



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

“ANÁLISIS DE BARRENAS Y LOS FLUIDOS DE CONTROL APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS”

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

JUAN ROBERTO ROBLEDO RODRÍGUEZ

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.

MARZO, 2012.

“Análisis de barrenas y los fluidos de control aplicados a la optimización de la perforación de pozos.”

Resumen.

Introducción.

- I. Rocas sedimentarias.
- II. Selección de barrenas.
- III. Funciones de los fluidos de perforación.
- IV. Optimización y economía en la perforación.

Conclusiones.

Bibliografía.



Juan Roberto Robledo Rodríguez.

petrolerobledo@gmail.com

Resumen.

Introducción.1
1. Rocas sedimentarias.3
1.1. Sedimentos y rocas sedimentarias.4
1.2. Origen de las rocas sedimentarias.7
1.3. Clasificación de las rocas sedimentarias.9
1.4. Propiedades físicas.12
1.5. Rocas sedimentarias comunes en la perforación.17
2. Selección de barrenas.31
2.1. Definición y funciones de las barrenas.32
2.2. Tipos de barrenas.34
2.2.1. Barrenas tricónicas.34
2.2.2. Barrenas de cortadores fijos.39
2.2.3. Barrenas especiales.43
2.3. Factores que afectan el desgaste de las barrenas.44
2.4. Evaluación del desgaste de barrenas.47
2.5. Criterios de selección de barrenas.53
2.6. Selección de barrenas en función de la formación a perforar.57

3. Funciones de los fluidos de perforación.59
3.1. Descripción de los fluidos de perforación.60
3.2. Tipos de fluidos de perforación.61
3.2.1. Fluidos base agua.63
3.2.2. Fluidos base aceite.64
3.3. Propiedades de los fluidos de perforación.65
3.3.1. Densidad del fluido de perforación.65
3.3.2. Propiedades reológicas.66
3.3.3. pH del lodo y alcalinidad.68
3.3.4. Características de filtración.69
3.3.5. Análisis de filtrado.70
3.3.6. Análisis de sólidos.71
3.4. Cálculo de pesos y mezclas de fluidos de control.72
3.5. El rendimiento de un fluido de perforación.78
3.6. Aplicaciones de un fluido de perforación.79
4. Optimización y economía en la perforación.83
4.1. Parámetros a considerar en la perforación de pozos.84
4.2. Evaluación económica de rendimientos de las barrenas.88
4.2.1. Costo por metro perforado.88
4.2.2. Gráfica de Yeatman y Woods.91
4.2.3. Determinación del momento óptimo para el cambio de barrena.92
4.3. Problemas comunes y soluciones de los fluidos de perforación94
4.4. Perforación con agujero delgado.96
4.5. Métodos para reducir los costos de perforación.97
4.6. Pagos de las cuentas de perforación.99
Conclusiones.101
Bibliografía.102

Resumen.

En la actualidad, los trabajos que se realizan para la perforación de pozos requieren de un amplio conocimiento de las características de las barrenas de perforación y de las propiedades de los fluidos de control que son requeridos para el proceso de la perforación rotatoria, debido a que se está incrementando la demanda en México de perforar muchos más pozos para continuar con la producción de hidrocarburos.

La principal fuente de energía, tanto en México como en todo el mundo son los hidrocarburos, el constante incremento en la demanda de estos recursos no renovables da como consecuencia la necesidad de incrementar el número de pozos y el aumentar la explotación de estos recursos.

El presente trabajo contempla varios parámetros que están directamente ligados a la perforación de pozos y que es necesario tener ciertas consideraciones para poder realizar la mejor elección tanto en las barrenas de perforación como en los fluidos de perforación para lograr una sinergia y poder optimizar la perforación de pozos.

El estudio de las rocas sedimentarias, es de vital importancia, debido a que son estas las que funcionan como rocas generadoras, rocas almacén y roca sello de los hidrocarburos; ya que los hidrocarburos son los fluidos que se extraerán del subsuelo para poder comercializarlo y lograr que la inversión en la extracción sea redituable.

Existen diversos tipos de rocas sedimentarias con sus diferentes características que nos pueden afectar o retrasar el proceso de perforación, por lo que se deben tener las consideraciones pertinentes para poder fallar la roca y remover los recortes de las formaciones hacia la superficie.

El avance tecnológico y la diversidad de empresas ocupadas en la innovación y creación de herramientas de perforación, ha tenido como consecuencia el tener una gran variedad de catálogos que pueden satisfacer las diferentes necesidades de las empresas que se dedican a la perforación de pozos.

El conocer las formaciones que se han de perforar, nos es de mucha utilidad para poder planear la manera en que podemos fallar la roca, ya sea por cizallamiento o la incrustación de los elementos de corte que contiene las barrenas, además de la planeación obviamente en el diámetro que se va a requerir para lograr los objetivos de la perforación.

Los fluidos de perforación son una parte importante en la perforación, que nos ayuda a mantener las condiciones estables mientras estamos perforando y además nos aporta la energía para realizar micro fracturas en la roca y así evitar el desgaste de los elementos de corte de las barrenas; estos fluidos nos ayudan a evitar el calentamiento de la barrena ocasionado por la fricción que se tiene al realizar la perforación rotatoria.

Dentro de las funciones que tienen los fluidos de control es el de realizar la limpieza del pozo al transportar los recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie, para su posterior análisis de las muestras o en su caso almacenamiento para así contribuir a la conservación ecológica y evitar la contaminación ambiental. Además de evitar los derrumbes de la formación y los brotes de los fluidos contenidos en las rocas que se estén perforando.

El proceso de la perforación está regido principalmente por tres parámetros como son: la economía, el tiempo y la eficiencia; ya que la extracción y comercialización del petróleo es un negocio en el que se realizan fuertes inversiones, es necesario optimizar la perforación para que se tenga un negocio rentable y se logren los objetivos.

Se cuentan con diversos métodos para reducir los costos de la perforación, la evaluación económica de los rendimientos tanto en herramientas como en procesos de perforación que son de mucha utilidad para optimizar el trabajo en cualquiera de las zonas petroleras.

1. Introducción.

En la industria petrolera se tiene la necesidad de mejorar el rendimiento de sus activos, esto debido a la alta demanda de energía, que es proporcionada por el uso de los hidrocarburos en las diferentes industrias en el país.

El avance en la tecnología de las herramientas y de los materiales que se utilizan en la perforación de pozos petroleros nos hace reducir el tiempo de trabajo y además los costos, ya que recordemos que la extracción del petróleo es un negocio que en las diversas partes del mundo es muy redituable.

Los diversos tipos y propiedades de las rocas en las que se realiza la perforación son las que determinan el tipo de herramienta y los materiales que emplearemos para realizar una óptima selección y optimizar los trabajos de perforación.

La innovación y la creatividad que ha tenido el personal de las distintas compañías que se dedican al diseño de herramientas y la experiencia que se tiene en los campos han logrado un avance significativo en la optimización en el proceso de la perforación de pozos.

Los trabajos que se realizan durante la perforación de pozos nos dan información importante que podemos utilizar para la planeación de futuros pozos en las mismas regiones en las que se están trabajando, ya que al tener diferentes características dependiendo de la región petrolera.

En México se tiene contemplado cuatro regiones petroleras las cuales son: la Región Norte, la Región Sur, la Región Suroeste y la Región Noreste, debido a su posición geográfica y las cuales cuentan con diferentes formaciones geológicas y diferentes características de los fluidos que se encuentran contenidos en los yacimientos, es por esto que se deben seleccionar de una manera adecuada las herramientas que sean las más convenientes y las que se ajusten a los presupuestos que se tengan contemplados.

La existencia de diversas empresas dedicadas a la fabricación de herramientas y el tener una variedad en sus catálogos, nos ofrecen una amplia gama de oportunidades para optimizar la perforación y poder lograr una mejoría en la economía al realizar la planeación y el proceso de perforación.

El concepto de optimización en éste trabajo se refiere a la mejor selección en las barrenas y los fluidos de control que satisfagan los requerimientos que se tengan al realizar los trabajos durante la perforación de pozos y que se reduzcan al mínimo posible los contratiempos o problemas en los campos donde se están trabajando, además de que estos trabajos se realicen en el tiempo planeado y por supuesto en la parte económica que se tenga que invertir el menor capital posible o sea que se tenga el mayor rendimiento de los trabajos a bajos costos de inversión.

A decorative graphic consisting of three blue circles of varying sizes, each with a darker blue center and a lighter blue outer ring. The circles are arranged in a triangular pattern. Two thin blue lines intersect at the top left, forming a large angle that encompasses the circles. The background is white.

1. Rocas sedimentarias

1.1 Sedimentos y rocas sedimentarias.

Las rocas sedimentarias están compuestas de partículas de rocas con una mayor antigüedad y otros materiales como minerales disueltos y llevados en solución y que además contienen depósitos contienen hidrocarburos.

Las rocas sedimentarias además contienen fósiles que nos suministran información sobre la edad y la historia geológica de los estratos, así como determinar su origen y las condiciones en que se formaron como el clima que preponderaba en ese tiempo y otros muchos datos que se pueden obtener de estas rocas.

Las rocas más antiguas son las principales componentes de las rocas sedimentarias bajo el efecto combinado de procesos y agentes atmosféricos, tales como el agua, el viento y el hielo glaciario, que son los principales factores de erosión de las rocas y además transportan los sedimentos a otros lugares para su posterior consolidación.

Millones de toneladas de sedimentos son llevados a los lagos y a los depósitos oceánicos todos los días, durante el transporte los fragmentos sólidos de rocas, tales como grava, arena, fango y arcilla tienden a clasificarse por tamaños; la depositación de los sedimentos dependerá del tamaño de estos y de la fuerza de la corriente, en caso de ser el agua el agente que lo transporte, o bien, las partículas pequeñas pueden ser transportadas por el viento.



Fig. 1

El proceso ordenado de sedimentación puede ser alterado por corrientes y por las condiciones del fondo interviniendo el movimiento del agua moviendo al sedimento, por lo que rara vez los sedimentos pueden estar puros, por lo general las gravas contienen arena, las arenas contienen barro o arcilla, los barros contienen arenas finas o materiales calizas y las rocas calizas pueden contener arcilla y arena.

La estratificación es el modo de alternar las capas de material sedimentario y es la forma de casi todas las rocas sedimentarias; las condiciones de sedimentación no son uniformes o continuas, las arenas fangosas pueden alternar con barro, así como los barros pueden depositarse con rocas calcáreas.

Algunos sedimentos, cuando están depositados debajo de capas más jóvenes, se consolidan por la presión ejercida por las rocas más jóvenes si el agua sale de ellos, otros se convierten en coherentes por el proceso de cementación; las gravas se convierten en conglomerados, las arenas en areniscas, los barros en pizarras y los fangos calcáreos en piedra caliza.

El espesor de los estratos de los distintos sedimentos va desde unos cuantos centímetros hasta cientos de metros, el Gran Cañón del Río Colorado (Fig. 2) es perfecto para ejemplificar las rocas sedimentarias estratificadas.



Fig. 2

Las rocas sedimentarias pueden contener datos sobre mares antiguos, su área, su avance o retroceso sobre los continentes, el tiempo y grado de elevación de las zonas continentales y la época de formación de las cadenas montañosas.

La vida pasada puede estudiarse por medio de fósiles conservados en los estratos, algunas variedades de fósiles se encuentran sólo en capas que se formaron en cierto tiempo, indicando la edad relativa de las capas que lo contienen y así tener información respecto a que si estos depósitos cuentan con hidrocarburos.

Las rocas sedimentarias son de nuestro principal interés debido a que en ella se realiza el proceso de generación, almacenamiento y entrapamiento de los hidrocarburos, con las propiedades y características peculiares de cada tipo de rocas.

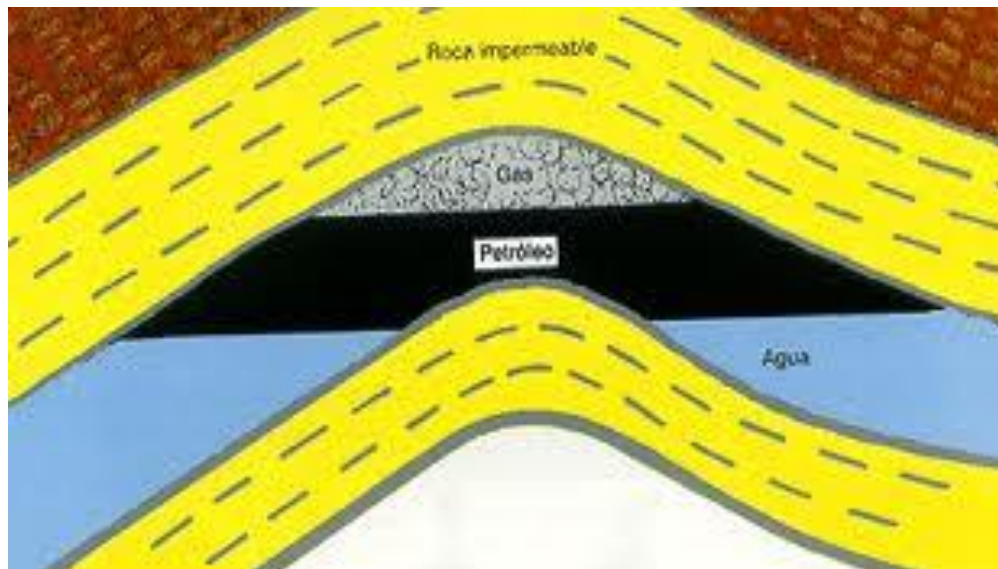


Fig. 3

1.2 El origen de las rocas sedimentarias.

Las rocas sedimentarias se pueden clasificar dependiendo de sus componentes que la forman en:

- 1) Terrígenos o derivados de la tierra.
- 2) Orgánicos.
- 3) Volcánicos.
- 4) Magnéticos.
- 5) Extraterrestres o meteoríticos.

Terrígenos.

Las gravas, arenas y fangos tienen su origen en los continentes, además de que las soluciones derivadas de la tierra llevan varios precipitados químicos como el cloruro de sodio, carbonato de calcio y de magnesio, nódulos de hierro, manganeso, fósforo y barita que son las que forman en conjunto a estas rocas.

Los materiales terrígenos tanto sólidos como en solución están formados por la desintegración y descomposición de rocas de todas clases y representan los últimos períodos de erosión.

Orgánicos.

Son aquellos formados por constituyentes que alguna vez se disolvieron en agua y que más tarde fueron extraídos por la actividad de animales y plantas, algunos organismos usan materia inorgánica para formar sus huesos, caparazones o conchas, estas estructuras contienen diversas cantidades de fosfatos, sulfuros, óxidos de hierro, carbonatos de calcio y magnesio y sílice; que son los que se acumulan en los sedimentos cuando estos organismos ya no tienen vida.

Algunos organismos llevan a cabo reacciones químicas con los sedimentos con los que se encuentran y otros están formados por restos alterados de plantas.

Volcánicos.

Los sedimentos volcánicos precisamente son originados por los volcanes y que son depositados ya sea sobre la tierra o el agua, estos sedimentos están en forma de polvo fino volcánico, ceniza, arena y escorias nacidas en las corrientes y además de otras partículas más grandes como las bombas volcánicas.

Magmáticos.

Son aquellos que presentan sustancias disueltas que fueron transportadas desde dentro de la tierra unidas a magmas, estos se depositan en la tierra en forma de chorros calientes y también en el fondo del mar.

Meteoríticos.

Son materiales que vienen del espacio exterior y resultan de la oxidación o combustión de los meteoritos que llegan a la tierra a través de la atmosfera terrestre, estos materiales llegan como polvo fino y se depositan ya sea tanto en tierra como en el mar



Fig. 4

1.3 Clasificación de las rocas sedimentarias.

Las rocas sedimentarias se pueden clasificar en dos tipos:

- 1) Clásticas.
- 2) No clásticas.

Aunque se tiene esta clasificación, es muy frecuente la mezcla de ambos tipos de rocas, como por ejemplo las pizarras arenosas, caliza pizarrosa, pizarras yesíferas y carbonáceas

Al ser transportados ambos tipos de rocas por diversos agentes de transporte y al ser llevados a un lugar de depósito es cuando se tiene la mezcla de ambos, unos por ser sólidos y otros por estar en solución.

Clásticas.

Las rocas clásticas están formadas por sedimentos sólidos de rocas con mayor antigüedad, están compuestas por gravas, arenas y barros, así como también conglomerados consolidados, areniscas y pizarras



Fig. 5

Los sedimentos clásticos son clasificados según el tamaño de los fragmentos que lo constituyen, como las gravas, arenas, limos y partículas de arcillas, se han propuesto diversas clasificaciones de los tamaños de los sedimentos y a continuación se muestra la tabla 1 con las características del tamaño de los sedimentos.

CLASIFICACION DE SEDIMENTOS			
Límites de Clases	Clases de tamaño		Término para roca
256 16 4 2	G r a v a s	Peñascos	Conglomerado Brecha Rudita Rocas rudáceas
		Mataténas	
		Guijarros	
		Gránulos	
1 0.05 0.25 0.125 0.0625	A r e n a s	Arenas muy gruesas	Arenisca Arenita Rocas arenáceas
		Arenas gruesas	
		Arenas medianas	
		Arenas finas	
		Arenas muy finas	
0.0312 0.0156 0.0078 0.0039	L i m o s	Limo grueso	L i m o l i t a
		Limo medio	
		Limo fino	
		Limo muy fino	
	Arcilla	Lutita	Argilita Rocas argiláceas Lodolita Rocas Lodosas Lutita

Tabla 1

No clásticas.

Las rocas no clásticas son derivadas de la descomposición en solución o deposición de otras rocas. Se forman por la acción de alguna forma de vida o por precipitación química.

Las rocas no clásticas son todavía más difíciles de clasificar que los clásticos, porque difieren ampliamente en textura, color, composición y en condiciones de depósito. La forma más sencilla de clasificarlos es sobre la base de su composición química o mineralógica.

Calcáreos	Calizas de muchas variedades
Ferruginosos	Mineral de hierro, hematites
Fosfáticos	Contienen fosforita
Silíceos	Horsteno, pedernal, diatomita, geysierita

Tabla 2

Muchas de las rocas no clásticas son de origen marino, otras son producto de lagos de agua potable, de agua salada, de fuentes o de otros accidentes geológicos.

1.4 Propiedades físicas.

Color.

Las rocas sedimentarias varían en color dependiendo su composición, el color depende de la pureza del material, el grado de oxidación de los compuestos de hierro y de la cantidad de materia orgánica que contengan.

Pueden ser blancas, de cuarzo puro; de caolín, calcita u otros minerales; verdes, de silicatos de hierro ferrosos; rojas, de hematites, granates, feldespato rojo o escorias rojas; amarillas o pardas, de limonita; grises, de una mezcla de ingredientes claros y oscuros; negras, de materias orgánicas, minerales oscuros o sulfuro de hierro.



Fig. 6

Composición mineral.

Una manera de poder clasificar a las rocas sedimentarias es el contenido de minerales, esto es apoyado en la cantidad porcentual que poseen las rocas, por ejemplo, el cuarzo abunda en la mayor parte de las areniscas; la arcilla es más común en las pizarras; y la calcita y la dolomía, son abundantes en las rocas calizas.

Las rocas sedimentarias muestran un bajo porcentaje en feldespatos, piroxenos, anfíboles y micas en comparación con las rocas ígneas, que son las que proporcionan estos materiales para la contribución a las rocas sedimentarias.

Rocas sedimentarias		
Minerales	Pizarra %	Arenisca %
Cuarzo	22	67
Feldespato	30	11
Arcillas	25	7
Limonita	5	2
Carbonatos	6	11
Otros	12	2
Total	100	100

Tabla 3



Fig. 7

Consolidación.

La consolidación de las rocas sedimentarias, se da en parte por la compactación y por la recristalización de los sedimentos, al incrementar el espesor de las capas de sedimentos más jóvenes sobre las capas anteriores éste sobrepeso provoca la que el agua que contengan sea expulsada, disminuyendo el espacio entre los poros y consolidando la roca, éste proceso es especialmente en las pizarras.

En sedimentos de granos gruesos y medianos el proceso consolidación que se lleva a cabo es el de la cementación. las aguas fluyendo a través de los sedimentos llevan carbonato cálcico, sílice, óxidos de hierro u otros materiales cementadores a los espacios de los poros de las rocas, en general éste proceso es común en las rocas sedimentarias.

Los sedientos más antiguos, son los que se encuentran generalmente más consolidados que los más jóvenes, esto quiere decir que a mayor profundidad, se tiene una mayor compactación de las rocas, sin embargo, puede haber algunas excepciones cuando el material antiguo no fue consolidado o cuando el material cementante fue removido y disuelto por algún agente que lo altere.

Textura.

Los sedimentos en base a su textura se pueden clasificar de la siguiente manera:

1. Fragmental.
2. Cristalina.
3. Oolítica.
4. Coloiforme.

Fragmental. Comprende fragmentos desde arcillas de granos muy finos hasta cantos o bloques muy grandes, se presenta en sedimentos clásticos tales como el barro, arenas, gravas, areniscas y conglomerados.

Cristalina. Los cristales pueden ser microscópicos o de grano fino, como en la caliza corriente o de grano grueso y en algunas rocas salinas, se presenta en evaporitas y otras rocas precipitadas de soluciones acuosas.

Oolítica. Son partículas en forma de huevo, una roca sedimentaria oolítica está constituida completamente por pequeños cuerpos en forma de huevo agrupados para constituir una masa sólida, también cuentan con sedimentos de forma esferoide y hasta esferoides llamados pisolíticas, las rocas oolíticas se encuentran entre las rocas de todas las edades geológicas.

Coloiforme. Las partículas coloiformes son en forma de goma y resultan de trozos de coloide o gelatina que después perdieron agua, se encogieron y endurecieron. Tienen una constitución amorfa y señales de encogimiento que las identifican.

Dureza.

La dureza se define como la facilidad de un material para ser rayado por otro. Para realizar la comparación de dureza se utiliza generalmente la escala de Mohs, la cual utiliza el valor de 1 para el material más suave que es el talco y el de 10 para el material más duro que existe en la tierra como lo es el diamante.

Escala de Mohs		
Dureza	Mineral	Prueba
1	Talco	Friable bajo la uña
2	Yeso	Rayado por la uña
3	Calcita	Rayado por una pieza de moneda
4	Fluorita	Se puede fácilmente rayar con un cuchillo
5	Apatito	Rayado con un cuchillo
6	Ortosa	Rayado con una lima
7	Cuarzo	Raya un cristal
8	Topacio	Rayado por herramientas con tungsteno
9	Corindón	Rayado por el carburo de silicio
10	Diamante	Rayado por otro diamante

Escala de Mohs.

1.5 Rocas sedimentarias comunes en la perforación.

Las rocas sedimentarias que son más comunes de encontrar en la perforación de pozos son: los conglomerados, las brechas, areniscas, calizas, pizarras, dolomías, margas, cretas, esquistos, lutitas, halita y yeso; todas estas con diversas características.

Conglomerados.

los conglomerados están formados principalmente por gravas redondeadas que se mantienen unidas por algún cementante, en muchos casos estos cantos son principalmente de cuarzo ya que el cuarzo es el mineral que tiene gran resistencia a la alteración y desintegración., además contiene minerales silíceos como el pedernal y el jaspe, también encontramos conglomerados de caliza y de basalto.



Fig. 8

Brechas.

Las brechas son rocas formadas por fragmentos de roca angulares que se encuentran unidos por un cementante, estos fragmentos de roca son angulares debido a que no han sido transportados lejos por el agua con respecto al lugar de asentamiento y es por éste motivo que no tienen tanta erosión y no son redondeados.



Fig. 9

Areniscas.

En forma general, una arenisca es una capa de arena cementada, el material cementante puede ser de color claro, debido al sílice o carbonato de calcio; o amarillo o rojo por el óxido de hierro. Los granos de arena pueden ser angulares, subangulares o redondeados, la mayor parte de las areniscas están formadas por cristales de cuarzo, aunque existen areniscas formadas por granos finos de olivino, de carbonato de calcio y hasta de yeso.



Fig. 10

Pizarras.

Las pizarras están compuestas principalmente de capas compactadas o cementadas de lodo o arcilla, que son los productos más finos del desgaste de las rocas, tienen capas finas con cambios frecuentes en la finura de los sedimentos que lo componen; las que contienen arenas son arenosas, las que contienen hierro son ferruginosas; las que contienen carbonato de calcio, son calcáreas y las que contienen grandes cantidades de materia orgánica, son carbonáceas. las pizarras generalmente son de color negro.



Fig. 11

Calizas.

Las calizas son rocas compactadas de carbonato de calcio y formadas principalmente por conchas y esqueletos de plantas y animales que segregan cal, estos organismos extraen estos materiales del agua del mar para formar sus partes duras.

Las bacterias vivientes pueden causar la precipitación del carbonato de calcio en el agua de mar y bajo ciertas condiciones puede depositarse la caliza por precipitación química.

La caliza es el más abundante sedimento no clástico y estas rocas se forman en agua clara superficial, donde la vida es abundante y donde se pueden suministrar grandes cantidades de sedimentos.



Fig. 12

Dolomías y dolomitas.

La roca es dolomía cuando una cuarta parte o casi la mitad del calcio de una caliza es remplazado por magnesio; en cambio si se ha sustituido menos de la cuarta parte, la roca es caliza dolomítica.

La dolomía es común en calizas de todas las edades; las dolomías y calizas dolomíticas son menos solubles que las calizas corrientes, por eso tienen una mayor resistencia.



Fig. 13

Creta

Las cretas generalmente son de origen orgánico marino están compuestas de conchas microscópicas u otros organismos, constituidas por 90% o más de carbonato de calcio, son un tipo especial de caliza; usualmente de grano muy fino, es blanda y porosa y de color blanco o gris. Tienen apariencia de gran masa, se endurecen tan bien como las calizas ordinarias y estas capas recubren alturas y mesetas de la región.



Fig. 14

Margas.

La caliza se transforma en marga cuando se agrega más arcilla a los sedimentos calcáreos, los lodos marinos que están compuestos generalmente de carbonato de calcio, también son llamados margas.

Las rocas en las que la arcilla y el carbonato de calcio se encuentran en cantidades iguales, suelen llamarse margas; además el término margas se usa para designar ciertos sedimentos marinos formados en el margen exterior del barro pizarroso que contiene una mezcla de arcilla y fragmentos muy finos de conchas.



Fig. 15

Coquina.

La coquina es una caliza compuesta por agregados de conchas y fragmentos de ellas, son depósitos relativamente recientes de montones de conchas cementadas, se usa también para designar masas de conchas semejantes que pertenecen a formaciones más antiguas en las que la masa está bien consolidada.



Fig. 16

Oolitas.

La oolita es una roca que está formada por pequeñas partículas carbonatadas concéntricamente dispuestas que se parecen a las huevas de pescado con diámetros que varían de 0.25 a 2.0 milímetros, con respecto a su composición pueden ser silíceas, calizas, fosfóricas o ferruginosas.

Estas estructuras se originan por la acción del oleaje y las corrientes continuas en lugares donde se presenta una depositación rápida de calcita, a partir de un núcleo que puede ser un fragmento fósil, un pellet o un grano detrítico.

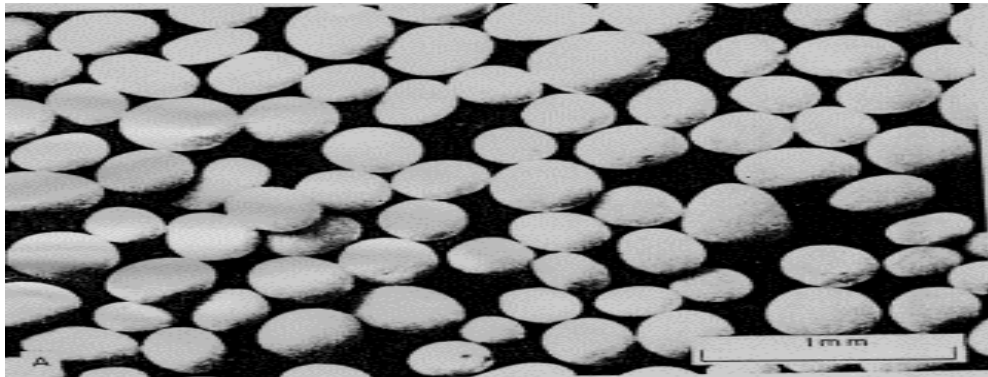


Fig. 17

Esquistos.

El esquisto es un tipo especial de caliza; es suave, porosa, y de color blanco o gris. En ciertas zonas tiende a estar muy compactada, por lo que se vuelve más densa y tiene la perforabilidad de una caliza.



Fig. 18

Lutita.

Las lutitas están conformadas por los estratos compactados de lodo y arcilla, son de origen clástico principalmente éste tipo de rocas son rocas sello que no permiten la migración de los hidrocarburos.

Las lutitas arenosas contienen arena, lutita calcárea y carbonato de calcio.

LUTITAS



Fig. 19

Halita (sal)

Al evaporarse completamente el agua de mar, las sales se precipitan de la solución y se depositan formando la sal común, también llamada halita. Las sales amargas, que son sulfatos y cloruros de potasio se precipitan al último, las sales son tan solubles que no siempre se han depositado cuando se forma el yeso y la sal y aunque se hayan depositado, son disueltas otra vez.

La sal se precipita en climas áridos de porciones de agua que han sido separadas del mar, también se encuentran en bahías que se extienden en tierra alejándose del mar, si el agua entra en la bahía es evaporada.



Fig. 20

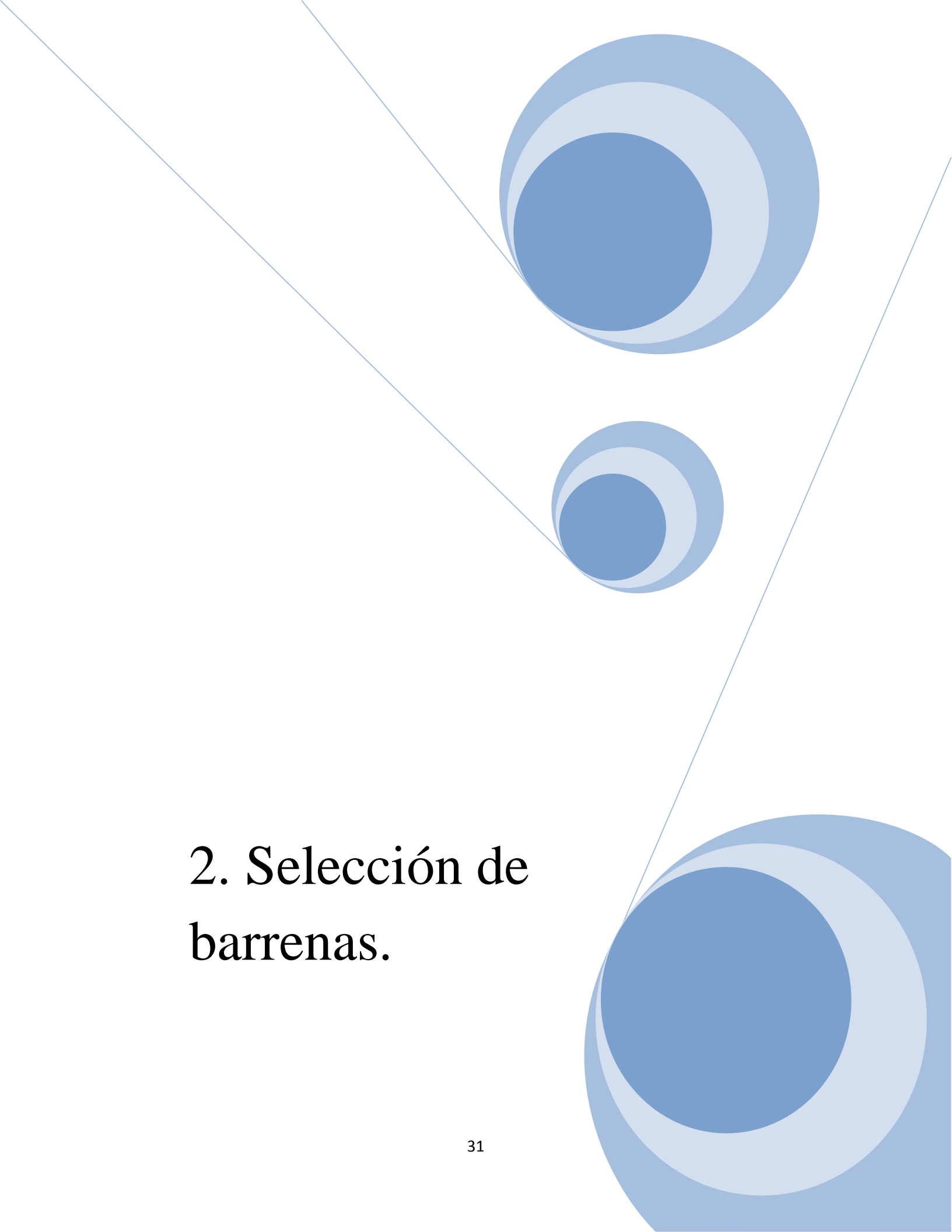
Yeso.

Cuando el agua de mar se evapora en su totalidad, las sales que contiene se precipitan de la solución y se depositan; las sales menos solubles se depositan primero, si en el agua hay carbonato cálcico y óxido de hierro son los primeros materiales que se precipitan, siguiendo el yeso y con frecuencia algo de anhidrita.

En muchos sitios se encuentran capas rojas asociadas con el yeso, estas capas generalmente son de arenisca roja y pizarra roja.



Fig. 21

The page features a decorative graphic consisting of three blue circles of varying sizes, each composed of concentric circles in different shades of blue. These circles are arranged along a diagonal line that runs from the top-left towards the bottom-right. The largest circle is at the top, a medium-sized one in the middle, and a very large one at the bottom right, partially cut off by the edge of the page. The background is white with thin blue lines extending from the top-left corner towards the circles.

2. Selección de barrenas.

2.1 Definición y funciones de las barrenas.

La barrena es la herramienta de corte que se encuentra en el extremo inferior de la sarta de perforación y se utiliza para cortar o triturar las formaciones por las cuales va realizando el proceso de perforación rotatoria.

La forma en que se realiza el proceso de perforación con las barrenas es mediante dos principios esenciales que son: fallar la roca venciendo sus esfuerzos de corte y de compresión.



17 1/2" MX-1



17 1/2" MX-3

Fig.1 Barrenas para formaciones blandas y medias

Las barrenas están basadas en dos principios fundamentales de ataque hacia las formaciones para vencer los esfuerzos a los que están sometidos las cuales son: la incrustación y el cizallamiento de los sedimentos.

La incrustación de los dientes de las barrenas en la formación y el desplazamiento de ésta al tener un movimiento circular es una manera de vencer la resistencia de la roca y remover los sedimentos del fondo.

El cizallamiento es otra forma de ataque para perforar la formación que consiste en un tipo de deformación de los planos de una pieza, se desplazan unos con respecto a otros paralelamente a sí mismos.

El diseño de las barrenas ha evolucionado constantemente , anteriormente se utilizaron la perforación con pulseta y con diferentes tipos de barrenas como las de arrastre, las de discos, de rodillos en cruz, de uno y de dos conos, así como las de diamantes que hasta la actualidad son extensamente utilizados en la perforación.

2.2 Tipos de barrenas.

2.2.1 Barrenas tricónicas.

Las barrenas tricónicas, como su nombre lo indica contiene tres conos cortadores que giran sobre su propio eje, empleándose para su construcción cojinetes antifricción y en vez de tener los dientes en línea sobre la longitud de un cono, cada hilera de dientes fue producida separadamente y escalonada con los dientes de otras hileras. Los conos cortadores varían de acuerdo con su estructura de corte y pueden tener dientes de acero fresado o de insertos de carburo de tungsteno.

Las barrenas tricónicas están constituidas por tres componentes: la estructura cortadora, los cojinetes y el cuerpo de la barrena.

Los cortadores están montados sobre los cojinetes, los cuales corren sobre pernos y constituyen una parte integral de la barrena; el sistema de rodamiento que pueden tener es el de balero estándar, balero sellado, chumacera, etc.

Las cargas radiales son absorbidas por el elemento exterior mas grande de los cojinetes, ya sea de rodillos, de balero sellado o de chumacera sellada, los cojinetes de balines sirven para retener los conos y en algunos casos para absorber las cargas radiales y de hinchamiento



Fig. 2

En la industria petrolera se emplean en las barrenas dos tipos distintos de elementos de corte y tres tipos de cojinetes.

Los elementos cortadores son los dientes de acero, maquinados desde un cono básico de material, o los insertos de carburo de tungsteno colocados a presión en agujeros perforados en la superficie de los conos.

Los cojinetes son de balines y de rodillos, o sólo de balines, de balero sellado y de chumacera sellada.

Los diferentes componentes dependerán de la formación que perforará la barrena.

Las barrenas para formaciones blandas, que requieren poco peso, tienen los cojinetes más pequeños menor espesor de conos y la sección de las patas más delgada que la de las barrenas para formaciones duras, esto permite más espacio para dientes largos.

Las barrenas para formaciones duras, que deben perforar bajo grandes pesos tienen elementos de corte más robusto, cojinetes más grandes y cuerpos más vigorosos (Fig. 3).

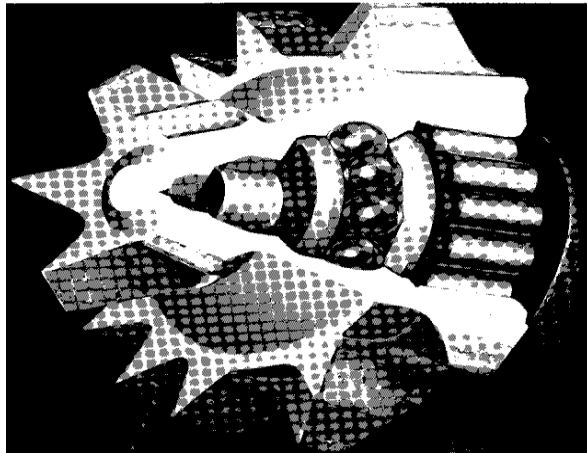


Fig. 3

Los conos están forzados a rotar alrededor del centro de la barrena, resbalan a medida que giran y producen el escariado y paleado de sedimentos, que es la mejor manera de perforar en forma efectiva las formaciones blandas.

La excentricidad de los ejes de los conos nos ayuda a incrementar la penetración en formaciones blandas (Fig. 4); los conos de una barrena para una formación dura deben estar más cerca de un movimiento circular y por lo tanto tienen muy poca o ninguna excentricidad.

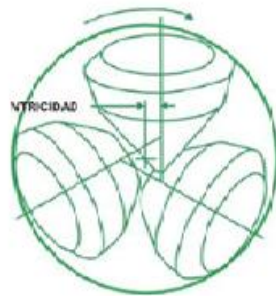


Fig. 4

El cuerpo de la barrena consiste en;

- Una conexión roscada que une la barrena con la tubería de perforación.
- Tres ejes del cojinete en donde van montados los conos.
- Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes.
- Los orificios a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo los recortes.

En la actualidad, la mayoría de de las barrenas son del tipo a chorro el cual apunta el fluido hasta el fondo del pozo, uno de los propósitos del cuerpo de la barrena es dirigir el fluido de perforación hacia donde hará la limpieza más efectiva del fondo del pozo.

Las barrenas tricónicas son las más utilizadas en la industria petrolera, y aunque existen diversas compañías que tienen sus propios diseños de barrenas tricónicas con características específicas del fabricante, existe un código de estandarización emitido por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC)

Código IADC para barrenas tricónicas.

Se clasifican de acuerdo con el tipo de de dientes (de acero o de insertos de carburo de tungsteno), la clase de formación para la cual fueron diseñadas (en términos de serie y tipo), las características mecánicas, y en función del fabricante.

El primer dígito identifica el tipo de estructura de corte y también el diseño de la estructura de corte con respecto al tipo de formación. en la cual se tienen los dientes fresados y los dientes de insertos de carburo de tungsteno.

El segundo dígito identifica el grado de dureza de la formación en la cual se usará la barrena y la cual varía de suave a dura.

El tercer dígito identifica el rodamiento y lubricación de la barrena en ocho clasificaciones en donde se consideran el balero estándar, el balero sellado, la chumacera sellada etc.

Código IADC para barrenas tricónicas.

		1er Dígito	2do Dígito	3er Dígito									
		Sistema de Corte	Dureza	Sistema de rodamiento									
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Dientes de Acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1 Suave	T	T	P	B	B	C	C	P	O	
			2 Media Suave	O	O	R	A	A	H	H	A	T	
			3 Media Dura	B	B	O	L	L	U	U	R	A	R
			4 Dura	E	E	T	E	R	R	A	C	C	P
	2	Dientes de acero para formación media	1 Suave	R	R	E	R	O	O	A	C	E	R
			2 Media Suave	A	A	C	I	S	S	E	R	R	A
			3 Media Dura	S	S	Ó	S	E	R	A	A	C	E
			4 Dura	P	A	I	N	L	L	S	E	R	R
	3	Dientes de acero para formación dura	1 Suave	A	R	E	A	A	A	S	E	L	L
			2 Media Suave	A	R	E	A	A	A	S	E	L	L
			3 Media Dura	L	O	/	L	O	O	O	L	L	A
			4 Dura	D	O	D	A	A	Y	A	D	A	D
Dientes de Insertos	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1 Suave	O	O	L	U	P	A	A	D	I	
			2 Media Suave	Y	Y	I	B	R	O	Y	I	E	
			3 Media Dura	B	B	R	E	L	U	T	P	R	E
			4 Dura	A	L	E	B	R	E	C	C	I	O
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1 Suave	B	A	L	E	R	O	S	E	S	T
			2 Media Suave	A	L	E	R	O	S	E	S	T	A
			3 Media Dura	R	O	S	E	S	T	A	N	D	A
			4 Dura	R	O	S	E	S	T	A	N	D	A
	6	Dientes de inserto para formación media	1 Suave	E	S	T	A	N	E	C	A	L	I
				S	T	A	N	E	C	A	L	I	B
				R	O	S	E	S	T	A	N	E	C
				A	L	E	R	O	S	E	S	T	A
7	Dientes de inserto para formación dura	1 Suave	A	R	E	A	A	A	S	E	L	L	
		2 Media Suave	R	O	S	E	S	T	A	N	D	A	
		3 Media dura	R	O	S	E	S	T	A	N	D	A	
		4 Dura	R	O	S	E	S	T	A	N	D	A	
8	Dientes de inserto para formación extra dura	1 Suave	R	O	S	E	S	T	A	N	D	A	
		2 Media Suave	R	O	S	E	S	T	A	N	D	A	
		3 Media dura	R	O	S	E	S	T	A	N	D	A	
		4 Dura	R	O	S	E	S	T	A	N	D	A	

Tabla 1

2.2.2 Barrenas de Cortadores fijos.

Las barrenas de cortadores fijos son de un diseño muy elemental ya que carecen de partes móviles, el material que se utiliza para su construcción además de los diamantes, pueden variar según el tipo de las barrenas y de las características de los fabricantes, normalmente el cuerpo de la barrena puede ser de acero o de carburo de tungsteno o una combinación de ambos.

Las barrenas de diamante son fabricadas con diamantes naturales o sintéticos, según el tipo y características de las mismas. Los diamantes al tener una gran dureza, lo hacen un material con alta resistencia para perforar en formaciones duras a semiduras y en algunos tipos de barrenas se utilizan en formaciones suave; por lo general entre más dura sea la formación más pequeño será el diamante que se deba utilizar.

Las barrenas de diamante (Fig. 5) no usan toberas de lodos para circular el fluido de control, estas están diseñadas de tal manera que el fluido de perforación puede pasar a través del centro de la misma alrededor de la cara de la barrena y entre los diamantes por unos canales llamados vías de agua o de circulación, estas no son tan variables como las de las barrenas a chorro con toberas, además tienen dos configuraciones básicas, el flujo contramatriz y el flujo radial.



Fig. 5

Barrenas de diamante natural.

Este tipo de barrenas al igual que las de otro tipo de diamante tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero. El tipo de flujo es radial o de contramatriz, y el tipo de cortadores es de diamante natural incrustado en el cuerpo de la barrena, con diferentes densidades y diseños.

El mecanismo de corte de este tipo de barrenas es por fricción y arrastre, por consiguiente se generan altas temperaturas, los diamantes utilizados están en su forma natural y no en forma comercial, el tamaño varía dependiendo del diseño de la barrena ya que entre más dura y abrasiva sea la formación, más pequeño será el diamante que se deba utilizar, los diamantes utilizados son redondos pero de forma irregular, cabe mencionar que es el material más duro que hasta ahora se conoce.

Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP).

El diseño de las barrenas TSP es de un solo cuerpo sin partes móviles, generalmente son usadas para la perforación de rocas duras como la caliza dura, basalto y arenas finas dura, son un poco más usadas que las barrenas de diamante natural, este tipo de barrenas presentan dificultad en su uso por restricciones de hidráulica, así las vías de circulación están prácticamente en contacto directo con la formación y se generan altas torsiones en la tubería de perforación por la rotación de la sarta.

Las barrenas de diamante térmicamente estable usan como estructura de corte diamante sintético en forma de triángulos pequeños no redondos; la densidad, tamaño y tipos son características que determina el fabricante, estas barrenas también tienen aplicación para cortar núcleos y desviar pozos.

Barrenas de compacto de diamante policristalino (PDC).

Las barrenas PDC utilizan diamante sintético en forma de pastillas, montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena, pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y la TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas.

El mecanismo de corte de las barrenas PCD es por arrastre y es una de las más utilizadas en la perforación de pozos; una desventaja de este tipo de barrenas son los problemas de acuñaamiento en formaciones deleznable y en pozos en donde se debe repasar el agujero por constantes derrumbes de la formación, este fenómeno contribuye a que la formación las atrape más fácilmente que a una barrena tricónica.

Código IADC para barrenas de diamante.

Este código consiste en cuatro caracteres (una letra y tres números) que describen siete características básicas:

1. Tipo de cortadores.
2. Material del cuerpo de la barrena.
3. Perfil de la barrenas.
4. Diseño hidráulico para el fluido de perforación.
5. Distribución del flujo
6. Tamaño de los cortadores.
7. Densidad de los cortadores.

Código IADC para barrenas de diamante.

1er CARACTER			2do CARACTER			3er CARACTER			4to CARACTER					
	TIPO DE CORTADOR	MATERIAL DEL CUERPO	PERFIL DEL CUERPO			DISEÑO HIDRAULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES					
			ALTURA DEL FLANCO	ALTURA DEL CONO		DISTRIBUCION DE CORTADORES	TIPO DE ORIFICIO		TAMAÑO	DENSIDAD				
				Alta	Medio		Baja	Tubería		Orificio tipo	Subsidiario	Alta	Medio	Baja
D	DIAMANTE NATURAL	MATRIZ	Alto	1	2	3	En Abrias	1	2	3	Grande	1	2	3
M	POC	MATRIZ	Medio	4	5	6	En Costillas	4	5	6	Mediano	4	5	6
S	POC	ACERO	Bajo	7	8	9	No agrupados	7	8	9	Pequeño	7	8	9
T	TSP	MATRIZ	O = de doble centro o asimétrica			R = Flujo radial X = Flujo cruzado O = Otro			O = Impregnado					

Tabla 2

2.2.3 Barrenas especiales

Durante las operaciones de desviación del agujero a veces se emplean las barrenas de chorro desviadoras, la tubería y la barrena son bajadas dentro del agujero y el chorro grande es apuntado de modo que cuando se aplica presión de las bombas el chorro deslava el lado del agujero hacia la dirección que se requiera.

La barrena para perforar con aire es considerada para trabajar en condiciones especiales, están diseñadas para la perforación con aire, gas o neblina, como medio de circulación, estas barrenas están provistas de conductos para circular el aire, gas o neblina a través de los cojinetes no sellados, con el fin de enfriarlos y mantenerlos limpios, además contienen filtros de tela metálica colocados sobre la abertura de la entrada de aire, con lo que evitan que los ripios u otros materiales obstruyan a los cojinetes.

Existen además otras barrenas especiales como son: las barrenas ampliadoras, las barrenas para cortar tubería de revestimiento, barrenas para perforar diámetros demasiado grandes o demasiado pequeños, cortadoras de núcleos de fondo, combinadas perforación y corte, con aplicación de tubería flexible y otras que se usan para operaciones muy específicas.

2.3 Factores que afectan el desgaste de las barrenas.

El desgaste de las barrenas lo podríamos dividir en tres factores que son: los factores geológicos, factores operativos, factores de manejo y transporte.

Factores geológicos.

Antes de definir que barrena vamos a utilizar, es necesario considerar los factores geológicos, para minimizar el desgaste de la barrena y además determinar su rendimiento de operación sobre las formaciones que se van a perforar, es importante conocer la geología del sitio en que se va a perforar, principalmente sus propiedades físicas como son la abrasividad y la resistencia específica de la roca.

La abrasividad es la causa principal en el desgaste prematuro en toda la estructura de las barrenas, debido a la composición de los materiales abrasivos como son: la pirita, el pedernal, la magnetita, etc. el parámetro más afectado es el calibre de la barrena.

La resistencia específica de las rocas está estrechamente relacionada con la litología y los eventos geológicos que hayan sucedido en el sitio a perforar; por ejemplo si algunas rocas fueron confinadas a grandes profundidades por procesos de sedimentación y que por levantamiento tectónico ésta quede a una profundidad más somera, pues va a tener una mayor compactación que otras de tipos similares, también la cementación de los granos, su forma y tamaño son factores de su compactación o su dureza de la roca.

Factores operativos.

Los factores operativos deben ser diseñados de acuerdo con la geología del sitio y con la geometría del agujero; los principales factores operativos son: el peso sobre barrena, la velocidad de rotación, limpieza en el fondo del pozo y la geometría del agujero.

El peso sobre barrena influye en el desgaste de los dientes o los cortadores de la barrena ya que a medida que vamos perforando vamos colocando más tubos en la sarta con lo consecuente estamos aumentando el peso sobre la barrena, este efecto es recibido por los conos o la cara de la barrena, el aumento de peso sobre barrena debe relacionarse con un buen ritmo de penetración ya que de lo contrario tendremos un desgaste prematuro de la barrena.

La velocidad de rotación generalmente expresada en revoluciones por minuto (RPM), en la cual nos referimos a la alta velocidad de rotación que por sí sola no limita el funcionamiento de las barrenas principalmente las de diamante. Con respecto a las barrenas de conos existen algunas especiales para altas velocidades de rotación, algunas limitantes que tenemos son las sartas de perforación y el mecanismo impulsor.

La velocidad de rotación más adecuada es aquella que produzca un máximo ritmo de penetración, pero sin causar problemas; el ritmo de penetración en formaciones blandas debe ser proporcional con la velocidad de rotación y es posible que en algunas formaciones duras suceda lo contrario debido a que los dientes no pueden perforar la roca si sobrepasamos cierto límite de velocidad de rotación y así se afecte el desgaste de las barrenas.

La limpieza en el fondo del pozo es también uno de los importantes que afectan el desgaste de las barrenas debido a que el fluido de perforación debe de limpiar el pozo al desalojar los recortes, para que la barrena no se embole. También realiza el enfriamiento y la lubricación de los dientes o cortadores de la barrena y así evitar el desgaste por el exceso de la temperatura.

La geometría del agujero principalmente cuando se empieza a desviar un pozo es cuando tenemos que realizar operaciones no tan recomendables como el peso sobre barrena y las revoluciones por minuto, en estos casos es inevitable el desgaste prematuro de la barrena.

Factor de manejo y transporte.

Es un factor no menos importante sin importar de qué tipo de barrena se trate ya sea de conos o de diamante, el manejo y transporte de las barrenas necesita de ciertos cuidados como el de removerlo de su embalaje y colocarlo sobre una madera o alguna alfombra de caucho, nunca se deben rodar sobre el piso de perforación ya que esta es una cubierta metálica y en el caso de barrenas de diamante, estos tienden a astillarse.

Si por descuido se llega a caer la barrena es posible que se rompan algunos dientes o cortadores y por este motivo se acorte drásticamente la duración de la barrena, en este caso de accidentes se deben revisar que las toberas no se encuentren obstruidas y se deben reportar los daños que puedan haber ocurrido durante su traslado.

2.4 Evaluación del desgaste de barrenas.

El conocer como poder evaluar el desgaste de la barrena nos será de mucha utilidad para lograr obtener su máximo rendimiento, la forma de evaluar el desgaste de las barrenas es reconocido por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC).

El sistema de evaluación de desgaste puede ser utilizado para todas las barrenas de conos, incluyendo a las de diamante natural, de compactos de diamante policristalino, de diamante policristalino térmicamente estable, barrenas impregnadas, coronas y otras barrenas que no son de rodillo y que no utilizan el diamante como elemento cortador, la tabla de evaluación de desgaste incluye todos los códigos necesarios para analizar el desgaste tanto de barrenas de conos como de barrenas de cortadores fijos.

El desgaste en este sistema se divide en ocho factores, las primeras cuatro columnas definen la estructura cortadora, las dos primeras columnas definen el grado de desgaste de los dientes, ya sea de los insertos o los cortadores de las columnas interiores o exteriores.

La primera columna se refiere al desgaste de los cortadores en los dos primeros tercios del radio de la barrena para las de diamante y para las barrenas de conos representa las hileras de dientes interiores. Se debe registrar el “promedio” de desgaste de los dos tercios del radio, para las barrenas de diamante.

La segunda columna representa el tercio restante para las barrenas de diamante y para las barrenas tricónicas la hilera de dientes exteriores. de igual manera se debe reportar el promedio del desgaste de las hileras.

La tercera columna representa el tipo de daño o desgaste de la barrena, o sea los cambios físicos más notorios en la barrena, como pueden ser: tobera perdida, cono roto, embolamiento o la interferencia de conos.

La cuarta columna indica la localización en donde se tiene el desgaste, que anteriormente se registro en la tercer columna.

La quinta columna (B) representa a los sellos del cojinete, marcamos con una X cuando se tienen barrenas de cortadores fijos ya que las únicas barrenas que cuentan con cojinetes son las de rodillos.

La sexta columna (G) es en la que se registra la condición del calibre de la barrena, si la barrena permanece calibrada registraremos una "I", en caso contrario se dice que la barrena esta descalibrada y se indica utilizando una medida lo más cercana a 1/16.

La séptima columna nos sirve para anotar las características de desgaste de la barrena, indicando los cambios más notorios desde que la barrena era nueva.

La octava columna se utiliza para registrar la razón de salida de la barrena.



Ejemplos de desgaste de barrenas.

Estructura cortadora				B	G	Observaciones	
Hilera interior	Hilera exterior	Característica de desgaste	Ubicación	Sellos del cojinete	Calibre 1/16	Otras características	Razón salida
4	5	BT	T	X	1	ER	DTF

Estructura cortadora				B	G	Observaciones	
Hilera interior	Hilera exterior	Característica de desgaste	Ubicación	Sellos del cojinete	Calibre 1/16	Otras características	Razón salida
6	8	RO	T	X	1/16	WT	PR



Estructura cortadora				B	G	Observaciones	
Hilera interior	Hilera exterior	Característica de desgaste	Ubicación	Sellos del cojinete	Calibre 1/16	Otras características	Razón salida
1	1	WT	A	E	1	NO	TQ



Estructura cortadora				B	G	Observaciones	
Hilera interior	Hilera exterior	Característica de desgaste	Ubicación	Sellos del cojinete	Calibre 1/16	Otras características	Razón salida
0	0	WT	A	E	1	NO	BHA

Barrenas de dientes maquinados.

El desgaste de los dientes maquinados se representa en una escala del cero al ocho, en el cual el cero nos indica que no existe desgaste alguno, por cada dígito indica que el desgaste es de un octavo de pulgada y para el desgaste ocho es cuando el diente tiene un desgaste total.

La vida del balero también es representado en una escala del cero al ocho, en el cual entre mayor sea el dígito, mayor será el desgaste del balero hasta tener la pérdida del balero o que se cuente con los conos trabados.

Desgaste de la altura original del diente:

T0 : Diente nuevo.

T1 : desgaste de 1/8" T7 : desgaste de 7/8"

T8 : Desgaste total del diente.

B0 : vida del balero gastado cero

B1 : balero gastado 1/8" ... B7 : balero gastado 7/8"

B8 : baleros perdidos y/o conos trabados.

Barrenas de insertos.

El desgaste en este tipo de barrenas es representado por:

T2 : una cuarta parte de los insertos totales han sido desgastados.

T4 : la mitad de los insertos totales han sido desgastados, roto o perdido.

T3 : la tercera parte de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.

T4 : el total de los insertos se han desgastado.

B2 : una cuarta parte de la vida gastada.

B4 : la mitad de la vida gastada.

B3 : tres cuartas partes de la vida del balero gastada.

B4 : totalmente desgastado.

2.5 Criterios de selección de barrenas.

Criterios de selección con respecto a los objetivos de la perforación.

Con respecto a los objetivos tenemos que el primer criterio más evidente es el de seleccionar el diámetro del pozo, ya que dependiendo de las características de las formaciones y además en base al asentamiento de las tuberías de revestimiento es como se planean los diámetros en cada etapa de perforación.

El rendimiento de las barrenas es uno de los principales objetivos que se contempla en la perforación, con la premisa de realizar la perforación en el menor tiempo posible, esto implica el seleccionar una barrena que tenga más duración y así evitar lo más posible el tiempo de viaje que se realiza en cambiar la barrena.

El análisis histórico se realiza con los records de las barrenas y con los datos de los pozos de correlación con los que se cuentan, ya que con esto podemos tener una mejor idea de las condiciones en el fondo del pozo, la información debe ser actualizada para reflejar los tipos de barrenas recientes con menos de dos años de antigüedad, en caso de no contar con ésta información, se debe considerar la información geológica que se tenga disponible.

Una forma de conocer la dureza de las rocas es basada en el coeficiente de penetración de la barrena, la barrena más dura, debido a la densidad de sus cortadores tiene un límite superior de coeficiente de penetración determinado por su diseño.

El tipo y la calidad de los fluidos de perforación que se utilizan en el pozo tienen un efecto importante en el rendimiento de las barrenas. Los fluidos más comúnmente empleados son en base agua o en base aceite, los fluidos con base de aceite mejoran el rendimiento de las estructuras de corte de PDC, el de diamante natural y del TSP varía según su litología. El fluido de perforación en base agua presenta más problemas de limpieza debido a la reactividad de este con las formaciones que se van perforando.

La economía es un factor importante a considerar para la aceptación de los diseños con barrenas de diamante considerando los análisis de costo, ya que en caso contrario se debe seleccionar barrenas tricónicas que tienen un costo muy inferior al de las barrenas de diamante.

Para un pozo direccional se deben seleccionar las características que deben tener las barrenas ya sean tricónicas o de diamante, ya que las barrenas de diamante tienen un gran alcance y mejores posibilidades de realizar una perforación horizontal ya que se tienen secciones homogéneas muy prolongadas en este tipo de pozos.

Criterios de selección con respecto a los tipos de rocas que se van a perforar.

Los diversos tipos de rocas y sus características determinarán la selección de las barrenas a utilizar ya que debemos tomar en cuenta que tener una selección óptima nos proporcionará reducir el daño a la formación.

El contar con datos precisos de las formaciones que se han de perforar nos ayudará a seleccionar la forma de ataque que nos proporcionarán las barrenas ya sea por incrustación de los dientes de las barrenas tricónicas o por cizallamiento que es proporcionado por las barrenas de diamante.

La información litológica es la primera que se necesita para realizar una óptima selección de las barrenas, el tipo de roca nos ayuda a definir las barrenas que puedan vencer su resistencia; para las barrenas de diamante indican la densidad requerida de los cortadores, la configuración hidráulica y permiten estimar la duración de la barrena y el coeficiente de penetración.

La homogeneidad nos indica la consistencia de la formación , donde existe más flexibilidad de selección con respecto a las características de los cortadores de las barrenas de diamante, en cuanto a las barrenas tricónicas basta con escogerlas de acuerdo a la dureza de la roca ya sea suave, media suave, media dura y dura.

La interestratificación se relaciona con las formaciones de transición e indica los cambios de litología del intervalo que se va a perforar, se tendrá que considerar los tipos específicos de cortadores, así como su calidad y su densidad apropiados a estas formaciones.

Los cambios en la dureza de las formaciones provocarán cargas dispares en el perfil de la barrena a través de la transición, las vibraciones axiales, de torsión y laterales son también factores que debemos considerar para mejorar la perforación.

Criterios de selección con respecto a las restricciones de perforación.

Los parámetros que pueden reducir la efectividad en el desempeño de las barrenas son principalmente el peso sobre barrena y la velocidad de rotación, cuando se tiene como limitante el peso sobre barrena, una barrena PDC tiene una estructura de corte más eficiente y nos puede ofrecer un mayor ritmo de penetración.

En cuanto a la velocidad de perforación es más recomendable utilizar una barrena de diamantes porque se pueden utilizar a altas velocidades, la velocidad que se espera utilizar en la barrena indica los parámetros de vibración y resistencia al desgaste que se necesitarán para mantener un desgaste parejo en la barrena y así prolongar su duración.

En formaciones nodulares como por ejemplo en la pirita y los conglomerados, no se puede perforar con barrenas de diamante debido al daño por impacto en la estructura de sus cortadores. En caso de que se requieran más de dos horas en operaciones de ampliación, debemos considerar el realizar una corrida de barrenas de roles. El ensanche excesivo puede dañar la superficie del calibre de una barrena de diamante esto debido a que las cargas de la barrena se concentran en una pequeña superficie, además se debe considerar la vibración lateral de la barrena. La estructura de corte está parcialmente engranada y por lo tanto se tienen escasas oportunidades para que el diseño de la barrena pueda funcionar.

En pozos profundos se pueden tener una gran cantidad de tiempos de viajes con respecto al tiempo de perforación, esto implica una extrema reducción en la eficiencia de la perforación, por lo que es recomendable utilizar una barrena de diamante que nos ofrece una mayor duración en la perforación y por ende reducir los tiempos de viaje y así obtener una mejor eficiencia en la perforación.

En pozos con diámetro reducido, o sea con diámetro menor a 6 ½ pulgadas se necesita una reducción física del tamaño de los cojinetes en todas las barrenas de roles, debemos tomar en cuenta el utilizar una barrena de diamante para aumentar el coeficiente de penetración y además tener un tiempo más prolongado en la perforación del pozo. La reducción en el tamaño de los cojinetes requiere reducir el peso sobre barrena para lograr un mayor coeficiente de penetración.

2.6 Selección de barrenas en función de la formación a perforar.

Una completa descripción de las formaciones que se han de perforar es de suma importancia para poder seleccionar una barrena y poder utilizarla en una aplicación específica, el conocer las propiedades físicas puede demostrar algunos indicativos sobre el tipo de barrena que se debe seleccionar en determinados intervalos. Algunas formaciones tienden a deformarse por ser muy elásticas o en algunos casos tiende a fracturarse.

Se recomienda utilizar barrenas PDC con cortadores grandes cuando la roca tiene una resistencia a la compresión baja; las barrenas PDC se desarrollaron espacialmente para perforar formaciones sedimentarias blandas a mediana, esto debido a que anteriormente se utilizaba barrenas de dientes fresados o con insertos de carburo de tungsteno y no se tenía un buen coeficiente de perforación.

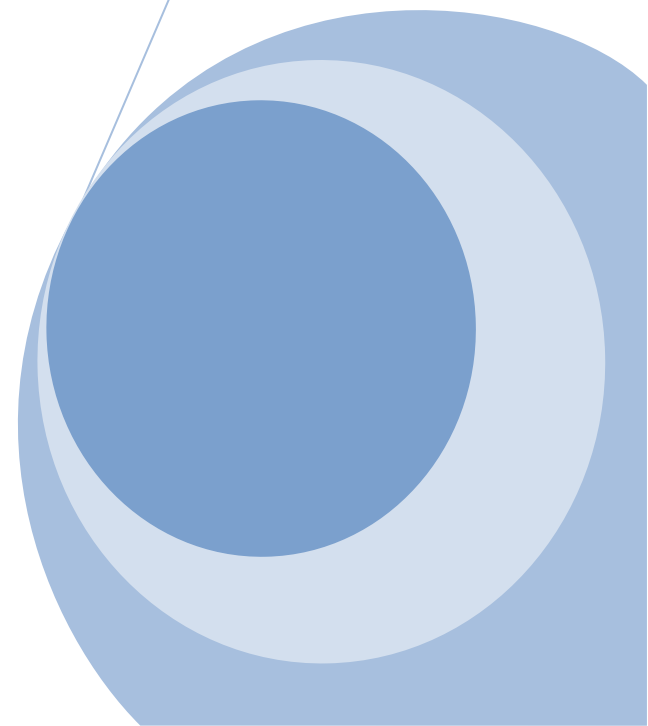
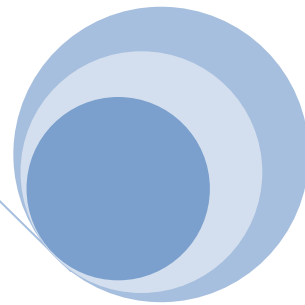
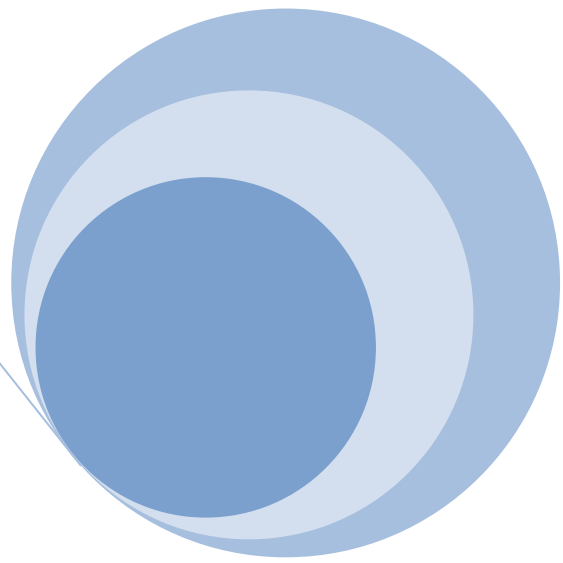
En formaciones blandas, las barrenas PDC han logrado ritmos de penetración de hasta tres veces comparados con las barrenas de dientes fresados o de insertos de carburo de tungsteno, este incremento en los ritmos de penetración se debe al mecanismo de corte por cizallamiento, por su más larga duración efectiva, a la resistencia de los diamantes a la abrasión y al hecho de que las barrenas PDC no cuentan con piezas móviles que puedan fallar.

La tabla 3 muestra los principales tipos de formaciones y la dificultad para perforarlas con barrenas PDC.

	Formaciones
Aptas para perforar con barrenas PDC	Arcilla Mudstone(barro compacto) Marga Evaporita Yeso Lutita Limo
En ocasiones se puede perforar con barrenas PDC	Arenisca Anhidrita Caliza Dolomía
No se puede perforar con barrenas PDC	Conglomerado Rocas volcánicas

Tabla 3

3. Funciones de los fluidos de perforación.



3.1 Descripción de los fluidos de perforación.

Los fluidos de perforación son aquellos que se emplean en un equipo de perforación o terminación de pozos, los cuales están formados por una mezcla de aditivos químicos y elementos sólidos como arcillas, las más comerciales son la barita y la bentonita.

Durante el proceso de perforación se realizan análisis continuos de los fluidos de control para lograr estabilizar los parámetros físico-químicos, así como la variación de los mismos al contacto con los contaminantes liberados en la formación perforada; a mayor profundidad, se perforan varias capas de formaciones litológicas, que contienen diversos elementos contaminantes, además de las altas temperaturas y las presiones de las formaciones que afectan el rendimiento de los fluidos de perforación.

Las propiedades físico-químicas de los fluidos de perforación, son las características que deben reunir como condicionantes para alcanzar el objetivo de la perforación, los cuales son: densidad, viscosidad, alcalinidad, Salinidad, pH, propiedades reológicas y tixotrópicas, filtrado y temperaturas.

Para el diseño de un fluido de perforación es necesario saber si se trata de un pozo exploratorio o un pozo de desarrollo, para poder seleccionar los datos correlativos que faciliten la obtención de parámetros óptimos en el fluido de control, de acuerdo a las profundidades de cada contacto litológico.

De ésta manera se determinan sus densidades y se selecciona el fluido a utilizar y los aditivos químicos para contingencias, con la finalidad de asentar correctamente las tuberías de revestimiento.

El diseño de un fluido de perforación para un pozo de desarrollo cuenta con muchos más datos disponibles como los programas de los pozos aledaños, registros geofísicos, pruebas de campo y pruebas de laboratorio, asentamiento de tubería de revestimiento, etc.

Los datos proporcionados para pozos exploratorios son menos, como son los registros sísmicos, levantamientos geológicos, profundidad del pozo, número de TR's y densidades requeridas.

3.2 Tipos de fluidos de perforación.

Un fluido de perforación fundamentalmente es líquido, se trata de una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido.

El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como fase continua del fluido de perforación, y las partículas sólidas o líquidos suspendidos dentro del otro constituyen la fase discontinua, cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema o también llamado base del lodo.

La fase continua de un lodo base agua, es el agua; algunos aditivos químicos que son sólidos se disuelven en la fase continua formando una mezcla homogénea que proporcionara un sistema de fluido de perforación.

Los cationes de las sales producen en las arcillas una inhibición, evitando una hidratación posterior al contacto con el agua, que al tener iones oxidrilos mejoraran la dispersión de las arcillas, reduciendo el efecto de contaminantes como los gases de CO₂ y de H₂S, inhibiendo a si la corrosión.

En el caso de un fluido base aceite conocido como emulsión inversa, la fase continua es el diesel y los glóbulos de agua salada son la fase discontinua o dispersa.

Tipos de fluidos de perforación.

Tipo de fluido.	Fase continúa.	Fase discontinua.
Fluidos base agua.	El agua integra del 60 al 90 % del volumen.	Bentonita Barita Dispersantes Polímeros Lubricantes
Fluidos base aceite.	El aceite integra del 40 al 70 % del volumen.	Las salmueras de diversas sales como calcio o sodio ocupan entre el 10 al 20 % como volumen. Los emulsificantes el 5 %. Los sólidos del 15 al 35 %

Tabla 1

3.2.1 Fluidos base agua.

Los fluidos base agua se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, los cuales se van transformando debido a la incorporación de flujos como gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos de la formación .

Fluidos bentonítico, este fluido es utilizado al principio de la perforación, está constituido de agua y arcillas comerciales, en este fluido no se utilizan dispersantes.

Fluido bentonítico polimérico, está constituido con agua fresca o salada considerando el contenido de calcio menos de 200 ppm y es empleado para perforar formaciones de bajo contenido de arcilla.

Fluido disperso no inhibido, es el fluido de perforación más utilizado en la industria, se trata de un sistema con buena tolerancia a los contaminantes más comunes y a grandes contenidos de sólidos. La viscosidad del sistema es controlada con facilidad mediante el uso de dispersantes, además, si se le agregan surfactantes y a mayor dosis de lignitos, resulta excelente para perforar pozos de alta temperatura.

Fluido disperso inhibido, en este tipo de lodos se utilizan dispersantes químicos para de floccular la bentonita sódica, los dispersantes van a actuar sobre los sólidos perforados, maximizando su dispersión; y no se utilizan iones de inhibición.

3.2.2 Fluidos base aceite.

El fluido base aceite se define como un sistema en el que la fase continua es aceite y el filtrado también lo es. El agua que forma parte del sistema consiste de pequeñas gotas que se hayan dispersas y suspendidas en el aceite, cada gota de agua actúa como una partícula de sólidos. La adición de emulsificadores hace que el agua se emulsifique en el aceite en el sistema estable.

El empleo de otros materiales organofílicos va a proveer las características de gelación, a si como la utilización de asfalto o gilsonita para la reducción de filtrado de iones de calcio o de sodio para la inhibición. Las emulsiones inversas se formulan utilizando una amplia variedad de aceites, ya sea diesel o aceites minerales. Se utilizan para perforar lutitas problemáticas por su alto grado de hidratación, zonas de arenas productoras con altas temperaturas, en medios corrosivos.

Los fluidos de baja densidad son emulsiones directas que se preparan a razón de hasta un 80% de diesel de acuerdo a la densidad requerida un 18% de agua y un 2 % de emulsificantes, a si como también un agente supresor de hidratación y un polímero viscosificante. Estas emulsiones directas proporcionan estabilidad al agujero ya sea en una perforación o en una reparación de pozos.

En las zonas de precio nadas las necesidades actuales para lograr los objetivos de reparación, requieren de fluidos de baja densidad. Estos fluidos deben superar las desventajas a las que están sometidos, como son la baja estabilidad a la temperatura, sensibilidad a la sosa caustica, bajo poder de inhibición en arcillas hidratables que se encuentran intercaladas en las rocas carbonatadas del cretácico y el jurasico, gases amargos que alteran su composición química y la sensibilidad que tienen a cualquier contacto con fluidos de emulsión inversa.

3.3 Propiedades de los fluidos de perforación.

3.3.1 Densidad del fluido de perforación.

La densidad del lodo se define como el peso por unidad de volumen y puede expresarse de diversas maneras: Libras por galón (ppg), libras por pie cubico (pcf), peso específico (sg) o kilogramos por metro cubico (kg/m³).

La densidad del lodo se determina tanto en el campo como en el laboratorio utilizando una balanza de lodo (Fig. 1), la cual consiste en una taza con tapa montada en el extremo de un brazo graduado, una cuchilla del brazo reposa sobre una base de apoyo, una pesa corrediza sobre el brazo se acerca a la cuchilla o se aleja de ella, hasta balancear la taza llena de lodo, la densidad del lodo se lee directamente en la graduación de la balanza.



Fig. 1

3.3.2 Propiedades reológicas.

Las propiedades reológicas fundamentales son la viscosidad y la resistencia del gel, éstas son importantes en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, para determinar la capacidad del lodo, para elevar los recortes y los derrumbes hasta la superficie, para analizar la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas y temperatura.

El embudo Marsh (Fig. 2), se utiliza para las mediciones simples de viscosidad, el cual mide la velocidad de flujo en un tiempo medido, la viscosidad de embudo, es el número de segundos requerido para que 1000 ml de lodo pase a través de un tubo de 3/16 de pulgada de diámetro, colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo con capacidad de 1500 ml., el valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del fluido de perforación.



Fig. 2

El viscosímetro Fann (Fig. 3) proporciona una mejor medición de las características reológicas, el viscosímetro provee dos lecturas que se convierten fácilmente en los dos parámetros reológicos que son la viscosidad plástica y el punto de cedencia

El viscosímetro también se utiliza para determinar las características tixotrópicas de los lodos, es decir, mide la capacidad de desarrollar una estructura de gel rígida o semirrígida durante el periodo de reposo, para ello se hacen dos mediciones de resistencia del gel, después de 10 segundos y después de 10 minutos respectivamente.



Fig. 3

La viscosidad es la resistencia al flujo del lodo causado principalmente por la fricción de las partículas suspendidas y también por la viscosidad de la fase fluida, la unidad de medida que se utiliza para la viscosidad es el centipoise, la viscosidad plástica es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas suspendidas en el fluido de control.

El punto de cedencia es la parte de la resistencia al flujo, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, para el punto de cedencia se usan como unidades de medida la libra por 100 pies cuadrados.

3.3.3 pH del lodo y alcalinidad.

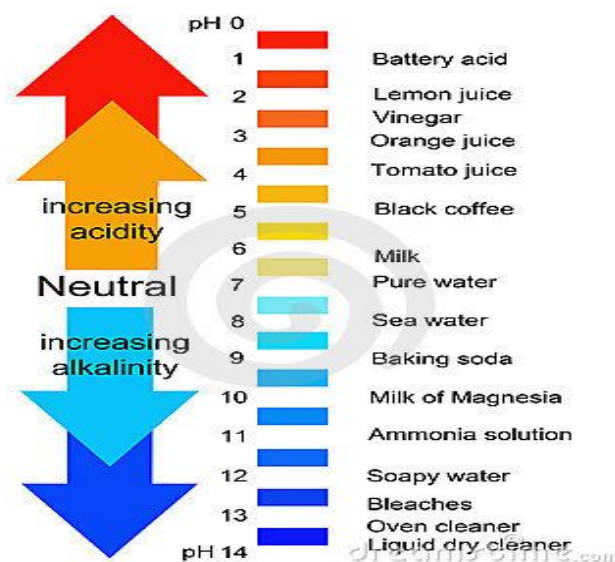
El pH de un fluido de perforación indica su grado de acidez o alcalinidad relativa, en la escala del pH el rango de acidez va decreciendo en un rango de 1 a 7, y el rango de alcalinidad comienza en 7 hasta llegar a 14 en forma creciente, un pH de 7 es neutro.

Por lo general, los fluidos de control son casi siempre alcalinos, y el rango habitual de pH es de 9.0 a 9.5; sin embargo pueden encontrarse lodos de pH más alto, entre 12.5 y 13. El pH de los fluidos de control afecta la dispersibilidad de las arcillas, la solubilidad de varios productos y sustancias químicas, la corrosión de materiales de acero como son las tuberías y las propiedades reológicas del fluido de perforación.

Existen dos métodos para determinar el pH de los lodos.

El primero es el Método colorimétrico, que se basa en el efecto de los ácidos y los álcalis sobre el color de ciertos indicadores químicos colocados sobre tiras de papel pH. Estas tiras de papel se colocan sobre la superficie de una muestra de lodo, el color resultante se compara con los colores de una tabla que sirve de estándar.

El segundo es el método electrométrico, que se basa en el voltaje desarrollado entre dos electrodos especiales colocados en el mismo tubo vertical de vidrio.



3.3.4 Características de filtración.

Cuando un fluido de perforación circula a través de una formación permeable, perderá parte de su fase líquida hacia el interior de esa formación. Los sólidos del fluido de perforación se depositarán sobre las paredes del pozo; el líquido que se pierde por filtración hacia la formación es el filtrado y la velocidad relativa a la cual ocurre se llama pérdida de fluido.

Se cuentan con dos métodos estándar para medir la pérdida relativa de fluido en un lodo, en ambos métodos el lodo se coloca en una pequeña cámara que contiene un disco de papel filtro, luego se sella la cámara herméticamente y se aplica una presión de gas CO₂ sobre el lodo, lo que empuja el filtrado a través del disco, el filtrado se recoge durante 30 minutos en una probeta graduada, y se anota la pérdida de fluido en centímetros cúbicos.

Los dos métodos son similares, pero se diferencian en la temperatura y la presión aplicada al fluido de perforación; el API estándar, se lleva a cabo a temperatura ambiente y a una presión de 100 psi., mientras que la prueba API HT-HP, se realiza a 300 F y a 500 psi. La prueba HT-HP da como resultado una mayor pérdida de fluido que la prueba estándar a menor presión y menor temperatura.

3.3.5 Análisis de filtrado.

El fluido filtrado, obtenido de las pruebas API de filtración, se somete a ensayos químicos para determinar la presencia de contaminantes, para ayudar a controlar las propiedades del fluido de control y poder determinar los tratamientos que se requieran, estos estudios también se aplican al análisis de las aguas que se utilizarán para la preparación de los fluidos de perforación, ya que éstas contienen minerales disueltos que pueden afectar materialmente el tratamiento.

Los análisis en el filtrado incluyen: alcalinidad, cloruros y calcio.

La alcalinidad se determina agregando de 5 a 6 gotas de solución indicadora de fenolftaleína a un centímetro cúbico de filtrado, si no se observa cambio de color, entonces la alcalinidad es cero, pero si se presenta un color rosado, se añaden cantidades medidas de un ácido estándar, hasta que la muestra pierda su color rosado; a veces el filtrado presenta un color tal que se hace difícil decidir el punto final de la titulación, en estos casos se debe utilizar un medidor de pH. El punto final de la titulación de la fenolftaleína ocurre cuando el pH es de 8.3. La alcalinidad del filtrado es el volumen del ácido requerido para llegar al punto final dividido por el volumen de la muestra.

En el análisis de sal o cloruros, primero se trata una porción del filtrado con ácido hasta que la alcalinidad a la fenolftaleína sea cero o el pH sea 8.3, luego se añade una solución indicadora con el cual el filtrado adquirirá un color amarillo brillante, luego se añade una solución de nitrato de plata, con lo que el filtrado tomará un color rojo ladrillo. La concentración en mg/lit es proporcional al volumen del nitrato agregado, dividido por el volumen de la muestra del filtrado.

El análisis de calcio y puede determinarse de manera cualitativa, primero una pequeña muestra se diluye en agua destilada, una solución de reactivo regulador y una pequeña cantidad de solución indicadora; si hay calcio presente aparecerá un color rojo vivo.

3.3.6 Análisis de sólidos.

Los elementos importantes en el análisis de sólidos son: el contenido de arena, el contenido total de sólidos, el contenido de aceite y el contenido de agua.

Por definición del API, la arena abarca las partículas de tamaño mayor que una malla 200, aunque por definición geológica son las partículas de cuarzo y sílice, las cuales podrían ser muy abrasivas y afectar el desempeño de la perforación.

Para determinar la concentración de arena, se utiliza un tubo para contenido de arena calibrado de tal manera, que se pueda leer directamente el porcentaje de arena en volumen, el procedimiento consiste en diluir la muestra del lodo con agua y en lavarla a través de un cedazo de malla 200, las partículas retenidas en el cedazo se consideran como arena API, luego se hacen pasar por un tubo de contenido de arena y después de hacerlas sedimentar se anota la concentración de esta.

El agua y el aceite se determinan usando una retorta, es decir, una cámara especial de destilación, en donde un pequeño volumen del lodo de perforación se coloca en la retorta y se calienta, la fracción líquida del lodo se evapora, luego se enfría, y una vez condensada, se recoge en una probeta graduada; si tenemos aceite, éste se separará del agua contenida, los volúmenes del agua y aceite se leerán directamente de la probeta, el volumen restante es el contenido de total de sólidos, pero si el lodo contiene sal, entonces se aplicarán los factores de corrección antes de convertir los volúmenes a porcentajes finales.

3.4 Cálculo de pesos y mezclas de fluidos de perforación.

Los fluidos de perforación están constituidos por materiales que impartirán a éste las propiedades necesarias para realizar las funciones por las que fueron diseñadas.

El peso específico del fluido de perforación se controla con el contenido de líquidos y sólidos; los productos químicos usados para el tratamiento del lodo, sí son efectivos, se usan en pequeñas cantidades, por lo que no es necesario considerarse para los cálculos de las mezclas.

Generalmente se consideran dos tipos de problemas de mezclado de lodo. El primero, existe el problema de agregar materiales a un lodo que ya ha sido mezclado, éste problema se presenta cuando se tiene la necesidad de aumentar o disminuir el peso específico de un lodo, aumentamos el peso específico agregando material de carga como la barita, y disminuimos el peso específico agregando agua o aceite al fluido de control.

El segundo problema se presenta cuando tenemos que mezclar una presa o un tanque de lodo, esto ocurre cuando se va a reparar un pozo y el lodo debe mezclarse antes de circularlo dentro del pozo con el propósito de controlar la presión de las formaciones.



Sólidos



Líquidos.

Fig. 4

Cuando se realizan las mezclas de los elementos que conforman a los fluidos de perforación, los materiales sólidos se agregan comúnmente al lodo por una tolva equipada con un dispositivo que produce un flujo a chorro, en ésta operación el lodo se saca de la presa con la succión de la bomba y se descargan a presión por el dispositivo de chorro del fondo de la tolva. los barros bentoníticos requieren de una gran cantidad de energía para dispersarse, además deben agregarse lentamente, por lo general un saco de bentonita cada cinco minutos, porque es muy difícil dispersar cualquier terrón que se forme en el lodo. Los líquidos se agregan al lodo en forma de una pequeña corriente que es una fracción total del lodo que circula, ya sea en la succión de la bomba o en tamiz vibratorio.

La mayoría de los sistemas de lodos están equipados con sifones arreglados en forma de que una bomba de lodo auxiliar pueda usarse para circular una o más corrientes del lodo a gran velocidad sobre la superficie de la presa del lodo, estos sifones sirven para mantener el lodo bien dispersado y para desprender el gas mezclado del lodo.



Fig. 5 Mezclador de lodo.

La mayoría de los problemas de las mezclas de lodo pueden resolverse sustituyendo los valores conocidos en la ecuación del balance de materia y despejando las incógnitas. Para determinar las cantidades pesadas del lodo se basan en un balance de materia o en la ley de la conservación de las masas, que establece que la masa de los materiales permanecerá igual, el peso de los materiales después de mezclados, será igual a los pesos combinados de los materiales antes de mezclarse, utilizando las siguientes formulas:

$$W_F = W_A + W_B$$

$$V_F = V_A + V_B$$

$$\rho_F = \left(\frac{W_F}{V_F} \right)$$

$$\rho_F = \rho_A + \rho_B$$

Con éstas formulas se puede determinar el volumen o el peso requerido para obtener una determinada densidad del fluido de perforación, simplemente hay que despejar las incógnitas para obtener los resultados.

Se contemplan una serie de casos, como el obtener el peso específico que resulta de agregar sólidos a un lodo; el peso específico resultante de agregar un líquido al lodo; el material sólido por barril de lodo original; el material sólido requerido por barril de lodo final y las relaciones entre volúmenes y pesos específicos.

Ejemplo.

Al mezclar 200barriles de un fluido a base de limo sulfato, con una densidad de 16 lb/gal, con 500barriles de un fluido bentonitico de una densidad de 18 lb/gal. , Cuál será la densidad final de la mezcla?

Solución:

$$V_A + V_B = V_F$$

$$200 \text{ bl} + 500 \text{ bl} = 700 \text{ bl}$$

$$V_F = 700 \text{ bl} \left(\frac{1}{42} \right) = 16.66$$

$$W_A = \rho V_A = (16)(200 \text{ bl}) \left(\frac{1}{42} \right) = 76.19 \text{ bl.}$$

$$W_B = \rho V_B = (18)(500 \text{ bl}) \left(\frac{1}{42} \right) = 214.28 \text{ lb}$$

$$W_F = W_A + W_B = 76.19 + 214.28 = 290.5 \text{ lb.}$$

$$\rho_F = \left(\frac{W_F}{V_F} \right) = \frac{290.5 \text{ lb}}{16.66 \text{ gal}}$$

$$\rho_F = 17.43 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

$$\rho_F = 2.09 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}$$

Ejemplo.

Se tiene 5 litros de emulsión inversa con una densidad de 0.96 gr/cc, y se requiere densificar la emulsión a una densidad de 2.15 gr/cc. ¿ Qué cantidad de barita necesitamos para lograr dicha densidad si la densidad de la barita es de 4.25 gr/cc.?

Solución:

$$W_B = \frac{V_A(\rho_F - \rho_A)}{1 - \frac{\rho_F}{\rho_B}}$$

$$W_B = \frac{5(2.15 - 0.96)}{1 - \frac{2.15}{4.25}}$$

$$W_B = 12.04 \text{ kg.}$$

Ejemplo.

Cuántos metros cúbicos de combustóleo se deben agregar al fluido de perforación, para bajar la densidad de 2.40 kg/cc a una densidad de 1.38 gr/cc, a un volumen de 300 m³ de un fluido de emulsión inversa?, considere la densidad del combustóleo de 0.84 gr/cc.

Solución:

$$V_B = \frac{V_A(\rho_F - \rho_A)}{\rho_B - \rho_F}$$

$$V_B = \frac{300(1.38 - 2.40)}{0.84 - 1.38}$$

$$V_B = 566.66 \text{ m}^3 \text{ de combustóleo.}$$

$$W_B = \rho V_B$$

$$W_B = (0.84)(566.66)$$

$$W_B = 476 \text{ Ton.}$$

3.5 El rendimiento de un fluido de perforación.

El rendimiento de un fluido de perforación, se considera como el número de barriles que puede obtenerse del barro mezclado con el agua, fundamentalmente la viscosidad producida por el barro es una medida de la calidad del barro, la viscosidad producida al mezclar cierto barro con agua da un índice de su calidad.

En el campo se acostumbra usar una viscosidad de 15 centípoises como patrón para comparar diferentes barros.

Después de averiguar el porcentaje de barro en suspensión requerido para producir la viscosidad de 15 centípoises en el laboratorio, la determinación del número de barriles de ese lodo que puede prepararse con una tonelada de barro, se convierte en un cálculo de mezclas de lodos.

3.6 Aplicaciones de un fluido de perforación.

Un fluido de perforación debe satisfacer las condiciones operativas principalmente al corte y rotación de la barrena, también deben evitar que la sarta de perforación se pegue en las paredes del pozo., por lo tanto debe satisfacer las siguientes funciones:

1. Transporte de recortes y derrumbes a la superficie.
2. Suspensión de partículas.
3. Control de presión.
4. Enfriamiento y lubricación.
5. Sostener las paredes del pozo.
6. Suspensión de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento.
7. Transmisión de energía hidráulica.
8. Toma de registros geofísicos.

1) Transporte de recortes y derrumbes a la superficie.

Una de las principales funciones de los fluidos de perforación es el transporte de recortes y derrumbes de la formación hacia la superficie, aunque los recortes y derrumbes sean más pesados que el fluido de perforación y que también influye la fuerza de la gravedad que hace que estos caigan hacia el fondo del pozo, se debe tener la potencia para elevarlos hasta la superficie; el fluido de perforación circula por el espacio anular hacia arriba, la velocidad a la que las partículas son elevadas es la diferencia entre la velocidad anular y la velocidad de caída de éstas, si el pozo no se limpia en la forma apropiada, el material sólido se acumulará en el espacio anular, lo que causará un aumento en la torsión, el arrastre y la presión hidrostática.

2) Suspensión de partículas.

Cuando se es necesario suspender la circulación del fluido de perforación, la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada, por lo que los recortes tenderán a caer al fondo del pozo, por lo que el fluido de perforación deberá estar preparado y acondicionado químicamente para formar una estructura de gel cuando no esté fluyendo, y además pueda recuperar la fluidez cuando se reinicie la circulación.

Si el fluido de perforación tiene baja viscosidad y gelatinosidad provocará una mala limpieza del agujero, torsión en la sarta de perforación provocada por la acumulación de recortes y la incorporación de sólidos finos al fluido de control por la falta de remoción en los recortes sobre la barrena.

3) Control de presión.

Los fluidos que se encuentran en el subsuelo, como son el agua, el gas y el petróleo, se encuentran bajo una gran presión, ésta presión debe estar balanceada para evitar un flujo incontrolado de los fluidos de la formación hacia el interior del pozo, éste control se logra a través de la presión hidrostática que es directamente proporcional a la densidad y a la altura de la columna del fluido de control.

Si se tiene que la presión del agua, gas y petróleo de la formación es mayor a la presión hidrostática, causará contaminación en el fluido de control, derrumbes y problemas en la penetración de la barrena, por consiguiente provocará tiempos perdidos debido al acondicionamiento tanto del fluido de control como del propio agujero.

4) Enfriamiento y lubricación.

El fluido del control debe tener la capacidad de absorber y soportar la temperatura que aporta la formación perforada.

Todo líquido que actúa sobre una herramienta de corte transmitirá un efecto de enfriamiento. Todo fluido de perforación ejercerá un efecto de lubricación sobre las partes del movimiento como la barrena y la tubería de perforación en movimiento. La disposición de algunas partículas contenidas en el lodo, la facilidad con que se deslizan una a lado de la otra y su deposición sobre las paredes del pozo disminuyen la fricción y la abrasión.

Los fluidos principal mente base agua, contiene aditivos químicos especiales para mejorar las propiedades de lubricación, si por una alta viscosidad o un corto tiempo de exposición del fluido en la superficie, no se pueden liberar temperatura para enfriarlo, los aditivos químicos para integrar el fluido de control pueden degradarse causando inestabilidad entre las propiedades físico - químicas que integran el sistema del fluido de control lo que va a provocar : problema en el agujero perforado, derrumbes por alteración estructural de la formación o desequilibrio de las presiones de control, asentamiento de sólidos en suspensión del fluido, lo que causa resistencias y entrapamiento de la sarta; una falta de lubricación originará incremento en la temperatura, así como aumento en la torsión de la herramienta y tubería de perforación.

5) Sostener las paredes del pozo.

A medida que la barrena penetra en la formación, se suprime parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo a menos que ese sostén sea reemplazado por el fluido de control; cuando se perfora una formación que no está consolidada, como una arenisca, se requiere de un lodo que proporcione un enjarre delgado; Si se perfora una formación firme y consolidada, como una lutita, la densidad del lodo puede ofrecer un apoyo suficiente; pero si la formación es muy firme, como el granito o la caliza, se necesita muy poco sostén por parte del fluido de control.

6) Suspensión de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento.

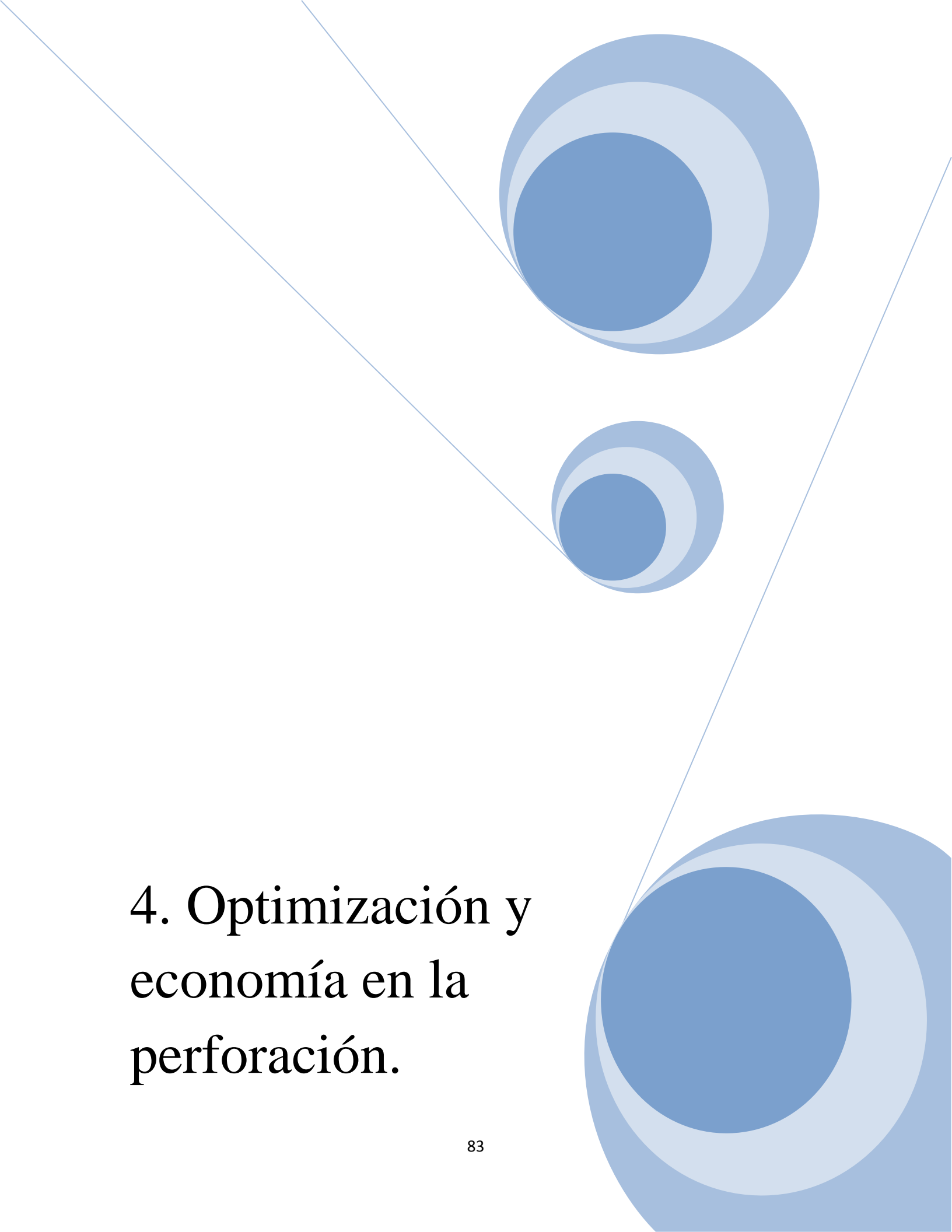
El peso que se ejerce por las tuberías, ya sea la de perforación o la de revestimiento, pueden exceder las doscientas toneladas, lo que puede causar una gran tensión en el equipo de perforación, estas tuberías están parcialmente suspendidas por el empuje ascendente del lodo; la presión ascendente depende de la presión ejercida por el fluido y de la sección transversal que tenga la tubería; si no se considera el efecto de flotación, cuando se maneja el peso en toneladas de la tubería, se puede provocar el hundimiento del equipo de perforación, lo que provocaría la pérdida del pozo y daños al medio ambiente.

7) Transmisión de energía hidráulica.

Durante el proceso de circulación, el lodo es expulsado de la barrena a una gran velocidad, ésta fuerza hidráulica hace que la superficie por debajo de la barrena sea micro fracturada y esté libre de recortes, la remoción eficiente de los recortes que se forman en la superficie de la barrena, depende de las propiedades físicas del lodo y de su velocidad al salir de las toberas, para perforaciones direccionales se utiliza la fuerza hidráulica de la columna del lodo para hacer girar la barrena que está conectada a un motor de fondo.

8) Toma de registros geofísicos.

Los fluidos de perforación son necesarios para la toma de algunos registros geofísicos como son inductivos, sónicos y radiactivos, los fluidos de control deben ser un buen conductor de la electricidad y además presentar las propiedades necesarias que sean afines con las formaciones que se estén perforando, aunque estos fluidos por lo general afectan en mayor o menor grado las características originales de las formaciones,

A decorative graphic on the right side of the page. It features three blue circles of varying sizes, each composed of concentric circles with a gradient from dark blue to light blue. Two thin blue lines intersect at the top left, forming a large 'V' shape that frames the circles. The circles are positioned at the top, middle, and bottom right of the page.

4. Optimización y economía en la perforación.

4.1 Parámetros a considerar en la perforación de pozos.

La construcción de un pozo, desde un punto de vista administrativo, es considerado como un proyecto, por lo cual se deben considerar las etapas y el proceso que éste conlleva.

La administración es un proceso que busca el logro de objetivos con la optimización de recursos disponibles.

Se tiene que todo el proceso de planear, organizar, dirigir y controlar actividades y recursos, para qué al final lograr un objetivo.

En la etapa de planificación se establecen metas y acciones enfocadas al objetivo del proyecto.

En la organización, se ordena y asigna el trabajo, la autoridad y los recursos para alcanzar las metas del proyecto.

En la etapa de la dirección, se dirige, motiva e influye a las personas para que realicen las tareas necesarias para lograr los objetivos que se plantearon.

Realizando un control se asegura el cumplimiento cabal de los objetivos y metas planteados.

El conjunto de acciones planificadas que se interrelacionan en función de un objetivo y deben de llevarse a cabo en un plazo determinado, además son sometidas a análisis y evaluaciones para determinar una decisión de aceptación o rechazo.

Se debe tener la disciplina de organizar y administrar los recursos de manera tal que se pueda culminar todo el trabajo en el proyecto dentro del alcance, tiempo y costo.

Los proyectos son una función que consiste en definir, organizar, ejecutar y evaluar un conjunto de actividades que tienen un principio y un fin, llevadas a cabo para obtener las metas establecidas de calidad tiempo y costo

En la industria de la perforación, constantemente se está en busca de los medios para reducir los costos, y como actualmente se está concentrando en la perforación a mayores profundidades, como consecuencia se tiene un mayor costo por metro perforado, aunque se tiene que los costos de perforación varían de región en región.

Razones del incremento en los costos de perforación.

1. Formaciones más duras.
2. Profundidades mayores de perforación.
3. Aumento de la seriedad de los problemas.
4. Diseño de torres de perforación.
5. Otros factores.
6. El arrendamiento de los equipos de perforación.



Fig. 1

1. Formaciones más duras.

Las formaciones más duras o mejor consolidadas se encuentran a mayores profundidades, por lo que se incrementa la presión de sobrecarga y por lo tanto son más difíciles de perforar.

2. Profundidades mayores de perforación.

A mayores profundidades la vida de la barrena se reduce considerablemente y además se requiere de más viajes redondos por unidad de perforación, por lo que se incrementa el tiempo del arrendamiento del equipo de perforación.

3. Aumento de la seriedad de los problemas.

A medida que vamos perforando, se incrementa la severidad de los problemas encontrados durante las operaciones de perforación, a mayores profundidades se encuentran formaciones de presión anormal que requieren lodos de perforación de mayor peso y un control más preciso de sus propiedades físico – químicas; en consecuencia los lodos más pesados reducen la velocidad de penetración.

En formaciones más profundas, se requiere de más tiempo para controlar una pérdida de circulación en comparación con formaciones superficiales, además, a mayores profundidades se tienen más altas temperaturas, por lo que se requiere el uso de fluidos especiales de perforación.

4. Diseño de torres de perforación.

Para el diseño de las torres de perforación, se debe de considerar el diseño para la mayor profundidad a la que se trabajará, porque a mayor profundidad se necesita emplear más potencia en las máquinas.

El empleo de equipos de perforación más grandes y más pesados, incrementa el costo de la operación de perforación profunda; también se pudiese considerar el empleo de un equipo pequeño para la parte somera del pozo y un equipo más grande para la parte más profunda,

pero debemos considerar los costos por el traslado, montaje y desmantelamiento que aplican los equipos de perforación, por lo que se debe hacer un análisis económico para proponer lo más conveniente para la perforación del pozo.

5. Otros factores.

En las operaciones de perforación profunda, se requieren menos movimientos del equipo de perforación, por lo que de cierta forma se tiene cierta economía en comparación con los equipos que operan a menor profundidad, porque estos tienen movimientos más frecuentes. El tener menos tareas en un tiempo dado, es mejor para los operadores de las torres de perforación, porque reduce el trabajo de programación para el equipo. Estos factores tienden a compensar algunos de los problemas de la perforación profunda, aunque no compensan el aumento del costo por metro perforado, ni el incremento de los riesgos de la perforación profunda.

6. El arrendamiento de los equipos de perforación.

El incremento en el costo de los metros perforados, se debe en gran parte a que se tienen diversos contratistas y compañías que son dueñas de los equipos de perforación, que dan en arrendamiento sus equipos para la perforación de pozos en las diversas zonas petroleras. La perforación es la principal ocupación de un contratista de perforación, por lo que se vuelve un especialista en su negocio y puede esperarse que opere más económicamente que una compañía petrolera cuya actividad primordial es la producción de petróleo. Cuando una compañía petrolera es dueña del equipo de perforación, se tienen algunas ventajas, como el poder acelerar o retardar la perforación para investigaciones de perforación y para poder entrenar perforadores y personal en general. Las compañías petroleras cuentan con un número limitado de equipos de perforación, por lo que tienen la necesidad de requerir los servicios de contratistas para realizar parte de sus trabajos de perforación que se requieren.

2 Evaluación económica de rendimientos de las barrenas.

4.2.1 Costo por metro perforado.

El objetivo de realizar una evaluación económica de la perforación es el de lograr el menor costo de la perforación sin poner en riesgo las operaciones, cumpliendo con las especificaciones requeridas de perforación y las restricciones que se tengan en la región en la que se esté realizando los trabajos de perforación.

Las barrenas representan solamente una fracción del costo total del equipo de perforación, aunque son uno de los elementos más críticos para calcular el aspecto económico.

El costo de una barrena de diamante puede ser varias veces más alto que el costo de una barrena tricónica de dientes fresados o de insertos, por lo que se justifica su uso en base a su rendimiento; para evaluar su desempeño se utilizan varios parámetros de comparación, como el costo de la barrena, la velocidad de perforación, la longitud perforada, el peso sobre barrena, etc.

El método más aceptado para la evaluación del rendimiento de las barrenas es el de costo por metro perforado, la fórmula que se emplea es la siguiente:

$$C = \frac{(T + Tv + Tc)R + B}{M}$$

Donde:

C = Costo por metro perforado (\$/m)

B = Costo de la barrena (\$)

R = Costo de operación o la renta del equipo de perforación por hora (Hrs.)

T = Tiempo transcurrido durante la perforación (Hrs.)

Tv = Tiempo de viaje de la sarta de perforación (Hrs.)

Tc = Tiempo de conexión (Hrs.)

M = Metros perforados por la barrena (m)

La ecuación del costo por metro se emplea para cualquier tipo de barrena, ya sea tricónicas o de diamantes; se puede utilizar para calcular el costo antes de iniciar las operaciones para calcular el costo e inclusive con datos reales durante la perforación para obtener su costo de perforación.

El tiempo de conexión se calcula dividiendo la longitud perforada entre 9.30, debido a que es la longitud estándar de un tubo de perforación, con esta operación se calcula el número de conexiones, posteriormente se multiplica por el tiempo en que se efectúa una conexión, éste tiempo es variable, dependiendo de la experiencia del personal que realiza estos trabajos, además del equipo empleado y las condiciones de operación.

Para determinar el tiempo de viaje, generalmente en el campo se utiliza la siguiente fórmula: $T_v = 0.004 \text{ (Hrs/m)} * \text{Profundidad (m)}$

El factor empleado de 0.004 implica que en 4 horas la tubería viaja 1000 metros, aunque éste factor dependerá de la experiencia del personal de perforación, el equipo utilizado y las condiciones de operación.

Ejemplo:

Determinar el tiempo de conexión que se realiza al perforar 1000 metros con un tiempo de conexión de 10 minutos.

$$M = 1000 \text{ m}$$

$$\text{Tiempo en efectuar una conexión} = 10 \text{ min.}$$

Solución:

$$T_c = 1000 \text{ m} / 9.30 \text{ m} = 107.52 \text{ conexiones} \times 10 \text{ min.} = 1075.20 \text{ min}$$

$$T_c = 1075.20 \text{ min} / 60 = \mathbf{17.92 \text{ hrs.}}$$

El costo por metro perforado se puede usar para comparar los costos de barrenas de diamante contra barrenas tricónicas y también para comparar las ventajas económicas con otros tipos diferentes de barrenas de diamante.

Para una barrena propuesta, el costo que se tiene previsto suele compararse con el costo real de otras barrenas empleadas para perforar en la misma región y bajo similares condiciones de perforación. Se le llaman pozos de correlación a los pozos que se usan para hacer las comparaciones requeridas, también llamados pozos vecinos.

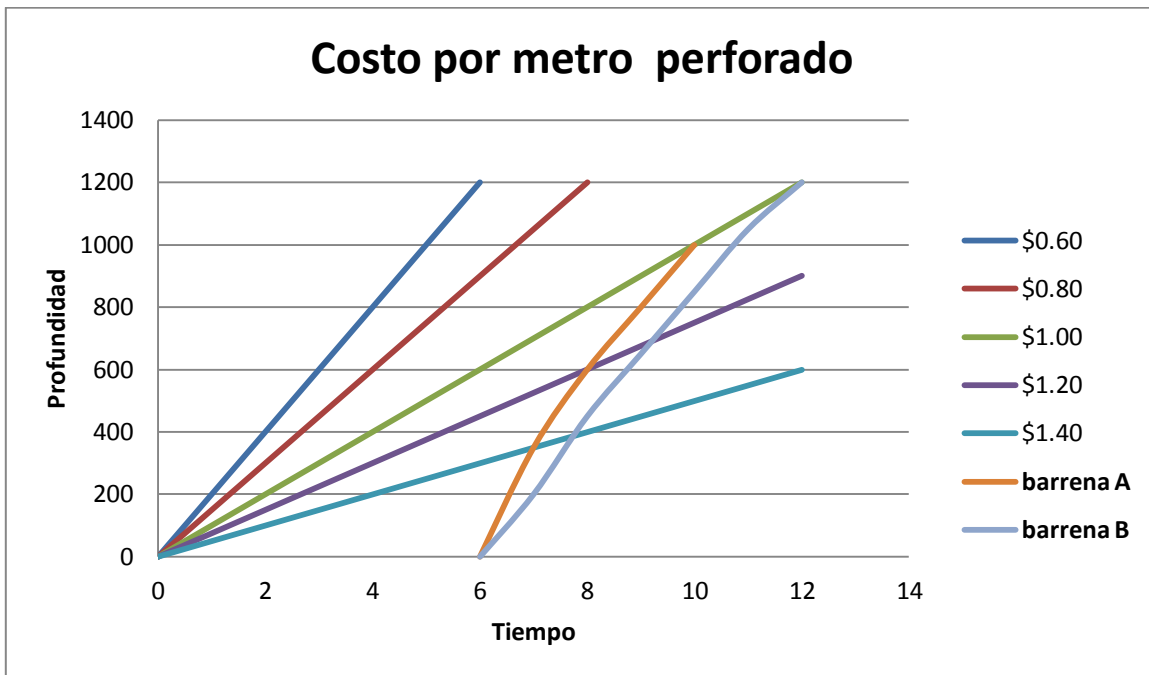
La comparación es más válida entre más cercano esté el pozo vecino a la localización propuesta y mientras más parecidos sean los parámetros de perforación será mejor.

4.2.2 Gráfica de Yeatman y Woods.

Un método gráfico de análisis de costos de perforación en términos del comportamiento de la barrena es la gráfica de Yeatman y Woods (Gráfica 1).

La gráfica representa el comportamiento de la profundidad perforada en horas totales por barrena donde se incluye el costo de perforación por metro.

Las líneas inclinadas corresponden a varios costos de operación por metro; en éste ejemplo se muestra la comparación de dos diferentes tipos de barrenas perforando en formaciones suaves, se incluye el costo de perforación y se comienza en éste caso en 6 horas por la inclusión de el costo combinado de viaje redondo y barrena.



Gráfica 1

4.2.3 Determinación del momento óptimo para el cambio de barrena.

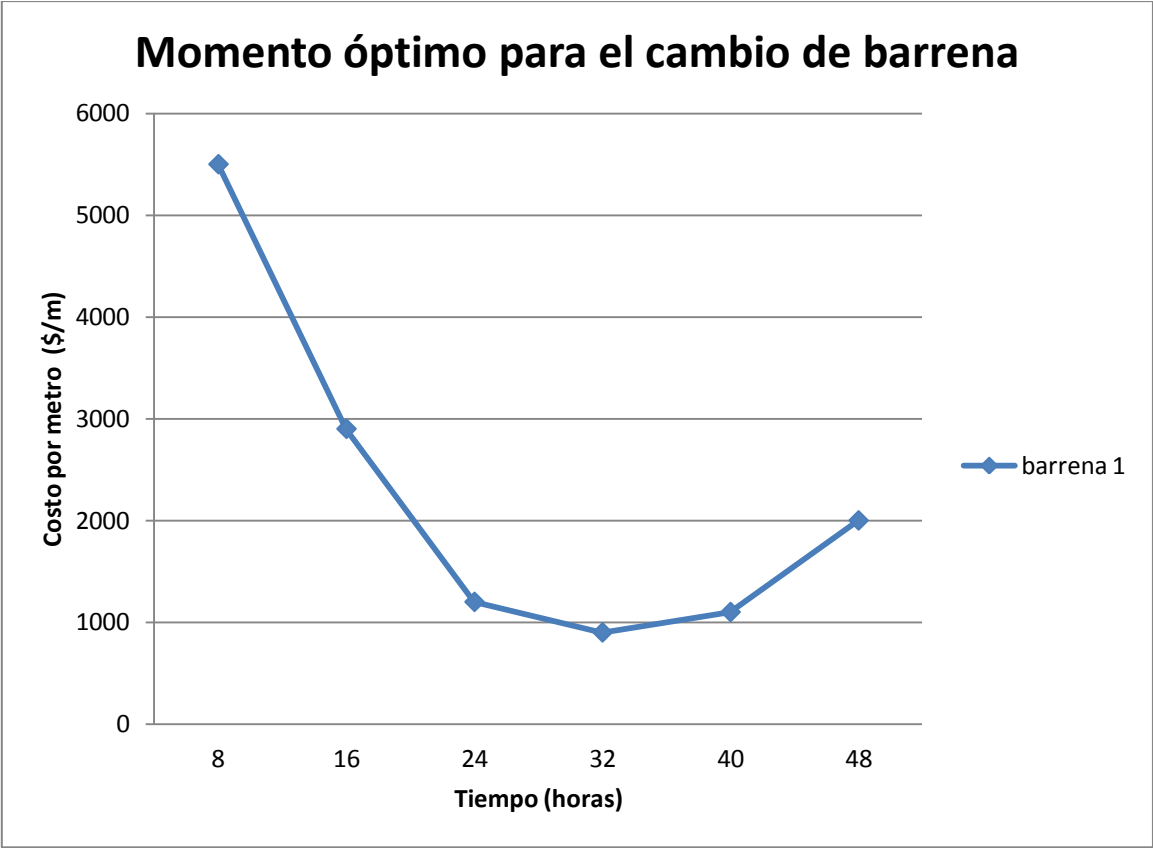
El cambio de barrena es definido cuando deja de ser reditualmente costeable su utilización y se necesita cambiar por otra, un método para determinar el momento preciso para suspender la perforación y efectuar un cambio de barrena consiste en ir calculando los costos de perforación por metros parciales y graficarlos contra el tiempo.

Al comenzar a graficar se tendrá que el costo por metro al inicio de la perforación representará siempre el costo más alto debido a que los metros perforados son pocos y conforme se incrementan los metros perforados y el tiempo, la tendencia tenderá a disminuir el costo por metro, hasta que se tiene un comportamiento más o menos estable para posteriormente volver a incrementar el costo por metro.

Cuando la curva tiende a incrementar su pendiente podría indicar que la vida útil de la barrena ha terminado y el costo por metro aumentará en razón del grado de desgaste que haya alcanzado la barrena en su estructura de corte en el caso de las barrenas de diamante o en el sistema de rodamiento para el caso de las barrenas tricónicas.

Es importante tomar en cuenta todos los parámetros de la perforación como son: tomar en cuenta si el contacto geológico es el mismo, y la dureza de la formación que son factores que afectan el rendimiento de la barrena y en estos casos no es recomendable realizar el cambio de la barrena cuando se tiene un cambio de contacto geológico.

En la gráfica 2, se observa que el momento óptimo para realizar el cambio de la barrena es cuando la tendencia de la curva tiende a incrementar positivamente y de forma muy abrupta su pendiente, en este ejemplo se observa que en la hora 40 es cuando se debe cambiar la barrena porque el costo se va a seguir incrementando.



Gráfica 2

4.3 Problemas comunes y soluciones de los fluidos de perforación.

Las propiedades físico químicas de los fluidos de perforación deben controlarse debidamente para asegurar un desempeño adecuado de éste durante las operaciones de perforación.

Fluidos base agua.		
Problema	Síntomas	Tratamiento
Contaminación por arcillas.	Incremento en el contenido de sólidos, y MBT, disminución de la alcalinidad.	Usar al máximo los equipos de control de sólidos, diluir y agregar barita si el peso disminuye, usar dispersantes y sosa caustica.
Contaminación por bicarbonato de sodio.	No aparece calcio en la titulación, bajo Pf, incremento brusco del Mf, altos geles progresivos, gran incremento del filtrado.	Incrementar el pH hasta 9.5, determinar los EPM de carbonatos y tratar con cal, agregar dispersantes para mejorar la reología del lodo, agregar agua si es necesario.
Contaminación por carbonatos.	Altos geles progresivos, alto filtrado, alto Pf y Mf, no aparece calcio en la titulación.	Agregar cal, dispersantes y agua si es necesario.
Contaminación por cloruro de sodio.	Gran incremento de cloruros en el filtrado, disminución de Pf, Mf y pH.	Diluir, ajustar el pH, utilizar dispersantes, ajustar filtrado con polímeros, si la contaminación es muy severa cambiar a lodo salino.
Contaminación por cemento.	Incremento del pH y Pm, alto contenido de calcio en el filtrado y altos valores de geles.	Agregar bicarbonato según cálculo necesario, dispersantes y agua.
Contaminación por anhídrita.	Reducción del pH, Pf y Mf, incremento de Pm y calcio en el filtrado.	Tratar con carbonato de sodio según ppm de contaminante, agregar dispersantes si es necesario.
Contaminación por alta temperatura.	Incremento del filtrado, del contenido de sólidos, disminución del pH y la alcalinidad.	Agregar un estabilizador para altas temperaturas, incrementar la concentración de dispersantes, reducir al mínimo la adición de bentonita.

Tabla 1

Fluidos base aceite.		
Problema	Síntomas	Tratamiento
Contaminación con agua.	Incremento en las propiedades reológicas, reducción en la relación aceite/agua, aumento en el filtrado APAT, disminución en la densidad, aumento en el volumen de fluido en las presas, disminución en la salinidad.	Añadir dispersantes, ajustar la relación aceite/agua y añadir el resto de aditivos, ajustar la salinidad.
Alta concentración de sólidos.	Aumento constante en las propiedades reológicas, disminución en el avance de perforación, incremento de sólidos de la formación en el fluido.	Disminuir el tamaño de malla en el vibrador, checar que el equipo superficial eliminador de sólidos funcione bien, aumentar la relación aceite/agua.
Exceso de ácidos grasos.	Incremento en las propiedades reológicas, el incremento de la viscosidad es posterior a un tratamiento con ácidos grasos.	Suspender adiciones de ácido raso, aumentar la relación aceite/agua.
Inestabilidad de la emulsión.	Aspecto grumoso del fluido, difícil de emulsificar más agua, baja estabilidad eléctrica, hay presencia de agua en el filtrado APAT.	Si hay rasgos de agua en el filtrado, añadir dispersante, si el filtrado es alto, añadir ácido graso y dispersante.
Asentamiento de barita.	Ligera disminución en la densidad, poco retorno de recortes a la superficie, bajos valores del punto de cedencia y gelatinosidad, presencia de barita en el fondo de las presas y en los canales de conducción del fluido en la superficie.	Añadir viscosificante, bajar la relación aceite/agua si ésta es alta.
Derrumbes, fricción y empaquetamiento de la sarta de perforación.	Se incrementa la concentración de sólidos, los recortes se obtienen blandos y pastosos.	Aumentar salinidad, añadir humectante, revisar que las tomas de agua estén cerradas.
Contaminación con gas.	Presencia de CO ₂ , aumento en el filtrado APAT y presencia de agua en el filtrado, disminución de la densidad, aumento de la viscosidad, inestabilidad en la emulsión.	Utilizar el desgasificador .agregar reactivos para controlar la contaminación de CO ₂ , aumentar la agitación y densidad
Perforación de domos salinos.	Presencia de recorte de sal en temblorinas, incremento de la torsión en la sarta de perforación.	Aumentar la densidad y la salinidad.

Tabla 2

4.4 Perforación con agujero delgado.

Se entiende por agujero delgado, cuando el diámetro del agujero es menor que los usados en los pozos perforados en determinadas regiones, frecuentemente se considera como medio para reducir los costos de perforación.

La perforación con agujero delgado tiene ciertas ventajas como son: se requieren barrenas más pequeñas, que por lo tanto son más baratas; el uso de tuberías y lastrabarrenas de menor diámetro que reducen el costo; se pueden usar equipos de perforación más chicos debido a que las columnas de perforación son más ligeras; utilizar menos cantidad de lodo de perforación y menos cemento, porque se tiene un menor volumen, por lo que se mejora la economía. Sin embargo, también tiene sus desventajas como son: la necesidad de utilizar lodos de mejor calidad para los agujeros delgados; los lodos de mejor calidad tienden a dar velocidades más lentas de penetración; el espacio libre entre el tubo y la formación al ser menor, tiende a producir mayores caídas de presión cuando se está circulando y mayores variaciones de presión cuando se está elevando, con lo que se incrementa la posibilidad de perder lodo en las formaciones; las velocidades de penetración son más bajas porque las barrenas más pequeñas tienen rodillos cortantes más pequeños y más débiles que los de barrenas grandes, por lo que en velocidades de penetración lentas se incrementa el costo de mantenimiento del fluido de perforación.

Los factores que tienden a aumentar el tamaño del agujero más económico son: irregularidades de la formación, dureza y profundidad de la formación.

La relación entre el costo de perforación y el tamaño del agujero se hace en referencia al comportamiento del equipo de perforación haciendo un agujero vertical relativamente derecho, el costo podría bajar adaptándose a las condiciones de las rocas de las formaciones a perforar.

4.5 Métodos para reducir los costos de perforación.

Al realizar una evaluación de los costos que intervienen en la perforación de pozos, se tiene que contar con datos reales de todas las partes del proceso de perforación, además de tener más atención en los que tienen mayor impacto en el costo total y que podría generar mayores ahorros.

Si podemos incrementar la vida de la barrena, obtenemos una doble ventaja, porque se reduce el costo de la barrena y en consecuencia el tiempo de viajes redondos es menor, cabe mencionar que el tiempo de viajes redondos, así como el de inactividad por reparaciones y pescas incrementa el costo de operación; el comportamiento de la barrena podría mejorarse de varias formas, como son: determinando el peso óptimo sobre la barrena, el uso de un diseño diferente de barrena, aumentar la vida de la barrena con el uso de un tipo diferente de fluido de perforación, y determinando la velocidad óptima de rotación.

El porcentaje de depreciación del equipo de perforación se debe cargar a una determinada obra donde depende del número de días necesarios para perforar el pozo, por lo que la depreciación se debe cargar a un pozo determinado.

La depreciación diaria del equipo puede reducirse si hay modo de que el costo inicial de la torre de perforación sea menor. La selección de la torre de perforación para el trabajo que se va a ejecutar es de máxima importancia, porque el uso de un equipo pesado en un área donde se puede trabajar con un equipo más pequeño, generaría un mayor costo y se incrementaría la depreciación del equipo.

El uso de un determinado equipo de perforación, está en función de la profundidad que se va a perforar.

Con respecto a los otros factores de costos, es ventajoso cuando se tiene un trabajo de perforación que se puede comparar con otras operaciones anteriores que se realizaron en la misma área o región.

Factores que reducen los costos de perforación.

- 1) El uso del peso máximo posible en la barrena, dependiendo de la formación, barrena, la capacidad de los lastrabarreras y la cantidad de circulación.
- 2) El uso de velocidades rotarias más lentas en las formaciones más duras, que permiten aplicar mayores pesos en la barrena y dan un total mayor de horas girando en el fondo y mayor metraje perforado por barrena.
- 3) Las relaciones entre peso en la barrena y total de horas girando, así como el total de metros perforados pueden requerir una definición más precisa.
- 4) El uso de aire o gas para circulación, siempre que sea posible, ahorra dinero; el uso de agua o aceite, que también son económicos; el uso de lodos de la más ligera y baja viscosidad y alta pérdida por filtración que sean compatibles con la formación; el uso de lodos de emulsión de aceite y el uso de barreras a chorro con altas relaciones de circulación para formaciones suaves.

4.6 Pagos de las cuentas de perforación.

La mayoría de las operaciones de perforación que se realizan en México son realizadas por compañías contratistas que trabajan para PEMEX, por lo que es necesario un convenio formal por escrito llamado contrato. El contrato que se realiza tiene por objeto establecer las obligaciones y las responsabilidades del contratista de perforación y del dueño del pozo.

En el contrato, la cláusula de mayor importancia es la compensación que el contratista va a recibir por perforar el pozo.

Existen diferentes maneras de pagar los costos de perforación, sin embargo a través de los años se han establecido cuatro métodos diferentes de pago que se han tomado como referencia:

- 1) Tarifa por obra terminada.
- 2) Tarifa por metraje.
- 3) Tarifa por día.
- 4) Tarifa de estímulo.

En el **contrato de perforación por obra terminada**, el contratista está encargado de suministrar todo lo necesario para terminar el pozo, esto también incluye proporcionar la tubería de revestimiento, el cemento, los registros, las pruebas de formación y el lodo de perforación. Por lo que el dueño del pozo no tiene ninguna responsabilidad de cualquier índole y el contratista está comprometido a entregar el pozo terminado o en su caso un agujero seco debidamente taponado.

El costo total de un pozo perforado en base a un contrato por obra terminada es por lo general más alto que cualquier otro, porque el contratista aumenta sus precios normales para compensar los riesgos adicionales que éste trabajo conlleva, aunque se usa poco, tiene ventajas notables para un operador que tiene sólo una cantidad determinada de dinero disponible para la perforación del pozo y en consecuencia no está en una buena posición financiera para asumir los riesgos normales de la perforación.

El contrato que se ha convertido en el de uso común es el de **tarifa por metro**, en el cual el contratista acepta perforar el pozo hasta una cierta profundidad a cambio de una cantidad fijada por metro perforado. Por lo que el resto de servicios que se requieren para perforar el pozo como son revestir el pozo, tomar registros, y hacer pruebas son adicionales y por lo tanto tienen un costo extra o en su caso el dueño será el responsable y podrá contratar estos servicios con otro contratista a un precio diferente a la del metro perforado. La forma en que se pagan estos servicios extras, por lo general es por día.

El pago depende de que el contratista perfora el pozo hasta la profundidad pactada, si ocurre algún contratiempo que impida llegar a la profundidad acordada, entonces el contratista no tiene derecho a cobrar el pago correspondiente a los metros perforados.

En éste tipo de contratos se tienen cláusulas que especifican las retribuciones y las obligaciones para cada una de las partes contratantes.

El contrato por tarifa por día, generalmente se usa cuando los costos por metro perforado no pueden preverse y se tiene una cierta incertidumbre, se utiliza en las áreas donde se principia la perforación, en la perforación submarina, en la perforación profunda, en áreas donde se tienen muchos riesgos y en las operaciones de servicios a pozos.

Se paga al contratista una cierta cantidad por cada día de trabajo a un cierto precio base, en éste caso el contratista sólo proporciona el equipo y la tripulación, mientras que el propietario del pozo provee todos los materiales y servicios necesarios para la perforación.

Por último, en los **contratos de tarifa por estímulo**, está en función del tiempo en que se tarde la realización de la perforación.

Conclusiones.

Para lograr que el proceso de perforación tenga un mejor rendimiento, es necesario contar con todos los datos que se tengan disponibles, aunque sabemos que planear un pozo exploratorio se tiene mucha incertidumbre, debido a que se cuenta con una limitada información; al planear un pozo de desarrollo, aprovechar los datos y la experiencia que nos proporcionan los pozos de correlación que anteriormente se han perforado en la misma zona petrolera.

Aprovechar la tecnología que las diversas empresas dedicadas a la fabricación de herramientas y accesorios, que constantemente están desarrollando y que nos permiten realizar más fácil y en menor tiempo la perforación de los pozos.

Se tiene que realizar el trabajo en conjunto con un grupo de especialistas en las diversas disciplinas que intervienen en todo el proceso de perforación, logrando una sinergia, enfocado a mejorar la calidad de los trabajos, reducir los tiempos de las etapas de perforación y disminuir los costos de los diferentes bienes y servicios que se emplean en la perforación.

Tomar en cuenta las ventajas que se tienen al elegir ciertos tipos de herramientas y accesorios que pueden mejorar la economía en la realización de los pozos; sin embargo, no descartar las desventajas que conlleva ésta selección.

Considerar las características, propiedades y funciones de los elementos que intervienen en todo el proceso de la perforación para así lograr optimizar las operaciones que se realizan en los diversos campos petroleros, con el objetivo de lograr obtener una buena producción de hidrocarburos.

Bibliografía.

- Geología: principios y procesos.
William H. Emmons. 5ta. Edition.
- Geología física.
Arthur Holmes. 8va. Edición.
- Un siglo de la perforación en México.
Capitulo "Barrenas e hidráulica de perforación".
- Un siglo de la perforación en México.
Capitulo "Fluidos de control".
- Tecnología de la perforación de pozos petroleros.
MC. Cray Arthur W. 3er. Ed.
Comp. Edit. Continental.
- Petroleum well construction.
Larry T. Watters SPE vol. 2.
- Applied drilling engineering.
Bourgoyne T. Adam.
Society of Petroleum Engineering 1991.

- www.pemex.com.mx
- www.wdict.net
- www.google.com
- www.jisanta.com
- www.es.esenbd.com
- www.geofisica.
- www.fotonatura.org