Capítulo 1
Introducción

El estudio geológico de una región puede señalar la factibilidad para el desarrollo de grandes asentamientos urbanos, la realización de monumentales obras civiles, uso de rocas como material de construcción, control de corrientes superficiales de agua, zonas con potencialidad geotérmica, localización de yacimientos minerales, ubicación de yacimientos de hidrocarburos y tipo de roca que los constituye, entre otros usos.

La morfología y la distribución de los distintos tipos de roca, es el resultado de procesos dinámicos:

- Los que ocurren en el interior del planeta (Endógenos), los que actúan sobre los materiales rocosos (Exógenos).

La interacción de estos dos agentes definen las características del relieve, litología y el aspecto geológico-económico de una región. La superficie de la República Mexicana presenta gran variedad de rocas que pueden conjuntarse en tres grandes grupos de acuerdo a su génesis:

- Ígneas, derivadas de la solidificación del magma; Sedimentarias, producto de la consolidación de los sedimentos, derivados a su vez de procesos erosivos; Metamórficas, éstas derivan de la transformación de rocas ígneas y sedimentarias, misma que ocurre en condiciones de presión y temperatura altas.

Para la ubicación temporal de los acontecimientos pasados, el tiempo geológico se ha dividido en eras, las que a su vez se subdividen en periodos y éstos en épocas. Las cuatro grandes eras son: Arqueozoica, Paleozoica, Mesozoica, Cenozoica, la escala en años se muestra en la Fig.1.1 y los periodos y épocas en la Fig. 1.2

En los periodos intermedio y final de la era Mesozoica, Jurásico y Cretácico, las condiciones prevalecientes en la zona, fueron favorables para el desarrollo de yacimientos petrolíferos como los de Tampico (Tamaulipas) y Poza Rica (Veracruz), así como para el desarrollo de importantes colonias de arrecifes.

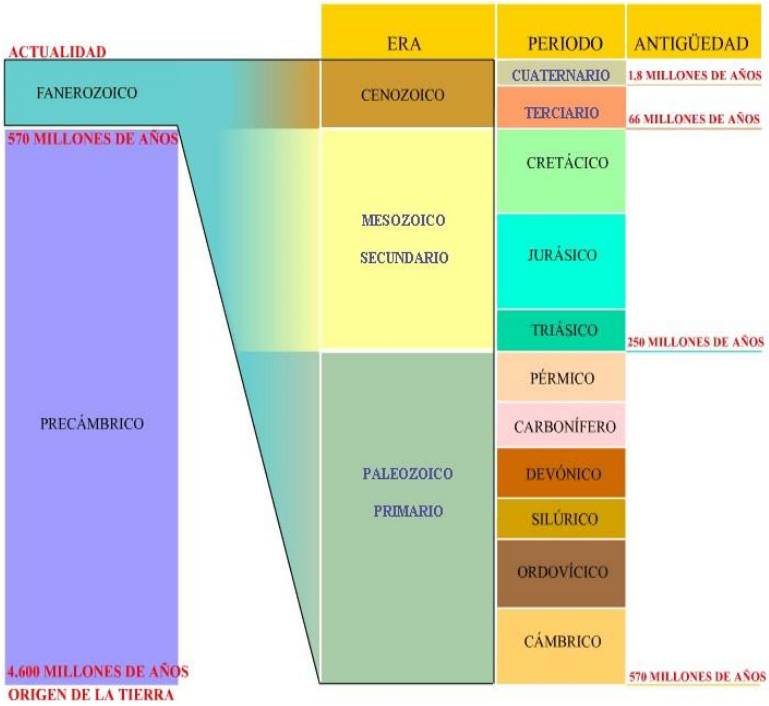

Fig.1.1 Eras geológicas

ERA	Millones de años	PERIODO	EPOCA
CENOZOICA	0,01	CUATERNARIO	HOLOCENA
	2		PLEISTOCENA
	7	TERCIARIO	PLIOCENO
	26		MIOCENO
	38		OLIGOCENO
	54		EOCENO
	65		PALEOCENO
MESOZOICA	136	CRETACICO	
	195	JURASICO	
	225	TRIASICO	
PALEOZOICA	280	PERMICO	
	345	CARBONIFERO	
	395	DEVONICO	
	440	SILURICO	
	500	ORDOVICICO	
	570	CAMBRICO	
ARQUEOZOICA	800	PRECAMBRICO	
	1600		
	2500		

Fig. 1.2 Periodos y épocas

En la era Cenozoica, los principales yacimientos minerales del país tienen su origen, entre estos se encuentran los de Pachuca, Guanajuato, Taxco y Zacatecas. Por otra parte, algunas rocas sedimentarias de esta era alojan importantes yacimientos petrolíferos como Cinco Presidentes, Salina del Itsmo y Cantarell [(1)].

En la publicación Hydrocarbon Reserves of México, Volumen 2 “Major Oil and Gas Fields of México” de Pemex Exploración y Producción (PEP) [2] se detallan los aspectos relevantes de los campos mas importantes de gas y aceite. Los campos fueron seleccionados basados en sus reservas originales y remanentes y por su contribución a la producción total de aceite y gas de México, haciendo énfasis en la estratigrafía local en la que se indica la era a la que pertenece la roca y la litología que nos indica el tipo de roca, información que es muy importante en la perforación de pozos petroleros.

Diseño de la perforación de pozos

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil (puede ser un pozo exploratorio, de producción, limitador): un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible [4].

El área de diseño de perforación, con base en información de pozos de correlación, elabora un programa detallado de perforación donde incluye los agujeros a perforar, la seguridad durante la operación; tanto del equipo como del personal; costo minimo, trayectoria direccional, registros geofísicos, actividades y tiempos estimados para la perforación y terminación de pozos.

En los activos de producción los ingenieros geólogos y de yacimientos estiman el desplazamiento al objetivo, evitando cruzar fallas, domos salinos, contactos gas-aceite, agua, aceite o problemas de probable colisión con otros pozos ya perforados, basándose en estudios de geología estructural y estudios de sismica. Los ingenieros de perforación disponen de poca información, pues solamente visualizan la configuración geológica a nivel de objetivo y evalúan la perforabilidad de los pozos con base en pozos vecinos, haciendo una correlación lineal con el pozo programado [5]. Siempre teniendo presente la seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad.

Coordenadas del conductor y objetivo

La selección de localizaciones de pozos óptimas requerirá estudios geológicos integrados y estudios de caracterización de yacimientos. Las técnicas sísmicas avanzadas, la inversión, la estratigrafía secuencial y el análisis de atributos,

ayudaran a los interpretes a seleccionar las localizaciones de pozos con base a un modelo geológico, maximizando la productividad y minimizando el riesgo de perforación de pozos antieconómicos [6].

Posición estructural.

Una vez que se establecen los objetivos del pozo, se deberán considerar los pronósticos geológicos que consisten en:

- La columna geológica esperada.
- Los bloques afallados de la estructura para seleccionar los pozos vecinos.
- Contar con mapas geológicos para seleccionar los pozos que se revisaran para programar el nuevo pozo.

I.1 Columna geológica esperada

La columna litológica consiste en una sucesión 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, a fin de identificar la ubicación de fallas, domos salinos, pliegues, contactos, etc., y así seleccionar la trayectoria mas perforable [5].

El conocimiento de estas formaciones geológicas permite determinar la existencia de formaciones con presiones anormales (se refiere a la presión del fluido de poro del yacimiento que difiere de la presión normal ejercida por una columna de agua salada, [7] que complican severamente las operaciones cuando son atravesadas durante la perforación. Los problemas asociados con sobre presiones afectan todas las fases de la operación.

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

I.2 Geopresiones

Las formaciones con alta presión causan serios problemas en la perforación y terminación de pozos en casi todas las áreas importantes de perforación del mundo. Desde el punto de vista estadístico, casi la mitad de los pozos de tierra firme y más de la tercera parte de los pozos costa afuera son perforados a través de dificultosas formaciones caracterizadas por su elevada presión (o geopresurizadas).

Con demasiada frecuencia esto da por resultado grandes gastos, contaminación del ambiente, perdida de reservas de petróleo y aun, en algunos casos, perdida de vidas. Por esas razones, es importante detectar la presencia y determinar la magnitud de esas zonas y las presiones que ellas contienen.

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.

El método mas 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.

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 sobre presionadas de las productoras, en donde muchas veces se presentan perdidas 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 laterales o verticales de facies y planos de falla.

¿Que son las geopresiones?

Los fluidos contenidos dentro de las formaciones geológicas ejercen presiones. La magnitud del efecto de esas presiones se relaciona directamente con el tipo de fluido contenido, con la porosidad de la formación, con la permeabilidad (la capacidad del fluido para moverse) y con el ambiente geológico en que la formación se encuentra. Una formación esta geopresurizada (o sobre presurizada) si esas presiones de fluido son anormalmente altas.

Los fluidos asociados con formaciones geológicas son agua (dulce, salmuera), petróleo y gas. La salinidad de las formaciones depende de la depositanión.

La sobrecarga se define como la presión ejercida por el peso combinado de todos los materiales y fluidos contenidos en los poros de los mismos, sobrepuestos unos a otros hasta determinada profundidad, por tanto, el limite superior para un gradiente de presión anormal es la sobrecarga.

Las presiones de sobrecarga varían de área a área dependiendo de factores tales como profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación y posiblemente la edad geológica e historia de las rocas. La profundidad de la formación es la consideración más importante [8].

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobre carga únicamente se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal (Fig. 1.10). Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es 0.231 $Kg/cm^2/m$, que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluido de 2.31 g/cm^3.

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: $S = 0.231\ Kg/cm^2/m$

Fig. 1.3 Efecto del esfuerzo la sobrecarga sobre la porosidad de formación durante la compactación normal.

La presión hidrostática es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Cualquier presión mayor a la presión hidrostática, es una presión anormalmente alta, así también, presiones menores a la hidrostática son llamadas presiones subnormales o anormalmente bajas.

La presión hidrostática se expresa como: $Ph= \rho\ h / 10$ [Kg/cm^2]

La presión hidrostática es afectada por el contenido de sólidos, por los gases disueltos y por la diferencia de gradientes de temperatura del fluido.

A la densidad de los fluidos de formación, generalmente se les llama "gradiente de presión", aunque estrictamente no lo es, puesto que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad y sus unidades son kg/cm^2/m en el Sistema International y lb/pulg^2/pie en el sistema ingles. Sin embargo, se ha hecho costumbre en el ambiente del campo utilizar densidades como gradientes, lo cual dimensionalmente no implica error.

Se ha establecido que el gradiente anormalmente alto es mayor al equivalente en densidad de 1.07 g/cm^3 cerca de las costas y costa afuera y 1.0 g/cm^3 en zonas continente adentro, especialmente en las partes altas; sin embargo, no existe un limite bien definido para su valor máximo, aunque en términos generales se acepta un equivalente en densidad de 2.30 g/cm^3 o un gradiente de 0.230 kg/cm^2/m. Las presiones de yacimiento mas altas que se conocen son del orden de 2.10 - 2.15 g/cm^3, aunque también se han encontrado flujos de agua salada que requieren densidades mayores a 2.40 g / cm^3 para poder ser controlados.

Presión de formación o de poro: Es la presión que ejercen los fluidos (gas, aceite agua dulce, agua salada o las combinaciones de estas) contenidos en los

poros de las rocas. A esta presión también se le conoce como presión de roca, de yacimiento, de poro, de depósito y se clasifican de la siguiente manera:

Presión subnormal*:* cuando la presión es menor a la normal, es decir, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie (Fig. 1.4).

Presión normal: se considera como presión normal, a una columna de salmuera de 80,000 ppm de sal y un gradiente de presión de 0.107 $kg/cm^2/m$, equivalente a un fluido de densidad de 1.07 g/cm^3 en zonas costeras y 1.00 g/cm^3 continente adentro. La presión normal se refiere a la presión de la formación la cual es aproximadamente igual a la carga hidrostática de una columna de agua de igual profundidad [(9)].

Presión anormalmente alta*:* Cuando es mayor a la presión hidrostática de los fluidos de formación normal (Fig. 1.4).

En la Fig. 1.4 se puede comparar el gradiente de presión anormal con el de presión normal y el subnormal. La Fig. 1.5 muestra la ventana operacional real del pozo exploratorio Ceres 1, el cual fue perforado en forma vertical. La profundidad es de 1 a 2200 m verticales [(10)].

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 g/cm^3. 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.

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. En ocasiones, el gradiente normal se define como un valor igual al del agua dulce. Esto es gn = 1.0 g/cm^3 (8.33 lb/gal) para zonas terrestres.

Los problemas que causan las altas presiones son:

- Brotes y reventones
- Pegaduras de la tubería
- Pérdidas de circulación por usar lodos densos
- Derrumbes de lutitas

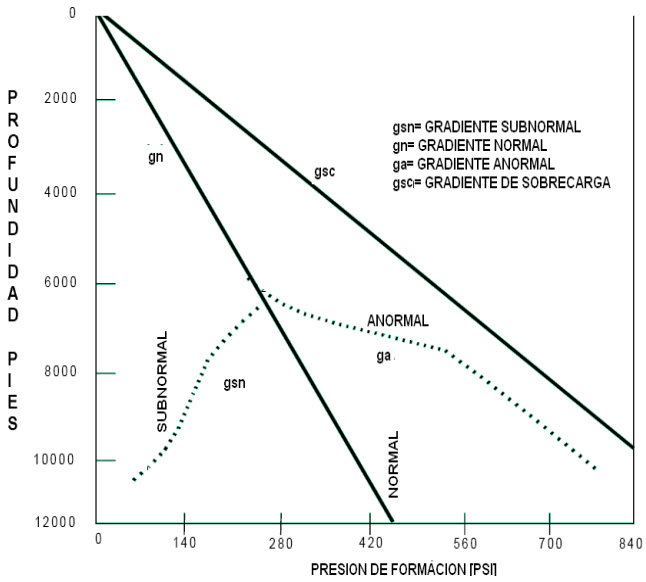

Fig. 1.4 Gradientes de formación

.

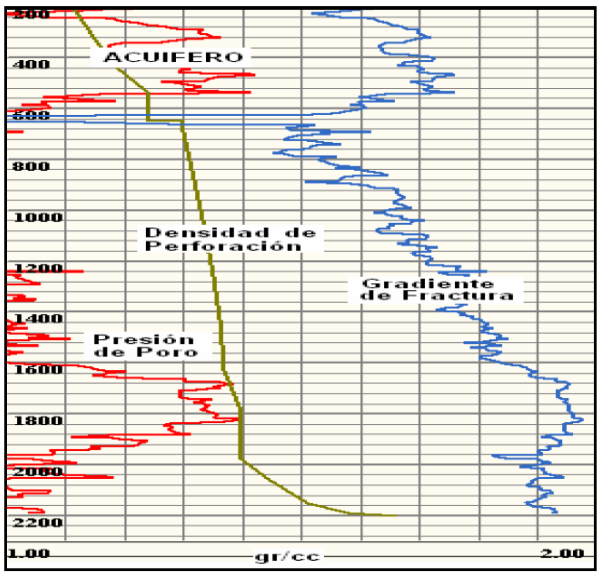

Fig. 1.5 Gradientes de poro y fractura del pozo Ceres 1

Esfuerzo de matriz. Se considera como esfuerzo de matriz la resistencia que ofrece la roca para ser perforada, tanto en su estructura y dureza física, como en su cohesión molecular. El esfuerzo de matriz para una presión normal, resulta de restar al gradiente de sobrecarga la presión de poro. Por ejemplo, el esfuerzo de matriz para una presión de poro de 1.07 g/cm^3 es igual a un equivalente en densidad de 2.30 g/cm^3 -1.07 g/cm^3 = 1.23 g/cm^3 (Fig. 1.4). Bajo este concepto, considérese como esfuerzo de matriz a la resistencia de la roca para ser perforada.

Generalmente el gradiente de presión total de sobrecarga, en un área determinada de perforación, es menor que el teórico y el conocimiento real, es muy importante para algunas operaciones de perforación. Los pesos de los lodos pueden aproximarse al gradiente de presión de sobrecarga pero no rebasarlo para no inducir una perdida. La presión máxima que se puede mantener en los preventores para no fracturar la formación siempre será menor a la sobrecarga.

Cuando la presión de poro aumenta, el esfuerzo de matriz disminuye en la misma proporción; parece como si el empuje de los fluidos contenidos en los poros de las rocas y que empujan en todas direcciones disminuyera la resistencia de la roca, haciéndola mas ligera y mas fácil de perforar.

Gradiente de fractura o presión de fractura: Es la presión necesaria para vencer la resistencia mecánica de la roca o para vencer la presión total de

sobrecarga. El gradiente de fractura aumenta con la profundidad ya que la resistencia de la roca aumenta con la profundidad (Fig. 1.4).

Es de interés conocer esta presión debida a la posibilidad de levantar la sobrecarga total, ya sea accidentalmente o a propósito para crear fracturas.

Es común que durante la perforación de intervalos muy compactos y de baja presión, se obtengan perdidas de lodo sin haber rebasado el gradiente de fractura. Esto sucede generalmente cuando se atraviesan rocas del Mesozoico. Las perdidas se registran en la entrada al Cretácico o en el contacto Paleoceno-Cretácico formado por carbonatos de baja presión o sin presión y fuertemente fracturados, lo mismo sucede en parte del Jurasico. Estas pérdidas no pueden considerarse como levantamiento de sobrecarga, las fracturas ya existen y la pérdida de lodo es debida a que el contenido de fluidos en las rocas no tiene la suficiente presión para resistir el empuje de la columna hidrostática del fluido con el que se perfora.

Uno de los aspectos mas importantes a considerar para el diseño de un fluido de perforación es la secuencia estratigráfica probable que se va a atravesar.

En base a lo anterior, se deben de tomar todas las precauciones posibles que tendrá el fluido con la perforación y el efecto con respecto a la estabilidad del hueco, por lo tanto, un buen entendimiento de la naturaleza de las arcillas llevara a la selección apropiada del fluido de perforación.

I.3 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.

Registros

Generalmente el uso de esta palabra esta 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, 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_2S y $C0_2$, 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 y toneladas kilómetro acumuladas del cable de perforación.

Además del registro anterior, también se incluye el programa de la toma de registros geofísicos.

Núcleos

Las operaciones de corte de núcleos proporcionan muestras 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 del corte del núcleo

Depende de:

1. Tipo de pozo (exploratorio o de desarrollo)
2. Tipo de información requerida (Geológica, de yacimientos, perforación etc.)

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

Se cortan de uno o dos 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 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 de poro, contacto agua aceite y susceptibilidad de acidificación.

Tipos de núcleo

Existen dos métodos para cortar núcleos:

- Núcleo de fondo
- Núcleos laterales

La selección depende de: profundidad del pozo, condiciones del agujero, costo de 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:

I. Se baja el barril muestrero con la sarta de perforación y se inicia el corte del núcleo.
II. A medida que la operación continua, el núcleo cortado se mueve al barril interior.
III. Cuando se tiene cortada la longitud programada, se reduce el peso sobre la corona, se aumentan las rpm (revoluciones por minuto) y en algunas ocasiones, se detiene la circulación para desprender el núcleo.
IV. Por éste método, se obtiene muestras cilíndricas de 9m de largo y con diámetros que van de 2 3/8” a 3 9/16”.
V. Una vez en la superficie, el núcleo se recupera en el piso de perforación y el geólogo se encarga de guardarlo en forma orientada.

Núcleos encamisados

Estos se utilizan en formaciones pobremente consolidadas, quebradizas o suaves. A medida que se corta, el método consiste en cortar el núcleo, con una camisa de neopreno o de fibra de vidrio.

La consolidación artificial de núcleo se lleva a cabo congelando o inyectando gel plástico. Posteriormente se trasporta al laboratorio para su análisis.

Núcleos orientados

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

El echado de los estratos, las estructuras sedimentarias o diagenéticas y las fracturas se pueden analizar.

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, resulta en la 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 modifican 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.

Núcleos de pared

Esta técnica se utiliza para recuperar pequeñas muestras de las perforaciones 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 del 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 la pared.

Prueba de producción

El objetivo que se persigue es determinar el daño, la permeabilidad y la capacidad productiva del pozo. Realizando mediciones por diferentes estranguladores, registrando presión, temperatura y presión de fondo [11].

I.4 Recopilación y análisis de la información de pozos de correlación.

Uno de los aspectos mas importantes en el proceso del desafío 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

En los pozos exploratorios, se llevan estrictos seguimientos geológicos a través de los fósiles índice, lo que permite identificar los diferentes contactos y edades de las formaciones[9] y seguimientos geofísicos realizados en el campo prospecto. El conocimiento geológico del área permitirá: determinar la geología del pozo a perforar, e identificar anomalías geológicas que pueden encontrarse durante la perforación.

Pozos de desarrollo

Las herramientas más importantes son los registros geofísicos; los cuales, por medio de comparación de curvas permiten correlacionar el pozo en perforación, con los pozos vecinos ya perforados [9]; en particular la información sismológica permite determinar la litología a perforar, presiones de formación y fractura, propiedades mecánicas de las formaciones y echados de las formaciones.

Resumen de operaciones

Se realiza un programa resumido de las operaciones que se ejecutan durante la intervención del pozo, así como al termino del mismo se hace un resumen

operacional el cual consiste en un informe de operaciones donde se van detallando las operaciones a medida que se este 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 mas el campo, verificando el tiempo programado durante la intervención con el tiempo real, correlacionando para las futuras programaciones de perforación en el mismo campo.

I.5 Selección y programa de los fluidos de perforación

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 perdidas de circulación, los brotes, resistencias y atrapamiento de sarta por inestabilidad de la formación, pegaduras por presión diferencial, bajos ritmos de penetración, y daño a la formación productora.

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 perdidas de circulación o de brotes, litología (presencia de lutitas hidratables, intercalaciones de sal, etc.), temperatura y presencia de fluidos contaminantes (agua salada, $C0_2$ y H_2S).

Un aspecto que ha tornado 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 [(4)].

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.

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.

La inestabilidad del pozo se incrementa conforme aumenta la inclinación del pozo [(13)].

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 Cretácico Medio.

El programa de perforación de un pozo típico de este campo comprende 6 etapas y la terminación (Fig. 1.6) 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.

Barrena (pg)	Profun-didad (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.	Bentonitico	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
Termina-ción	5500	Terminar el pozo con un fluido limpio.	Agua Filtrada	1.00

Fig. 1.6 Programa de perforación de un pozo

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 g/cm^3 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 g/cm^3 y la temperatura máxima es de 60 ºC. El fluido de perforación debe cumplir funciones especificas, 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^{2+}. Esta 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 1.20 g/cm^3

Se recomienda que el MBT (Metilen Blue Test) se mantenga en un valor menor de 90 kg/m^3 para mantener el sistema relativamente limpio de sólidos de baja gravedad. El exceso de cal se mantiene entre 5.0 - 8.0 Kg/m^3.

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 $lb/100\ ft^2$ son suficientes para este propósito. Los geles a 10 minutos se mantienen en el rango de 20 - 35 $lb/100\ ft^2$ 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 $lb/100\ ft^2$. El filtrado API, menor a 12 cm^3.

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

Etapa intermedia de 171/2"

El objetivo es perforar hasta la cima de la zona de presiones anormalmente altas a fin de alcanzar un gradiente de fractura de 2.10 g/cm^3 y cementar la tubería de revestimiento de 13 3/8".

Esta es una de las etapas mas 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 g/cm^3, 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 $C0_2$). La temperatura máxima que se alcanza es de 85 °C. La densidad con la que se termina esta etapa es de 1.70 g/cm^3.

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 NaCI 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^3.

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 practica se esta 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^2. Gel Inicial 5 -12 lb/100 ft^2. Gel a 10 min. 20-35 lb/100ft^2, Filtrado menor a 7 cm^3, pH de 11, Exceso de Cal de 5- 8 Kg/m^3, Salinidad 20,000-30,000 ppm.

Etapa intermedia de 12"

En esta etapa se perfora la zona de presiones anormalmente altas, que comprende las formacion Depósito y las rocas del Oligoceno hasta llegar a la cima del 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 g/cm^3, 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 contaminantes comúnmente encontrados durante la perforación (cemento, sal, anhidrita, $C0_2$, H_2S).

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 g/cm^3, viscosidad plástica de 50 -60 cp, punto de cedencia 15- 22 lb/100 ft^2, Gel Inicial 8-16 lb/100 ft^2, Gel a 10 min. 20-35 lb/100 ft^2, estabilidad eléctrica mayor de 500 voltios, filtrado 3-5 cm^3, exceso de cal mayor de 10 Kg/m^3, salinidad mayor de 300,000 ppm, relación aceite/agua de 80/20

Etapa intermedia 8 3/8

En esta etapa se perforan sedimentos del Eoceno y Paleoceno, hasta la cima de la formación Cretácico Superior Méndez, donde se cementa la tubería de revestimiento de 7". Estas rocas 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 g/cm^3.

El principal problema de esta etapa es que se tienen intercalaciones de rocas calcáreas con gradientes de fractura de 1.90 g/cm^3, por lo cual se requiere perforarlas con una menor densidad que la etapa anterior a fin de evitar perdidas de circulación. Básicamente el mismo fluido de perforación de la etapa anterior pero con una densidad de 1.70 g/cm^3.

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 $C0_2$ y/o H_2S. Esta zona se caracteriza por presencia de fracturas naturales, en las cuales el valor de gradiente de presión de poro (1.18 g/cm^3) es prácticamente el mismo que el de fractura. Se deben perforar en un punto de equilibrio para evitar las perdidas de circulación y al mismo tiempo mantener controlado el pozo.

El fluido empleado es base agua Polimérico 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 cationicamente el sodio por el calcio en las arcillas encontradas. Si se detecta presencia de H_2S el sistema debe ser tratado con un compuesto Aminico.

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^3. Esto ayuda a eliminar los problemas de gelacion 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 g/cm^3, Viscosidad Plástica de 10 -33 cp, Punto de Cedencia 6 - 18 lb/100ft^2. Gel Inicial 28 lb/100ft^2, Gel a 10 min. 5- 20lb/100ft^2, Filtrado 3-6 cm^3, 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 perdidas de circulación y el daño a la zona productora.

I.6 Selección de barrena

La selección de barrenas es una parte importante del proceso de planeación de la perforación de un pozo, ya que de ella depende, en cierta medida, la optimización del ritmo de penetración, el cual está influenciado por parámetros como: esfuerzos efectivos de la roca, características de la barrena, condiciones de operación (peso sobre la barrena, velocidad de rotación e hidráulica), ensamble de fondo, propiedades fisicoquímicas de la roca, fluidos de perforación y desviación del pozo, entre otros.

Tradicionalmente, la selección de barrenas se ha efectuado con base en la información de registros de barrenas usadas en pozos de correlación. Se selecciona la barrena más económica utilizando el criterio de costo por metro. Este criterio de selección requiere una buena base de datos de registros de barrenas usadas en pozos vecinos, y la experiencia del personal involucrado en la selección de la barrena. En este caso, se les otorga poco valor a las características mecánicas de la roca como criterio para su selección.

Su efectividad está limitada a la repetición de las mismas condiciones de operación, bajo el supuesto de que los datos existentes representan parámetros óptimos de operación; lo cual, no siempre es cierto. Como resultado, la selección de barrenas termina siendo un proceso de ensayo y error. Una alternativa a esta limitación es la selección —y el análisis de la eficiencia— de la barrena en función de las propiedades mecánicas de la roca y los parámetros de operación, como el peso sobre la barrena, la velocidad de rotación, el ritmo de penetración, y el torque.

La primera disyuntiva que el ingeniero de diseño enfrenta es elegir una barrena tricónica o una de arrastre. La revisión de información indica que no existe un criterio normalizado sobre el tipo de barrena a elegir, por lo que generalmente se hace a partir de experiencias del comportamiento de cada tipo de barrena en litologías conocidas [(14)].

Hoy en día existen diversos tipos de barrenas para la perforación de un pozo.

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 [4].

Para la planeación del programa de barrenas de un pozo a perforarse, se procede como sigue:

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. Efectúa un estudio detallado de los registros de barrenas de los pozos vecinos, para que el programa sea un promedio del área.

Tipos de barrenas

En la actualidad existen diversos tipos de barrenas, Fig. 1.7 para la perforación de pozos que difieren entre si, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento. Las barrenas se clasifican en:

- Barrenas tricónicas, Fig. 1.7 a).
- Barrenas de diamante, Fig. 1.7 c).
- Barrenas de diamante policristalino, (PDC), Fig. 1.7 b).

Parámetros de operación: Peso sobre barrena (PSB); Velocidad de rotación (RPM) y la 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.

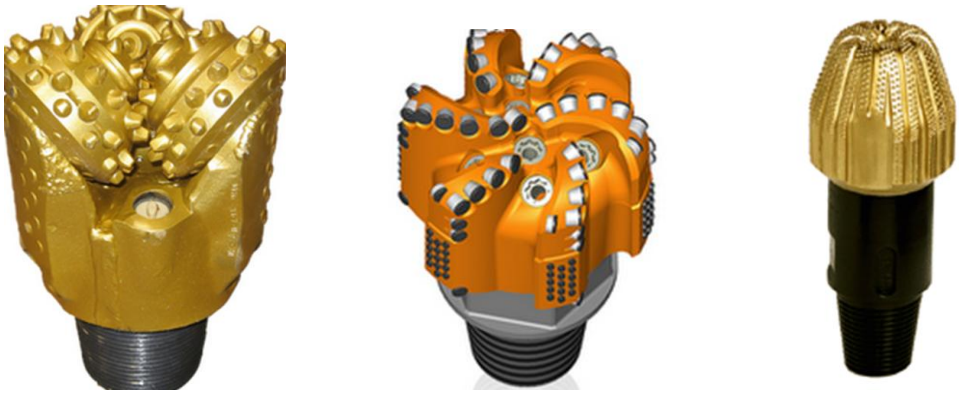

Fig. 1.7 Barrenas a) Tricónica b) PDC c) Diamante