $S_v$ , es mayor al esfuerzo horizontal  $S_H$  (lo cual sucede en una formación compacta), el movimiento hacia una situación inestable a medida que se incrementa la inclinación es más fácil de entender. Como el pozo va de la vertical a la horizontal, la pared del agujero está sujeta al valor más alto del esfuerzo  $S_v$  (Fig. 192). Para contrarrestar este elevado nivel de esfuerzos, se debe incrementar la densidad del fluido de perforación.



Para alcanzar un entendimiento más profundo de los factores que afectan la estabilidad, se deben exami-

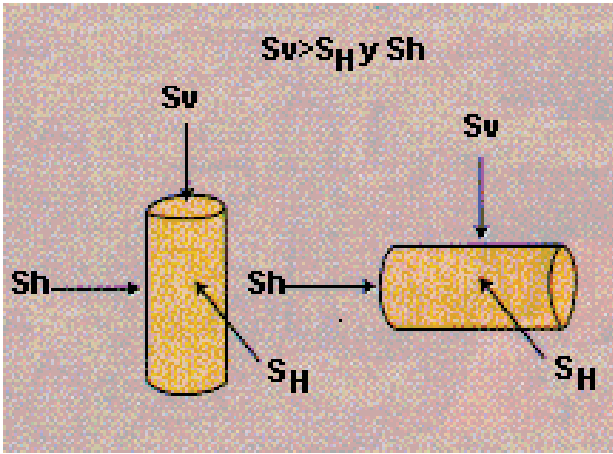


Fig. 192.- Reposicionamiento del agujero de una posición vertical a una horizontal, la pared del agujero está sujeta al más alto valor de esfuerzo.

nar varias de las expresiones matemáticas para esfuerzos en el agujero. Las ecuaciones presentadas están en su forma más simple y suponen que  $S_H = S_h$  y  $S_v > S_H$ .

*Efecto de la inclinación del agujero*

A una profundidad determinada, con esfuerzos in situ fijos, el esfuerzo tangencial ( $S_\theta$ ) varía con respecto a la posición alrededor del pozo. Si la elipse de esfuerzos alrededor de la circunferencia de la pared del pozo pudiera ser medida a una profundidad determinada, se vería que existen un esfuerzo tangencial máximo  $S_{\theta máx}$  y uno mínimo  $S_{\theta mín}$ . La localización de éstos depende del estado de esfuerzos in situ.

*Fractura*

Conforme la inclinación se incrementa,  $S_{\theta mín}$  disminuye y cambia hacia un estado de tensión. Si esta tensión excede la resistencia a la tensión de la roca ocurrirá una fractura.

Para un pozo vertical:

$$S_{\theta mín} = 2S_H - P_w - P_o \quad (49)$$

donde:

$P_w$ = peso del lodo

$P_o$ = presión de poro

Para un pozo horizontal:

$$S_{\theta mín} = 3S_H - S_v - P_w - P_o \quad (50)$$

Una revisión cuidadosa de las ecuaciones 49 y 50 revela que  $3S_H - S_v$  siempre será menor que  $2S_H$  para  $S_v > S_H$ . Por lo tanto  $S_{\theta mín}$  siempre será menor en un pozo horizontal que en uno vertical.

Colapso

Para el colapso se debe considerar  $S_{\theta máx}$ . Conforme la inclinación se incrementa,  $S_{\theta máx}$  se incrementa. Si  $S_{\theta máx}$  excede la resistencia a la compresión de la roca en la pared del agujero, la pared del pozo se colapsará.

La ecuación para  $S_{\theta máx}$  es:

Para un pozo vertical:

$$S_{\theta máx} = 2S_H - P_w - P_o \quad (51)$$

Para un pozo horizontal:

$$S_{\theta máx} = 3S_v - S_H - P_w - P_o \quad (52)$$

Revisando las ecuaciones 51 y 52,  $S_{\theta máx}$  para un pozo horizontal será mayor, colocando la roca de la pared del agujero en un pozo horizontal bajo una carga compresiva mayor que en un pozo vertical. El único factor que puede ser modificado para reducir la compresión es el peso del lodo  $P_w$ .

*Teoría de estabilidad del agujero*

Como ya se ha visto, el determinar con precisión el rango de densidades del fluido de perforación para perforar sin que se presenten problemas de estabilidad es un aspecto muy importante durante la perforación de pozos horizontales y de alcance extendido. Por esto, es conveniente utilizar un modelo de estabilidad mecánica que se adecue a las condiciones generales de un campo determinado. Básicamente, cualquier modelo de estabilidad mecánica consta de un conjunto de ecuaciones constitutivas asociadas a un criterio de falla. Las ecuaciones constitutivas describen las propiedades de deformación de la formación y el criterio de falla determina los límites de las deforma-

ciones (por ejemplo, los límites de falla por tensión y compresión).

### **Aplicación en campo**

Un análisis linealmente elástico, el cual utiliza unas ecuaciones relativamente sencillas, combinado con buenas estimaciones de parámetros in-situ y el criterio de falla adecuado, pueden bajo circunstancias geométricas apropiadas, proveer de una herramienta cuantitativa consistente para predecir la estabilidad del agujero.

La adecuada determinación de esfuerzos, in-situ en un área, resulta en reducción de costos en las tuberías de revestimiento y cementaciones.

### **Preguntas y respuestas**

1 Cuáles son los principales requerimientos que se consideran en la elaboración de un proyecto horizontal y/o multilateral.

3. Qué consideraciones básicas se tienen para la perforación horizontal.

4. Enumere los métodos de perforación horizontal y las características principales de cada método.

5. Qué tipos de terminación son las más comunes en pozos horizontales.

6. Cuáles son las consideraciones especiales para evaluar la probabilidad de una reentrada.

7. Si tuviéramos un pozo con las siguientes características:

Profundidad: 3500 m

TR 16" a 800 m, densidad de lodo 1.10 gr/cc, ROP 15 m/hr.

TR 10 3/4" a 2500 m, densidad de lodo 1.30 gr/cc, ROP 20 m/hr.

Liner 7 5/8" de 2350 a 3500 m, densidad de lodo 1.65 gr/cc, ROP 20 m/hr.

Empacador anclado a 3100 m.

Aparejo de producción 3 1/2"

El intervalo productor es 3280-3308 m, arena con espesor de 34 m, producción 1200 BPD de aceite y

0.97 mmpcd de gas. Ha producido durante 6 años, la producción de agua es 4%, durante la toma de información se presentó un problema al quedarse la sonda y durante las operaciones de pesca se quedó más herramienta, sin lograr recuperarla en intervención con equipo.

Proponga por lo menos 2 alternativas de solución desarrollando el programa operativo, días de intervención y estado mecánico final.