



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
"Por mi raza hablará el espíritu"

FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**OBTENCIÓN DE MUESTRAS
REPRESENTATIVAS DE LAS ROCAS DE
LOS YACIMIENTOS PETROLEROS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A:
NADIA MÓNICA LÓPEZ GARCÉS



DIRECTOR DE TESIS:
ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

Ciudad Universitaria, México, D.F.

Noviembre 2009.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Rosa y Laurentino

Por todo el apoyo, comprensión, sacrificio, consejos, paciencia y darme ánimos para salir adelante en la vida con este proyecto. Sin ustedes no hubiera sido posible, los quiero mucho y esta tesis es para ustedes. Mil Gracias papás hoy y siempre.

A mis hermanos Alea Janet y Carlos Ilich

Por darme su apoyo y ayuda en todo momento y por salir adelante a pesar de las adversidades vividas a lo largo de este camino. Los quiero mucho hermanos.

A mi sobrino José David para quien el espacio y el tiempo es un terreno de aventuras y alegrías.

Mi más sincero y especial agradecimiento a mi director de tesis, al Ing. Manuel Juan Villamar Viguera, por invertir parte de su tiempo en la revisión y orientación de la tesis. Gracias.

A mis sinodales Dr. Rafael Herrera Gomez, Ing. Agustín Velasco Esquivel, M.I. Alberto Herrera Palomo, Ing. Octavio Steffani Vargas; les agradezco sus comentarios y aportaciones realizadas.

A mi amigo Marco Antonio Silva Galicia, quien me acompañó durante el proceso de formación y de quien tuve siempre palabras de ánimos en los momentos difíciles.

Al Ing. Luis Gerardo García Vela e Ing. Mauricio Galindo, por su amistad y por apoyarme con información para realizar mi trabajo de tesis. Gracias

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, por darme la oportunidad por medio de las herramientas y conocimientos que imparte en sus aulas, laboratorios, bibliotecas y centros culturales, de superarme como persona y formarme como profesional en una maravillosa universidad.



**OBTENCIÓN DE MUESTRAS REPRESENTATIVAS DE LAS ROCAS DE
LOS YACIMIENTOS PETROLEROS**

	PAG
LISTA DE TABLAS Y FIGURAS	i
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	vi
1.- ROCAS RELACIONADAS A LOS YACIMIENTOS PETROLEROS	1
1.1. ROCAS SEDIMENTARIAS.....	1
1.1.1. Textura de las rocas sedimentarias.....	2
1.2. CLASIFICACIONES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.....	2
1.2.1. Clasificación de Grabau.....	3
1.2.2. Clasificación de Pirsson.....	3
1.2.3. Clasificación de Corrales Zarauza.....	4
1.3. ROCAS GENERADORAS DE HIDROCARBUROS.....	6
1.4. ROCAS ENTRAMPADORAS DE HIDROCARBUROS.....	7
1.4.1. Rocas almacenadoras.....	7
1.4.1.1. Principales rocas almacenadoras.....	8
1.4.1.2. Tipos de Porosidad y Permeabilidad de rocas almacenadoras.....	18
1.4.2. Rocas sello.....	23
2.- IMPORTANCIA DE DISPONER DE MUESTRAS REPRESENTATIVAS DE LAS ROCAS DE LOS YACIMIENTOS.	25
2.1. INTRODUCCIÓN AL CORTE DE NÚCLEOS.....	25
2.2. LA IMPORTANCIA DE NUCLEAR.....	26
2.3. EL PROPÓSITO DE NUCLEAR.....	28
2.4. MÉTODOS DEL NUCLEO.....	29



2.5. ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN LABORATORIO Y APLICACIÓN DE RESULTADOS.....	32
2.6. PLANEACIÓN DEL CORTE DE NÚCLEOS.....	37
3.- ASPECTOS GENERALES RELACIONADOS AL CORTE DEL NÚCLEO	57
3.1. PERFORACIÓN DE UNA ROCA.....	57
3.2. BARRENAS.....	61
3.2.1 Componentes de una barrena.....	62
3.3. BARRENAS PARA LA EXTRACCIÓN DE NÚCLEOS.....	68
3.3.1 Barrenas PDC.....	70
3.3.2 Barrenas con diamante natural.....	73
3.3.3 Barrenas Ballaset.....	74
3.4. CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LAS BARRENAS.....	77
4.- MUESTREROS DE ROCA EN POZOS PETROLEROS.	84
4.1. NUCLEO EN EL FONDO DEL POZO.....	84
4.1.1. Nucleo convencional.....	84
4.1.2. Nucleo a presión.....	102
4.1.3. Nucleo con esponja.....	113
4.1.4. Nucleo con gel.....	121
4.1.5. Nucleo con manga elástica.....	127
4.1.6. Nucleo orientado.....	138
4.1.7. Nucleo con línea de acero.....	146
4.1.8. Nucleo con motor de fondo.....	152
4.1.9. Nucleo y perforación con la misma barrena.....	157
4.2. NUCLEO EN LA PARED DEL POZO.....	160
4.2.1. Herramienta de muestreo de pared por percusión.....	162
4.2.2. Herramienta de muestreo de pared por rotación.....	167



ÍNDICE



4.3.	NUCLEO EN AGUAS PROFUNDAS.....	172
4.3.1.	Barril muestreador rotario básico.....	176
4.3.2.	Nucleo de pistón avanzado.....	177
4.3.3.	Barril muestreador extendido.....	180
4.3.4.	Barril muestreador con diamantes.....	182
4.3.5.	Muestreador con motor de fondo.....	184
4.4.	NUCLEO Y TOMA DE REGISTROS SIMULTANEAMENTE.....	186
4.5.	RESUMEN DE ASPECTOS RELACIONADOS A LOS MUESTREADORES DE FONDO Y DE PARED.....	193
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	195
	BIBLIOGRAFÍA.....	197

LISTA DE TABLAS	PAG
Tabla 1.1 Clasificación de las rocas sedimentarias según grabau	3
Tabla 1.2 Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas según Corrales Zarauza.	5
Tabla 1.3 Clasificación de rocas sedimentarias no detríticas según Corrales Zarauza.	5
Tabla 1.4 Clasificación de rocas carbonatadas propuesta por Dunham	12
Tabla 1.5 Los once tipos principales de rocas carbonatadas de Folk	13
Tabla 1.6 Clasificación de rocas carbonatadas propuesta por Folk	14
Tabla 1.7 Clasificación de rocas carbonatadas con base en el tamaño de grano según folk.	15
Tabla 1.8 Comparación de la porosidad entre areniscas y carbonatos publicada por choquette y pray	17
Tabla 1.9 Porosidades típicas para rocas sedimentarias clásticas con terrígenos comunes y para acumulaciones de sedimento no consolidado.	20
Tabla 1.10 Clasificación de la porosidad en rocas carbonatadas presentada por Choquette y Pray	21
Tabla 2.1 Análisis de laboratorio sobre muestras de rocas y aplicación de resultados en áreas técnicas de geología y geofísica.	33
Tabla 2.2 Análisis en laboratorio sobre muestras de rocas y aplicación de resultados en áreas técnicas de perforación, terminación y reparación de pozos.	34
Tabla 2.3 Análisis en laboratorio sobre muestras de rocas y aplicación de resultados en áreas técnicas de caracterización, comportamiento y simulación de yacimientos.	35
Tabla 2.4 Análisis de laboratorio sobre muestras de roca y aplicación de resultados en áreas técnicas de producción	36
Tabla 2.5 Ventajas y limitaciones de los diferentes tipos de muestreo	42
Tabla 2.6 Hoja de registro con información importante que debe enviarse al laboratorio junto con los núcleos.	51
Tabla 3.1 Muestra el grado de dureza y abrasividad de algunas rocas sedimentarias.	59
Tabla 3.2 Constantes elásticas dinámicas de las rocas.	61
Tabla 3.3 Tipos de barrenas para la obtención de muestras de núcleos.	70
Tabla 3.4 Características de las barrenas muestreadoras PDC	71
Tabla 3.5 Características de las barrenas muestreadoras con diamante natural	73
Tabla 3.6 Características de las barrenas muestreadoras ballaset.	75
Tabla 3.7 Selección de barrenas nucleadoras basándose en la litología.	76
Tabla 4.1 Tamaños de barriles muestreadores convencionales.	88
Tabla 4.2 Tipos y características de tubos o fundas del barril interno.	90
Tabla 4.3 Variedad de tamaños del barril nucleador con esponja.	118
Tabla 4.4 Muestra el mejoramiento de datos de saturación y mojabilidad del núcleo obtenido por medio del sistema con gel.	122
Tabla 4.5 Características y beneficios del muestreo con gel.	125
Tabla 4.6 Especificaciones de la herramienta de medición electrónica magnética.	144
Tabla 4.7 Diámetros de herramientas y de núcleos relacionados al muestreo con línea de acero	148
Tabla 4.8 Especificaciones del sistema integral de núcleo con motor de fondo	156
Tabla 4.9 Características de la herramienta de rotación para cortar núcleos de pared	170
Tabla 4.10 Especificaciones técnicas de las herramientas de muestreo de rocas rcb, apc, xbc	182
Tabla 4.11 Características técnicas del barril nucleador con motor de fondo	185
Tabla 4.12 Características generales de los diferentes muestreadores de núcleo de fondo y de pared	193

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Lugar donde se almacenan los núcleos	28
Figura 2.2	Mesa de trabajo para colocar, observar y seleccionar los núcleos en el laboratorio	36
Figura 2.3	Aspecto geológico y petrofísico de los sedimentos	43
Figura 2.4	Tubo sellado herméticamente	53
Figura 2.5	Bolsas plásticas con sello hermético	54
Figura 2.6	Cajas de congelamiento	54
Figura 2.7	Estas cajas pueden ser utilizadas para transporte terrestre o puestas dentro de un armazón de hierro para transporte marítimo.	56
Figura 3.1	La roca falla por esfuerzos de corte	62
Figura 3.2	La roca falla por esfuerzos compresivos	62
Figura 3.3	Partes esenciales de una barrena tricónica	63
Figura 3.4	Partes esenciales de una barrena pdc	63
Figura 3.5	Barrena bicéntrica	64
Figura 3.6	Barrena ampliadora	64
Figura 3.7	Gráfica comparativa de eficiencia en términos de la energía específica	66
Figura 3.8	Diferentes tipos de cortadores	70
Figura 3.9	Núcleo cortado con la barrena anti-giro	72
Figura 3.10	Núcleo cortado con la barrena convencional de giro	72
Figura 3.11	Peso de la barrena recomendado para barrenas muestreadoras.	79
Figura 3.12	Muestra la relación entre la velocidad de rotación (rpm) y los tipos de rocas	81
Figura 4.1	Elementos importantes de un barril convencional.	86
Figura 4.2	Partes internas importantes del barril nucleador convencional.	87
Figura 4.3	Diseño de diversos atrapanúcleos convencionales.	91
Figura 4.4	Estabilizadores: (a) bordes rectos, (b) bordes en espiral y (c) bordes de metal de alta dureza.	93
Figura 4.5	Ensamblaje del barril nucleador interno.	95
Figura 4.6	Etapas de las operaciones antes de empezar el muestreo.	96
Figura 4.7	Etapas de las operaciones durante el muestreo.	98
Figura 4.8	Diagrama donde se muestra: a) la operación de núcleo y b) la recuperación del núcleo del fondo del agujero.	100
Figura 4.9	Barril muestrero de núcleos a presión.	104
Figura 4.10	Descarga en la cara de la barrena.	108
Figura 4.11	Esquema del sistema de muestreo a presión, en la parte derecha se observa la herramienta una vez tomada la muestra, se activa el sistema de recuperación, el barril nucleador se retrae y la válvula de bola se cierra.	110
Figura 4.12	Barril nucleador con esponja.	114
Figura 4.13	Partes esenciales del barril con esponja.	115
Figura 4.14	Corte transversal del tubo de aluminio con la esponja y el núcleo.	115
Figura 4.15	Muestra (a) un atrapador de núcleos de bola y (b) un tapón especial.	116

Figura 4.16	Sección del tubo de aluminio con esponja y núcleo.	117
Figura 4.17	Cambios de saturación de fluidos en el núcleo por cambios de presión y temperatura al llevarlo a la superficie.	119
Figura 4.18	Ensamblado para la preservación del núcleo en el fondo del pozo: (a) pistón del barril interior cerrado antes del encapsulado del núcleo, (b) válvula liberadora de gel abierta, (C) encapsulación del gel y preservación del núcleo.	123
Figura 4.19	Muestra la trayectoria del fluido de perforación y del gel antes y durante la toma de la muestra.	124
Figura 4.20	Barril nucleador para formaciones suaves y deleznales	130
Figura 4.21	Situación del barril nucleador de manga elástica en el fondo del pozo	132
Figura 4.22	Situación del barril nucleador de manga elastica nucleando	132
Figura 4.23	Situación del barril nucleador con manga elástica en la recuperación del núcleo	133
Figura 4.24	Hydrolift full closure catcher.	134
Figura 4.25	Mecanismo de recuperación con el atrapanúcleos hydrolift de cierre total.	135
Figura 4.26	Muestreo orientado	138
Figura 4.27	Líneas de orientación marcadas en el núcleo.	139
Figura 4.28	Barril para corte de núcleo orientado.	140
Figura 4.29	Partes internas esenciales del barril para corte de núcleo orientado.	141
Figura 4.30	Atrapanúcleos orientado con tres marcadores de tungsteno de carbón.	142
Figura 4.31	Tipos de zapatas trazadoras para varios tipo de formación.	142
Figura 4.32	Herramienta de medición electrónica magnética.	144
Figura 4.33	Herramienta modular magnética.	145
Figura 4.34	Barril muestreador para línea de acero	147
Figura 4.35	Tapón perforador solo y ensamblado	148
Figura 4.36	Núcleo inmediatamente después de removerlo del barril muestreador	149
Figura 4.37	Ejemplo de una buena recuperación en núcleo fracturado en calizas duras	149
Figura 4.38	Esquemas que muestran las etapas de nucleo y de perforación, utilizando tapón perforador, con equipo para línea de acero	150
Figura 4.39	Nucleo con sistema de motor integral	154
Figura 4.40	Elemento para caída de canica	154
Figura 4.41	Estabilizadores	155
Figura 4.42	Barrena nucleadora con tapón removible (a) acondicionada para nuclear y (b) acondicionada para perforar	157
Figura 4.43	Muestra la herramienta perforadora-nucleadora con elementos para tomar registros de rayos gamma, así como direccionales y de inclinación.	158
Figura 4.44	Herramienta de muestreo de pared por percusión	162
Figura 4.45	a) se encuentra la carga lista para ser disparada; b) se ha disparado el pequeño barril muestreador y c) se recupera la muestra.	163
Figura 4.46	Muestra el cañón con la serie de pistolas con los cilindros donde se aloja la muestra	164

Figura 4.47	Herramienta de muestreo de pared por percusión	165
Figura 4.48	Muestras de núcleos de pared de pozo obtenidas por el método de rotación	167
Figura 4.49	Muestreador mecánico rotario de pared	168
Figura 4.50	Mecanismo de la toma del núcleo de pared por rotación	169
Figura 4.51	Pequeñas barrenas muestreadoras de pared de pozo	169
Figura 4.52	Esquema de la herramienta RCB y componentes principales, la imagen muestra el esquema de trabajo de la herramienta.	176
Figura 4.53	Esquema del funcionamiento de la herramienta APC y sus componentes principales. (a) antes de la recuperación del núcleo, (b) durante la recuperación del núcleo	178
Figura 4.54	Calidad de núcleos: (a) obtenido por método rotario y (b) obtenido por pistón	179
Figura 4.55	Esquemas de la herramienta XCB en dos escenarios diferentes, a la izquierda se tiene el esquema de la herramienta utilizada en sedimentos suaves, a la derecha en sedimentos más consolidados.	180
Figura 4.56	Esquema de operación de la herramienta ADCB y sus principales componentes.	183
Figura 4.57	Esquema del barril nucleador con motor de fondo y sus componentes principales. Se aprecia en la figura el funcionamiento del barril muestreador interno	185
Figura 4.58	Sistema de corte de núcleo y toma de registro de resistividad durante el nucleado	189
Figura 4.59	Esquema de la tecnología LWC.	190
Figura 4.60	Ilustración de un ensamble de fondo de pozo LWC.	191

RESUMEN

Esta tesis tiene como objetivo reunir y describir las etapas principales para la extracción de núcleos en los pozos petroleros: a) planificación, b) corte, c) manejo y d) preservación de ellos, para obtener muestras de roca representativas de la formación de interés, minimizando la alteración física del núcleo durante el tiempo, desde su extracción hasta que es entregado al laboratorio. También se consideran las aplicaciones que tienen la información y los resultados obtenidos de los núcleos mediante pruebas realizadas en el laboratorio.

El contenido del trabajo se presenta en cuatro capítulos.

En el primer capítulo se definen conceptos básicos que permiten comprender la importancia de las características de las rocas sedimentarias para poder deducir la distribución y la estructura interna de las diversas formaciones sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos.

El segundo capítulo resume la información sobre la planificación de la extracción de muestras representativas de la formación. Se considera la necesidad de tomar núcleos según el tipo y ubicación del pozo, los tipos de núcleos que se pretenden obtener, la cantidad de ellos, así como su protección y su preservación para que no se dañen durante el transporte desde el pozo hasta el laboratorio y se conserven en buenas condiciones el tiempo que estarán almacenados.

En el tercer capítulo se definen conceptos importantes sobre los parámetros propios de la operación del corte de núcleos en un pozo para lograr una extracción eficiente.

El cuarto capítulo presenta un panorama de la tecnología del corte de núcleos que ha avanzado en forma considerable para maximizar las recuperaciones de los diferentes tipos de rocas, y a la vez minimizar el daño en el núcleo, dependiendo de las características propias de la roca a muestrear, y se describen brevemente las operaciones de campo correspondientes.

Al final del trabajo se hacen algunos comentarios con respecto a las conclusiones alcanzadas y a las recomendaciones que se juzga conveniente hacer. Asimismo, se incluye una relación de la bibliografía consultada.

INTRODUCCIÓN

Durante décadas, la industria petrolera se ha visto obligada a mantener una continua evolución, invirtiéndose grandes cantidades de recursos en la investigación. Estos esfuerzos han llevado al desarrollo de nuevas técnicas que hoy por hoy hacen posible mejorar la explotación de los campos petroleros. Estas nuevas técnicas han basado su desarrollo en el avance de distintas ramas de la ciencia, como: sistemas de cómputo, ingeniería de materiales, sistema de comunicación satelital, estandarización de procedimientos, sistemas de control y monitoreo en tiempo real, entre otras.

La evaluación de los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran tanto en rocas carbonatadas, como en silicásticas (predominantemente areniscas y lutitas) ha sido de importante prioridad para los investigadores y productores de petróleo y gas. En todo el mundo, los yacimientos localizados en esos tipos de roca son de gran importancia en el ámbito petrolero. Es de suma importancia que el Ingeniero Petrolero conozca, lo mejor posible, todas las características y propiedades de tales yacimientos.

La comprensión de la historia de las rocas sedimentarias que almacenan aceite y/o gas ofrece muchas ventajas a los especialistas involucrados en todas las etapas de la vida productiva de los yacimientos, desde la exploración hasta el abandono.

Para entender mejor el comportamiento de tales yacimientos y establecer procesos de recuperación más eficientes, desde el inicio de su explotación hasta las etapas avanzadas, se requiere conocer las características más importantes de la roca, que permitan evaluar el potencial de las formaciones. Con la mayor información posible de las rocas, obtenida de varias fuentes como lo es a través del análisis de núcleos, se genera un modelo geológico-petrofísico del yacimiento.

El análisis de núcleos es un componente importante en la evaluación de la formación y en la caracterización de los yacimientos, especialmente cuando se están desarrollando yacimientos complejos.

En la industria petrolera se dispone de tecnología para la extracción de núcleos, la cual ofrece una gran variedad de sistemas para la obtención de muestras de rocas que, combinados con una serie de procedimientos hacen factible obtener núcleos de alta calidad, a costos razonables, para diferentes tipos de aplicación. Con muestras de calidad, se podrán determinar y comprender mejor las características de las formaciones con el fin de poder alcanzar los objetivos de producción.

En esta tesis se consideran diversos aspectos importantes para lograr que en la superficie se tengan muestras de roca representativas de los yacimientos petroleros.



1. ROCAS RELACIONADAS A LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

1.1 ROCAS SEDIMENTARIAS

Las rocas de la corteza terrestre son de origen ígneo o sedimentario, o bien, son los equivalentes metamórficos de ellas. Las rocas ígneas son resultado del enfriamiento y solidificación del magma; las que se muestran en la superficie están expuestas a agentes que tienden a destruirlas. Partes de ellas son disueltas, otras partes se descomponen dando lugar a nuevos minerales y otras partes mas se rompen en fragmentos.

Las rocas sedimentarias están formadas a partir de la desintegración o descomposición de rocas pre-existentes. Cuando los materiales erosionados y transportados se depositan forman cuerpos no consolidados de arena, grava y lodos. Frecuentemente las rocas sedimentarias se encuentran dispuestas en capas o estratos. Se ha observado que las rocas sedimentarias se depositan en forma de capas individuales, sensiblemente horizontales, superpuestas. A este hecho se le denomina estratificación; es una propiedad exclusiva de las rocas sedimentarias y es una de sus características.

La formación de rocas sedimentarias se inicia con el intemperismo físico (mecánico) o químico. Los productos del intemperismo constituyen la materia prima de las rocas sedimentarias. Los agentes erosivos (de transporte), ríos, viento, glaciares, corrientes oceánicas desplazan los materiales intemperizados hasta su depositación. Posteriormente son transformados en rocas (litificación).

Los productos resultantes de esta destrucción se pueden colocar en 3 grandes grupos: Carbonatos, Arcillas y Arenas (incluye gravas y fragmentos más grandes).

Cada uno de estos productos está sujeto a un transporte largo o corto hasta que finalmente llegan a su lugar de depósito. En este lugar son cementadas, compactadas o recristalizadas formando las rocas del grupo sedimentario.

Los tres minerales más comunes son los del grupo de las arcillas, sílice y carbonatos de calcio; otros minerales menos comunes son: dolomita, halita, yeso y anhidrita, feldspatos, micas y minerales de hierro y materia orgánica.

1.1.1 TEXTURA DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

Se refiere al tamaño, forma y arreglo de las partículas que la constituyen. Las cuales se dividen en:

📖 **Textura Clástica:** La forma y tamaño de las partículas (sedimentos) es determinante en la naturaleza de la roca resultante. De acuerdo con el tamaño de las partículas de sedimentos clásticos es el tipo de roca sedimentaria.

📖 **Textura No Clástica:** Tiene una apariencia cristalina en la cual los granos están entrelazados. Los cristales que se precipitan de una solución acuosa son muy pequeños aunque pueden crecer por presión; es común una apariencia similar a las rocas ígneas cristalinas; de acuerdo con el tamaño de los cristales pueden ser de grano fino (menos de 1 mm) medio (1 a 5 mm) o grueso (más de 5mm).

1.2 CLASIFICACIONES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

Existe confusión en los nombre de los sedimentos después que han sido litificados y transformados en rocas, es conveniente señalar las bases utilizadas para la clasificación. A continuación es conveniente señalar las bases utilizadas para las clasificaciones mas conocidas:

1.2.1 CLASIFICACIÓN DE GRABAU

Es un ejemplo de clasificación genética que considera a las rocas en dos grandes grupos: exógenas (formadas por fuerzas externas: erosión y transporte de las partículas), endógenas (formadas por fenómenos químicos y crecimientos orgánicos), como se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Clasificación de las rocas sedimentarias según Grabau.

GRUPO	CLASE	ORIGEN
Exógenas	Piroclastos	Acumulación de partículas sólidas expulsadas por volcanes.
	Autoclastos	Material triturado por fallas.
	Atmoclastos	Material residual del intemperismo.
	Anemoclastos	Acumulación de material acarreado por el viento.
	Hidroclastos	Acumulación de material acarreado por el agua.
	Bioclastos	Acumulación de restos orgánicos.
Endógenas	Hidrolitos	Precipitación química
	Biolitos	Acción de organismos o procesos bioquímicos

1.2.2 CLASIFICACIÓN DE PIRSSON

Se basa en dos características principales: modo de formación y composición de las características físicas.

A. Sedimentos de origen mecánico.

1. Depósito de origen acuoso.
 - a. Conglomerados y brechas.
 - b. Areniscas y arenas.
 - c. Lutitas y arcillas.

2. Depósito de origen terrestre.
 - a. Loess.
 - b. Dunas de arenas.

B. Sedimentos de origen químico formados a partir de soluciones.

1. Concentración.
 - a. Sulfatos: yeso y anhidrita.
 - b. Cloruros: halita (sal de roca).
 - c. Sílice: calcedonia, etc.
 - d. Carbonatos: calizas, travertino.
 - e. Rocas ferruginosas: mineras de fierro.

2. Orgánicas formadas a través de la acción de plantas y animales.
 - a. Carbonatos: calizas de varios tipos.
 - b. Sílice: calcedonia, diatomita, tierras de radiolarios.
 - c. Fosfatos: roca fosfática.
 - d. Carbón: rocas de serie carbonífera.
 - e. Sedimentos conteniendo hidrocarburos.

1.2.3 CLASIFICACIÓN DE CORRALES ZARAUZA.

Divide a las rocas en dos grandes grupos: rocas detríticas y rocas no detríticas, limitando dos grandes grupos de características diferentes. De las rocas detríticas establecen tres subgrupos o clases de acuerdo al tamaño: ruditas, arenita y lutita. Dentro de las rocas no detríticas se establecen seis divisiones o clases a partir de la composición química. Ver Tablas 1.2 y 1.3.

Tabla 1.2. Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas según Corrales Zarauza.

GRUPO	Ø mm.	Clase	Sedimento y Tamaño Textural		Compactada	Criterios de Subdivisión
ROCAS DETRÍTICAS	256	Ruditas	Bloques	Grava	Según forma: Conglomerado (redondeado) Brecha (angulosos)	1. Génesis. 2. Composición de cantos.
	2		Cantos			
	1/2	* Arenitas	Arena muy gruesa		Arenisca	1. Composición. % de cuarzo % de feldespatos % de fragmentos de rocas % de matriz detrítica 2. Génesis
	1		Arena gruesa			
	1/4		Arena media			
	1/8		Arena fina			
	1/16		Arena muy fina			
	1/256	* Lutitas	Limo		Limolita	1. Color. 2. Composición. 3. Textura.

*las clases marcadas con asterisco forman en total más del 99% de las rocas sedimentarias.

Tabla 1.3. Clasificación de rocas sedimentarias no detríticas según Corrales Zarauza.

GRUPO	CLASE	CRITERIOS DE SUBDIVISIÓN
ROCAS NO DETRÍTICAS	* Rocas Carbonatadas	1. Composición 2. Textura
	Evaporitas	1. Composición
	Rocas Silíceas de origen orgánico y químico	1. Génesis 2. Composición
	Rocas Aluminio - Ferruginosas de origen químico	1. Composición 2. Génesis
	Rocas organogenas	1. Composición 2. Textura y Estado Físico
	Rocas Fosfatadas	1. Textura y Estructura 2. Génesis

*las clases marcadas con asterisco forman en total más del 99% de las rocas sedimentarias.

1.3 ROCAS GENERADORAS DE HIDROCARBUROS

La generación de petróleo y la migración primaria del mismo, se efectúan en la roca generadora. La determinación de una roca generadora esta basada en:

1. Su contenido de materia orgánica.
2. El tipo de materia orgánica.

El análisis óptico permite definir cualitativa y cuantitativamente cuatro tipos de materia orgánica:

♣ Algáceo ♣ Herbáceo ♣ Leñoso ♣ Carbonoso

La predominancia de la materia orgánica de los tipos algáceos y/o herbáceos, permite considerar a la roca como generadora de hidrocarburos líquidos; asimismo los tipos leñosos y carbonosos dan lugar a hidrocarburos gaseosos. Si el residuo palinológico contiene materia mixta, entonces podemos considerar a la roca como generadora de de petróleo y gas.

Materia Orgánica. Comprende una fracción soluble en solventes orgánicos (tetracloruro de carbono, acetona, etc.) y una fracción insoluble. La segunda se refiere a la materia orgánica de las lutitas bituminosas.

El Kerógeno es la forma mas abundante de materia orgánica fósil, existen en forma dispersa en las rocas y es la fuente del petróleo y del gas, así como el constituyente orgánico de las lutitas bituminosas. A partir de un kerógeno determinado, se forman por una parte los hidrocarburos ricos en hidrogeno y por otro un kerógeno residual, sobre todo poliaromático y pobre en hidrogeno.

La calidad de un kerógeno, es decir su capacidad para producir petróleo o gas, depende en primer lugar de su composición original. Un kerógeno rico en hidrogeno y en cadenas alifáticas, puede proporcionar una cantidad importante de aceite y después de gas si esta sepultado a una profundidad suficiente, principalmente si la materia orgánica es derivada del fitoplacton, como las algas o las bacterias. Por el contrario, un kerógeno pobre en hidrogeno; constituido principalmente de material poliaromático y de grupos funcionales oxigenados, posee un bajo potencial de aceite; sin embargo, podrá producir gas por cracking a gran profundidad.

1.4 ROCAS ENTRAMPADORAS DE HIDROCARBUROS

1.4.1 ROCAS ALMACENADORAS

Es aquella roca que sea capaz de almacenar a los hidrocarburos. Generalmente tienen una extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que estos están restringidos a la trampa. La mayor parte de las acumulaciones de petróleo en el mundo se encuentran en rocas almacenadoras clásticas o detríticas, incluyendo las areniscas, pero en México la mayor producción es en rocas carbonatadas.

Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como almacenadora debe de ser:

📖 Poroso: Poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. La porosidad de las rocas de yacimiento o almacenadoras, normalmente queda dentro del intervalo de 5% a 30%, la porosidad de la roca carbonatada frecuentemente es algo menor que en las areniscas pero la permeabilidad de los carbonatos puede ser superior

📖 Permeable: Sus poros deben de estar interconectados de manera que cedan fácilmente los hidrocarburos al ser alcanzados por un pozo para que la roca sea permeable y permita el movimiento del agua, aceite o gas; así como contener poros o espacios para almacenar el petróleo.

📖 Mostrar cierta continuidad lateral y vertical: Las características almacenadoras de una roca pueden ser originales como la porosidad intergranular de las areniscas, o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de rocas. Los cambios secundarios pueden aumentar la capacidad almacenadora de una roca o puede provocarla en rocas que no tenían originalmente.

1.4.1.1 Principales Rocas Almacenadoras

La mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas almacenadoras detríticas o químicas. En el primer grupo, las representantes más importantes son las areniscas; en el segundo grupo, está representado por dolomías y calizas a las que en lo sucesivo denominaremos rocas carbonatadas.

A. Areniscas.

Las areniscas se presentan en una variedad de consolidaciones y en algunas partes del país, presentan texturas muy heterogéneas. Aunque la mayor parte de las areniscas son de granos muy finos a medios; por lo general, los núcleos tomados de yacimientos en areniscas tienen mayor número de servicios a realizar una vez que llega al laboratorio. Son mucho más susceptibles a daños de formación debido a la delicadeza de su mineralogía, y la tortuosidad de su sistema de poro. Por lo mismo, la tortuosidad de su sistema de poro requiere mayor número de herramientas para caracterizar dicho sistema y conocer su efectividad para transmitir fluidos.

Areniscas consolidadas

Las areniscas consolidadas por lo general son las que tienen de moderada a baja porosidad y permeabilidad. Debido a su regular a pobre calidad de roca, frecuentemente se les realizan estimulaciones para mejorar la producción de las mismas.

Los estudios del laboratorio dedicados a suministrar información para el diseño de las estimulaciones de los yacimientos frecuentemente requieren que el núcleo sea tomado con una técnica para orientarlo y preservarlo desde la boca del pozo. En otras instancias, dependiendo del objetivo de la toma del núcleo y las pruebas del laboratorio programadas, es posible que el núcleo consolidado no requiera preservación alguna.

Los núcleos de arenisca consolidada impregnados con aceite, por ejemplo los de Chicontepec, siempre deben contar con preservación realizada en el pozo. Frecuentemente los núcleos de la cuenca de Burgos no requieren preservación.

La mayor parte de las areniscas consolidadas se encuentran productivas en la cuenca de Burgos y el paleocanal de Chicontepec. Otras de menos importancia existen en la subcuenca de Macuspana, la cuenca de Misantla y la cuenca terciaria de Veracruz. Las cuencas de Misantla, Veracruz y Macuspana cuentan con areniscas friables que son, o que potencialmente pueden ser prolíferas para la producción de aceite y gas. A veces, estas areniscas resultan no consolidadas.

Areniscas no consolidadas

Cuando se sospecha que el núcleo puede presentar sedimentos deleznable, muy friables o no consolidados, se debe contar con un corte, preservación y manejo muy especial. Más del 90% de los núcleos cortados en areniscas deleznable en México hasta la fecha de la publicación de esta guía, han sufrido daños irreparables antes de llegar al laboratorio. Desde un corte brusco, lavado de los sedimentos frente la corona, el viaje a la superficie, su manejo en la superficie, la falta de estabilización en el pozo, todo permite un reacomodo de los granos de las areniscas produciendo un empacamiento de granos no representativo del yacimiento. La textura de las arenas (tamaño de grano, clasificación de granos, angulosidad y esfericidad) con poca o nula arcilla define muchas de las características (reserva y comportamiento de producción) de las areniscas.

La alteración de estas texturas por descuido en la planificación de la toma del núcleo representa un gasto innecesario y una pérdida para la empresa.

La mayor parte de las areniscas no consolidadas han sido productivas en la Región Marina Suroeste, en las cuencas de Macuspana, Reforma Comalcalco, Istmos de Salinas. Por lo general se encuentra a profundidades menores a 2000 metros en las cuencas mencionadas.

B. Carbonatos.

Los yacimientos en carbonatos tienen una gran variedad de texturas y sistemas porosos. Muchas de las rocas carbonatadas tienen textura cristalina bastante compacta con poca porosidad exceptuando aquellas que tienen presencia de fracturas. Por lo general, estas rocas son fáciles de manejar en cuanto a su preservación en el pozo. La preservación que requieren estos tipos de caliza cuando están impregnados con aceite tiene la finalidad de prevenir la oxidación de crudo.

Su sistema poroso de matriz por lo general cuenta con gargantas de poros pequeñas, son de baja permeabilidad de matriz, entonces en algunos casos cuando transcurre poco tiempo entre la recuperación del núcleo y su llegada al laboratorio, no se requiere preservación alguna (solo colocar tapas en los extremos de los tubos antes de despachar al laboratorio).

Los carbonatos con texturas más complejas, incluyendo porosidad por disolución (brechas, por ejemplo), son mucho más delicados, y si están impregnados con aceite, se requiere mantener el aceite aislado del aire con una preservación adecuada. La preservación cumple el objetivo de evitar oxidación del aceite que podría provocar cambios de mojabilidad y para facilitar la limpieza de aquellas muestras que las requieren.

La preservación debe ser realizada de tal manera que no afecte la porosidad de la roca, bien sea porosidad formada por fracturas abiertas o por cavidades de disolución. La inyección de sustancias de preservación daña la porosidad, reduciéndola a valores menores que su estado natural. Esto afecta todas las mediciones realizadas sobre el núcleo en el laboratorio.

La anisotropía de la transmisibilidad de los fluidos en los yacimientos de rocas carbonatadas debe ser tomada en cuenta en la planificación del núcleo si la medición del mismo es importante para el desarrollo o explotación del yacimiento. Los sistemas de fracturas frecuentemente presentes en yacimientos de calizas y dolomías son caracterizados mediante un núcleo orientado. Los núcleos pueden ser orientados cuando se tomen, o posteriormente en el laboratorio.

En cualquiera de los dos casos, el núcleo requiere un manejo inicial (desde el pozo) particular para asegurar que se obtenga la mejor información de los estudios del laboratorio.

La mayor parte de los niveles Mesozoicos productivos son del sur del país, en los estados de Tabasco y Campeche, aunque también existen en la plataforma de Córdoba, parte de la Faja de Oro, Sur de Tamaulipas, y la cuenca de Sabinas.

B.1. Clasificación de Rocas Carbonatadas.

Existen tres clasificaciones de mayor uso en la actualidad, cada una se enfoca o hace énfasis en un aspecto diferente, pero las tres se fundamentan en la clasificación de Dunham, basada en la textura y es la más ampliamente usada. Las clasificaciones son:

Clasificación de Dunham

Esta clasificación identifica una muestra de roca fácilmente de acuerdo a los siete términos que propone Dunham los cuales son presentados a continuación y en la Tabla 1.4.


- ♣ Mudstone: Rocas que a simple vista se detecta que en su mayoría están formadas por lodo carbonatado, los granos (fósiles, ooides, etc.) son menos del 10% de la roca.
- ♣ Wackestone: Los granos ya son un porcentaje mayor al 10% de la roca, y están soportados por lodo, esto es como si flotaran en una matriz de lodo.
- ♣ Packestone: Tiene una gran cantidad de granos con lodo entre ellos, ya no son soportados por el lodo sino por granos.
- ♣ Grainstone: La cantidad de granos es superior a la de una packestone, con esparita entre ellos y con muy poco o sin nada de lodo (fango microcristalino).
- ♣ Floatstone: 10% o más de los granos son mayores a 2 milímetros de diámetro y la matriz es de lodo. (como una Packestone)
- ♣ Rudestone: 10% o más de los granos son mayores a 2 milímetros de diámetro y la matriz es de esparita. (como una Grainstone)
- ♣ Boundstone: Los componentes orgánicos originales se consolidan en la roca desde su depositación (como son colonias de corales y estromatolitos).





Tabla 1.4. Clasificación de rocas carbonatadas propuesta por Dunham.

LA TEXTURA ORIGINAL DEL DEPÓSITO ES RECONOCIBLE				LA TEXTURA NO SE RECONOCE	
Los componentes originales no están soldados			Componentes soldados	CARBONATOS CRISTALINOS	
Contiene lodo		Sin lodo	B O U N D S T O N E		
Sostenida por lodo	Sostenida por granos				
% Granos vs Matriz		P A C K S T O N E			G R A I N S T O N E
<10% Granos	>10% Granos				
M U D S T O N E	W A C K S T O N E				

Clasificación de Folk.

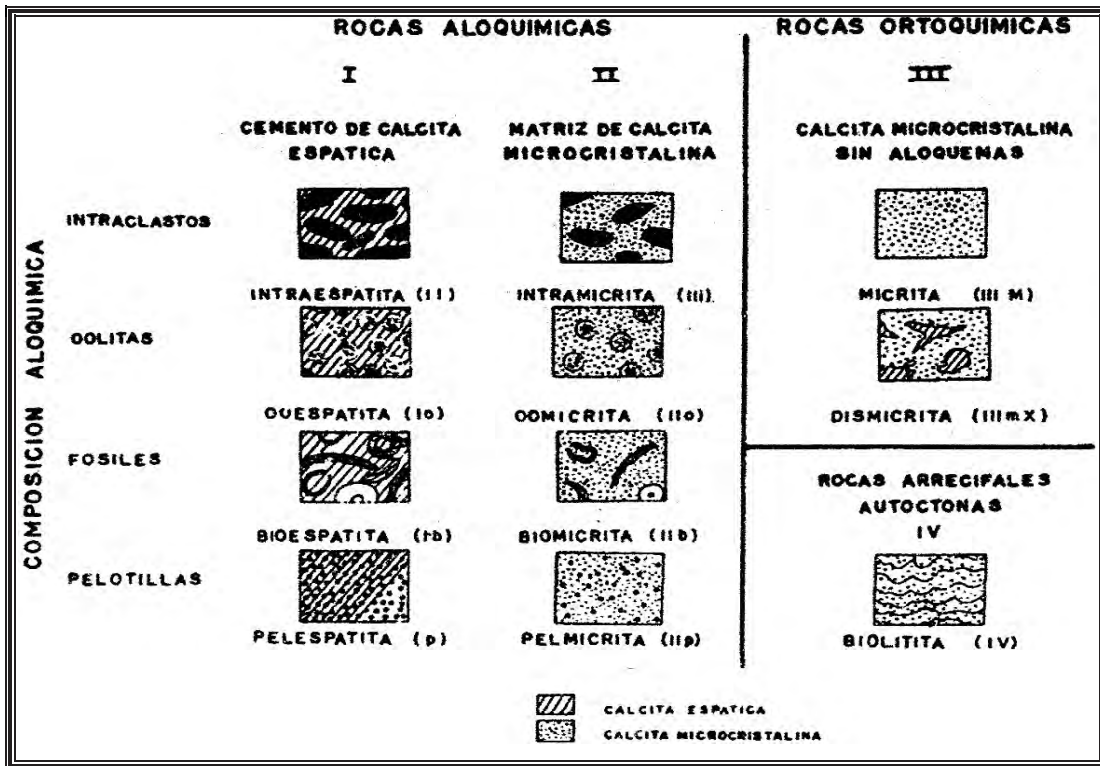
Hace una división práctica en tres familias principales de calizas determinando las diferentes proporciones de los tres miembros externos. En la Tabla 1.5 se puede observar la clasificación de acuerdo a estas familias.

 Aloquímicos (Espáticas y Microcristalinas). Son partículas carbonatadas procedentes de la propia cuenca, entre las que Folk distingue:

-  Intraclastos. Fragmentos de sedimento carbonatado parcialmente compactado. Tamaño arena o rudita y forma variada.
-  Oolitos. Partículas esferoidales y ovoides con estructura radial y/o concéntrica.
-  Fósiles. Caparazones o restos de organismos sin romper. En el caso de estos fragmentos se les consideran interclastos.
-  Pelets. Partículas en forma esferoidal de tamaño de limo o arenas, sin estructura interna.

- Ortoquímicos.
- Ⓢ Micrita. Lodo de calcita microcristalina. Cristales de 1 – 4 micras. Producto de precipitación química o bioquímica que puede constituir sedimentos o rocas o formar matriz de rocas carbonatadas con abundancia de aloquímicos.
- Ⓢ Esparita. Es el cemento de calcita con cristales superiores a 10 micras, claros al microscopio.

Tabla 1.5. Los once tipos principales de rocas carbonatadas de Folk.



Estas son las tres familias que se determinan con base en el contenido de sus miembros externos, pero debido a que algunas calizas están en parte, constituidas por estructuras orgánicas que crecieron in situ y formaron una masa resistente durante su crecimiento, tales como los biohermas, se clasifican en una cuarta familia debido a su modo génesis único, y estas rocas son denominadas *Biolitas*.

En la siguiente Tabla 1.6 se presenta la clasificación para rocas carbonatadas de Folk de manera práctica y resumida.

Tabla 1.6. Clasificación de rocas carbonatadas propuesta por Folk.

COMPOSICIÓN VOLUMÉTRICA DE ALOQUÍMICOS		> 10 % DE ALOQUÍMICOS		< 10 % DE ALOQUÍMICOS		Rocas Biohermales	
		CALCITA ESPÁTICA > MATRIZ MICRITICA	MATRIZ MICRITICA > CALCITA ESPÁTICA	1 - 10 % Aloquímicos	< 1% Aloquímicos		
> 25% INTRACLASTOS		Intrasparrudita Intramicro	Intramicro Intramicro	ABUNDANTES ALOQUÍMICOS	Intraclastos: Micro con intraclastos	Organismos en posición de crecimiento	
		Oosparrudita Oosparita	Oomicro Oomicro		Ooides: Micro con Oolitas		Micro, o parches de spatita.
< 25 % Intraclastos Ooides Volumen Fósiles / Peloides	> 3:1	Bioesparrudita Biosparita	Biomicro Biomicro		Fósiles: Micro fossilífera	Presenta Dismicro	
		3:1 a 1:3	Bioesparrudita Biopelsparita		Bioelmicro Bioelmicro		Peloides: Micro peletífera
	< 1:3	Pelsparita	Pelmicro				

Clasificación de Folk con base en el tamaño de grano

Esta es la más simple de las tres, y es frecuentemente usada, ya que divide a las calizas por su tamaño de grano de la siguiente manera:

- Si la mayoría de los granos son mayores a 2 mm. Entonces es una Calcidurita.
- Si la mayoría de los granos se encuentra entre 2 mm. y 62 µm, entonces es una Calcarenita.
- Si la mayoría de los granos son menores a los 62 µm, entonces se llama Calcilita.

Tabla 1.7. Clasificación de rocas carbonatadas con base en el tamaño de grano según Folk.

LIMITES	TRANSPORTADOS	AUTIGENICOS	LIMITES
64 mm. 16 mm. 4mm	Calcirrudita muy gruesa. Calcirrudita gruesa. Calcirrudita media.	Cristalino Extremadamente grueso	4 mm.
1 mm.	Calcirrudita fina.	Cristalino muy grueso	1 mm.
0.5 mm. 0.25 mm.	Calcarenita gruesa. Calcarenita media.	Cristalino grueso	0.25 mm.
0.125 mm. 0.062 mm.	Calcarenita fina. Calcarenita muy fina.	Cristalino medio	0.062 mm.
0.031 mm. 0.016 mm.	Calcilutita gruesa. Calcilutita media.	Cristalino fino	0.016 mm.
0.008 mm. 0.004 mm.	Calcilutita fina. Calcilutita muy fina.	Cristalino muy fino	0.004 mm.
0.002 mm. 0.001 mm.		Afano Cristalino	0.001 mm.

C. Diferencias Fundamentales entre Areniscas y Carbonatos

Areniscas

📖 La naturaleza generalmente silíceo de las areniscas almacenadoras las hace menos susceptibles a las alteraciones diagenéticas reductoras de la porosidad y permeabilidad, por lo que tales rocas son bastantes consistentes en dichas propiedades, tanto lateral como verticalmente.

📖 Debido a los procesos sedimentarios que intervienen en su formación, las partículas o granos detríticos que las constituyen tienden adoptar formas más bien esféricas a subesféricas por el efecto del transporte prolongado, lo que se traduce en una geometría porosa de alta calidad para la extracción de los fluidos que contengan.

📖 El transporte prolongado también se traduce en otras características, tales como predominancia de minerales estables y graduación en la granulometría del sedimento (la mayor parte de las areniscas almacenadoras tienen diámetros de grano entre 0.05 y 0.25 mm.), formando estratos en general bien definidos.

📖 Finalmente, las areniscas de tipo almacenador tienden a formar cuerpos en forma lenticular, más que en forma de capas muy extensas (excepto las depositadas en condiciones marinas transgresivas), y a acumularse en ambientes de alta energía.

Carbonatos

📖 La naturaleza mineralógica de estas rocas (minerales inestables) las hace muy susceptibles a cambios diagenéticos que reducen notablemente su porosidad y permeabilidad primarias; así mismo, estas propiedades no son consistentes en toda la extensión de un mismo cuerpo, por lo que resultan ser muy heterogéneas desde el punto de vista de la explotación de los hidrocarburos que almacenan.

📖 A diferencia de las areniscas, las partículas que constituyen las rocas carbonatadas almacenadoras sufrieron un transporte muy reducido (excepto las que constituyen las turbiditas calcáreas) o nulo, es decir se formaron in-situ en la cuenca de depósito.

📖 El depósito de carbonatos químicos o bioquímicos requiere de condiciones ambientales y de energía del medio acuoso muy especiales, estos se reflejan en cuerpos extensos arealmente y con gran potencia (espesor), frecuentemente masivos si dichas condiciones se mantienen estables; y de cuerpos extensos arealmente pero de escaso espesor (generalmente de estratos delgados), si las condiciones varían frecuentemente. La energía del medio acuoso debe ser esencialmente moderada a baja para repartir el depósito de las partículas que conforman estas rocas.

Dado que el primer elemento esencial de una roca almacenadora es su porosidad, a continuación se presenta en la Tabla 1.8 la comparación de esta propiedad entre las rocas carbonatadas y areniscas, publicada por Choquette y Pray.

Tabla 1.8. Comparación de la porosidad entre areniscas y carbonatos publicada por Choquette y Pray.

<i>ASPECTOS DE LA POROSIDAD A COMPARAR</i>	<i>ARENISCAS</i>	<i>CARBONATOS</i>
Porcentaje de porosidad en los sedimentos	Comúnmente 25 - 40%	Comúnmente 40-70%
Porcentaje de porosidad en las rocas	Comúnmente, la mitad o más de la mitad de la porosidad inicial 15 -30%	Normalmente nula o una pequeña fracción de la porosidad inicial 5 - 15% es común en la facies almacenadoras
Tipos de porosidad primaria	Casi exclusivamente particular	Predomina generalmente la interpartícula, pero también la del tipo interparticular
Tipos de porosidad final	Casi exclusivamente interparticular	Muy variada debido a las modificaciones postdeposicionales.
Tamaño de los poros	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión están muy ligados al tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión muestra poca relación al tamaño o clasificación de las partículas.
Forma de los poros	Muestra una fuerte dependencia de la forma de las partículas en general	Muy variada; de fuertemente dependientes a independiente de la forma de las partículas o de los componentes diagenéticos
Uniformidad de la forma, tamaño y distribución	Comúnmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo	Variable; desde uniforme hasta extremadamente heterogéneo aún dentro de un mismo cuerpo
Influencia de la diagénesis	Mínima; normalmente reducciones mínimas de la porosidad primaria por compactación y cementación.	Grande; puede crear, destruir o modificar en gran medida la porosidad inicial. La cementación y la solución son muy importantes.
Influencia de fracturamiento	Generalmente no es de gran importancia en las propiedades almacenadoras	De gran importancia en las propiedades almacenadoras
Evaluación visual de la porosidad y permeabilidad	Pueden realizarse, de manera relativamente fácil, estimaciones visuales semicuantitativas	Variable; las estimaciones visuales semicuantitativas varían de fáciles a virtualmente imposibles. Comúnmente son necesarias las mediciones con instrumentos
Utilidad de los análisis de núcleos para la evaluación del yacimiento	Los tapones de 2.5 cm. de diámetro normalmente son adecuados para evaluar la porosidad	Los tapones normalmente son inadecuados aún los núcleos completos (aprox. 7.5 cm. de diámetro) pueden ser inadecuados en el caso de poros grandes
Interrelaciones Porosidad-Permeabilidad	Relativamente consistentes; comúnmente son dependientes del tamaño y clasificación de las partículas	Muy variadas; comúnmente son independientes del tamaño y clasificación de las partículas

1.4.1.2. Tipos de porosidad y permeabilidad de rocas almacenadoras

POROSIDAD

La porosidad absoluta es una propiedad importante de la roca y se define como el volumen total de poros dividido entre el volumen total de la roca y se denota como ϕ .

$$\text{Porosidad Absoluta} = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen total de roca}} \times (100)$$

Sin embargo, desde el punto de vista petrolero, lo que realmente es importante es la llamada **porosidad efectiva** ya que es una medida que permite estimar el volumen de los hidrocarburos en un yacimiento de manera potencial. Esta porosidad se define como el porcentaje del volumen total de roca ocupada por vacíos interconectados y se expresa como:

$$\text{Porosidad Efectiva} = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen de roca}} \times (100)$$

La porosidad también se procesa como fracción del volumen de roca.

Esta propiedad es la que determina el volumen de aceite o de gas que podría moverse del yacimiento al pozo.

El espacio poroso puede ser clasificado de acuerdo al tiempo en que se desarrolló, como porosidad primaria y porosidad secundaria.

POROSIDAD PRIMARIA

Se le conoce como porosidad original o primaria debido a que se formó durante la depositación de los sedimentos. Se tienen 3 principales tipos:

- **Porosidad intergranular.** El tipo de poro más común en rocas sedimentarias y depende del tamaño y forma de los granos y del arreglo espacial, así como de la proporción del volumen ocupado por materiales cementantes. La porosidad intergranular puede ser mayor de 0.5 en sedimentos no consolidados consistentes de granos de tamaño relativamente uniforme.

Se pueden esperar valores mucho más bajos en rocas sedimentarias con mala granulometría, las cuales están constituidas por granos de diferentes tamaños y contienen cementante intersticial.

- ① **Porosidad intrapartícula.** Particularmente en sedimentos carbonatados, con restos fósiles, encontrándose la porosidad dentro de los granos detríticos.
- ① **Porosidad intercrystalina.** Ocurre entre los cristales de una roca cristalina, es una característica de los carbonatos, los cuales han sufrido cristalización, particularmente en dolomías.

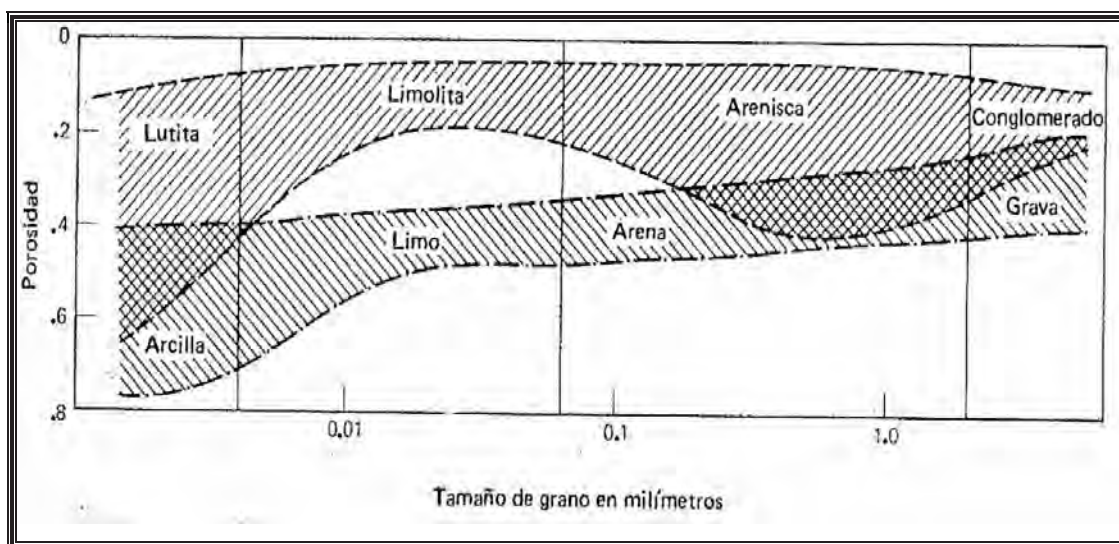
POROSIDAD SECUNDARIA

Es aquella que resulta de efectos de cualquier tipo de actividad geológica, después de que los sedimentos han sido convertidos en rocas. La porosidad secundaria o de post-depósito es más diversa en morfología y su génesis es más compleja que la primaria; los principales tipos son:

- ① **Porosidad fenestral.** Ocurre en fragmentos de arenas carbonatadas, pero es más característica en lodos con pellets, laminitas de algas y lodos homogéneos de origen intermarea y lagunar. La litificación y la generación de gas biogénico pueden causar laminación y generar poros fenestrales subhorizontales entre las láminas.
- ① **Porosidad vugular.** Se forma por disolución de la roca y se lleva a cabo por las corrientes subterráneas de agua que disuelven la roca y originando los vúgulos. Se presenta en rocas carbonatadas.
- ① **Porosidad de fracturas.** Se origina en rocas duras pero quebradizas. Este tipo de porosidad caracteriza a las rocas compactadas, formada generalmente después de las otras variedades de porosidad. Las fracturas son sumamente importantes, ya que no tienen gran influencia en el aumento de porosidad de la roca, pero sí en el aumento de la permeabilidad. Su origen puede deberse a plegamientos, fallas, tectonismo o intrusión de domos salinos.

En la Figura 1.9 se resumen los valores típicos de porosidad para los diferentes tipos de sedimentos clásticos o terrígenos. La porosidad es generalmente mayor en el sedimento no consolidado que en la roca litificada con tamaño de grano similar. Los depósitos sedimentarios de grano más fino tienden a ser más porosos que los depósitos de grano más grueso.


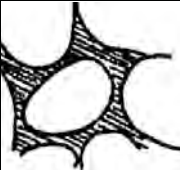





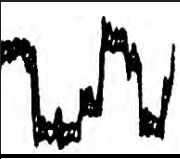
Figura 1.9. Porosidades típicas para rocas sedimentarias clásticas con terrígenos comunes y para acumulaciones de sedimento no consolidado.



Las porosidades debidas a los huecos existentes entre los planos de estratificación y los huecos intercrystalinos, son en general poco importantes en lo que concierne a la producción de los yacimientos, mientras que por el contrario, la presencia de tales huecos, ofrece un interés considerable, por el hecho de que permiten el paso inicial de los fluidos a través de toda la masa de roca caliza, factor esencial de la porosidad y permeabilidad secundarias.

La Tabla 1.10 muestra los diferentes tipos de porosidad para las rocas carbonatadas.

Tabla 1.10. Clasificación de la porosidad en rocas carbonatadas presentada por Choquette y Pray.

TIPOS DE POROSIDAD	INTRAPARTICULAR	INTERPARTICULAR	PRIMARIA MEJORADA	INTERCRISTALINA	MOLDICA	VUGULAR	BRECHAS Y FRACTURAS	ESTIROLITICA
Tamaños de Poro	0.01 - 1 mm.	0.05 - 1 mm.	0.1 - 1 mm.	0.1 - 10 mm.	0.2 - 10 mm.	1 mm. - 1m.	0.5 - 10 mm.	0.1 mm y de 10 cm a 10 m de largo
Variación en tamaño	Pequeño-grande	Pequeño	Moderado	Pequeño	Moderado	Grande	Moderado - Grande	Moderado
Forma del Poro								
Selectividad de la Estructura	Si	Si	Si	Variable	Si	No	No	Variable
Se originó durante...	Su depósito	Su depósito	Diagénesis temprana	Diagénesis Temp/Tardía	Diagénesis Temp/Tardía	Diagénesis Temp./Tardía	Posterior a la litificación y compactación	Posterior a la litificación y compactación
Relación con la Permeabilidad	Pobre	Moderada	Moderada	Buena	Pobre	Pobre a Moderada	Buena	Moderada a Buena
Eficiencia relativa de recuperación (0-20% porosidad)	Muy baja 0 - 5%	Gruesa 45-55 % Fina 20%	45 - 60 %	50 - 60 %	10 - 50 % dependiendo de la tortuosidad	15 - 30 %	15 %	15 %
Anisotropía del sistema poroso	Isótropo	Estructura con flujo anisótropo y sedimentos mezclados isótropo	De isótropo a anisótropo	Isótropo	Isótropo a escala fina pero fuertemente anisótropo en escala laminar	Variable pero en cavernas grandes, fuertemente anisótropo	Fuertemente anisótropo	Fuertemente anisótropo
Presencia en los yacimientos mas importantes	Muy raro	Comúnmente	Comúnmente	Raro / común	Raro / común	Comúnmente	Comúnmente	Muy raro

PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la propiedad que tienen algunas rocas para permitir el movimiento de fluidos (líquidos o gases) dentro de ellas, debido a la intercomunicación de los poros; en otras palabras, es una medida de la conductividad del fluido en la roca. La permeabilidad depende de tres requisitos: Porosidad, poros interconectados, poros de tamaño supercapilar.

La permeabilidad se mide en darcys. Un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando un líquido de viscosidad igual a un centipoise, se mueve con gasto de un centímetro cúbico por segundo a través de una sección transversal de un centímetro cuadrado de roca, con un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro.

La **permeabilidad absoluta** indica la facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso. Esta permeabilidad depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.

La habilidad que tiene el medio poroso de conducir a un fluido en presencia de otros fluidos es llamada **permeabilidad efectiva al fluido**. Este tipo de permeabilidad tiene una estrecha relación con la saturación de los fluidos, por lo que si la propiedad de uno de los fluidos cambia la de los otros cambiará proporcionalmente. Sin embargo, esta relación es diferente para los distintos tipos de roca, por lo que debe ser determinada experimentalmente.

La relación entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta, se denomina **permeabilidad relativa al fluido**, que indica la cantidad de fluido que fluirá, de acuerdo a la saturación del mismo, con respecto a la permeabilidad absoluta

Permeabilidad en cavernas: En algunos yacimientos carbonatados, la filtración de aguas ácidas produce porosidades y permeabilidades en la matriz por disolución.

Permeabilidad en fracturas: La presencia de fracturas incrementa grandemente la permeabilidad de la roca. Es posible estimar la permeabilidad de las fracturas y los rangos de flujo a través de las fracturas.

La **permeabilidad primaria** es toda aquella perteneciente a la matriz de la roca.

La **permeabilidad secundaria** es la ocasionada por huecos de disolución, como cavernas o molduras, o por fracturas y fisuras.

La porosidad y la permeabilidad pueden verse disminuidas e inclusive perdidas por compactación, cementación, recristalización y granulación. A su vez pueden verse aumentadas por fracturamiento en cualquier tipo de rocas, y por disolución y recristalización en el caso de las calizas.

1.4.2 ROCAS SELLO

Son aquellas que por su escasa permeabilidad impiden el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento; las mejores rocas sello son las rocas evaporíticas, pero las más abundantes son las lutitas. La característica principal de la roca sello será la de constituir una barrera a la migración de los hidrocarburos y de esa manera permitir su acumulación en una trampa.

Para que una roca sea considerada desde el punto de vista práctico, como impermeable, esta no debe poseer fracturas interconectadas. Debido a que los yacimientos petroleros aparecen normalmente tectonizados en mayor o menor grado, las rocas sello, deben tener comportamiento plástico, de manera que respondan a los esfuerzos mecánicos deformándose en el campo dúctil, formando pliegues en lugar de fracturarse en el campo frágil, si esto ocurre se abrirían las vías a la migración del petróleo.

Las mejores condiciones para la preservación de los sellos se tienen en las regiones con una historia geológica simple, ya que en áreas muy deformadas, los sellos se destruyen frecuentemente. Los principales campos gasíferos del mundo se encuentran en áreas cratónicas.

El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene excelente calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala. El grado de tectonismo que presenta puede modificar su calidad, de tal forma que en regiones muy tectonizadas se requiere un espesor de roca sello mayor.

En el caso de una roca sello de gran extensión geográfica, es importante conocer la forma y el tamaño de los poros, el contenido de fluidos y régimen hidrodinámico; rasgos que pueden ser estudiados localmente, pero cuyos datos son difíciles de extrapolar a toda la extensión de un campo petrolero.

En el caso de una trampa anticlinal buzante simple, se tiene la ventaja de que en la mayoría de los casos la roca sello no presenta variación lateral significativa en sus características físicas, por lo tanto, requiere únicamente de un sello superior; en cambio, las estructuras afalladas necesitan además un sello adyacente al plano de falla que generalmente es material arcilloso llamado milonita o microbrecha. En el caso de las trampas por variación de permeabilidad, la geometría del sello es muy variable, sin embargo, en la mayoría de los casos rodean y cubren a la roca almacenadora.

Principales Rocas Sello

Los tipos de roca sello son muy variados; en general cualquiera que se adapte a la definición. Entre los tipos mas comunes están, además de las lutitas, las margas y las calizas arcillosas muy finas, y toda la serie de las evaporizas.

- ④ *Lutitas*: Son las rocas sedimentarias más abundantes de la corteza sedimentaria. Comúnmente se encuentra interestratificadas con areniscas, rocas carbonatadas o ambas. De esta manera que existen muchas probabilidades de que una roca almacenadora esté situada entre capas de arcillas. El grado de impermeabilidad de las arcillas depende de la textura y de los minerales presentes. Una gran mayoría de los sellos están constituidos por lutitas.

- ④ *Rocas Carbonatadas*: De entre ellas las calizas más comunes son las arcillas, las que gradualmente pueden pasar a arcillas calcáreas; otro tipo son las margas y ciertas cretas, que son de grano extremadamente fino, y además plásticas en cierta medida, de manera que tienen una mejor capacidad a la deformación; y finalmente, las anhidriticas; aquellas calizas que contienen partículas diseminadas de anhidrita.

- ④ *Evaporitas*: La anhidrita es el mineral más importante como material de taponamiento también es más abundante que el yeso, la sal y otros precipitados salinos.



2. IMPORTANCIA DE DISPONER DE MUESTRAS REPRESENTATIVAS DE LAS ROCAS DE LOS YACIMIENTOS

2.1 INTRODUCCIÓN AL CORTE DE NÚCLEOS

La administración apropiada de la explotación de un yacimiento puede incrementar notablemente la recuperación de los hidrocarburos. Para desarrollar las estrategias adecuadas de la administración, se requiere de un conocimiento exacto de las características del medio poroso por el cual fluye el fluido del yacimiento, y la calidad y las características de la roca que define este medio poroso. Además, la roca que no se considera parte del yacimiento es importante caracterizarla para ajustar modelos de la cuenca y ayudar en operaciones de perforación de los pozos.

Una de las fuentes de información más valiosas, sobre las características litológicas y físicas, así como del contenido de fluidos de las rocas, es una muestra obtenida directamente de las formaciones con los fluidos que contienen. Extracción de núcleos es el término que se refiere a la técnica por medio de la cual se obtienen muestra relativamente grandes (por comparación con los recortes de perforación usuales) del material del yacimiento en su estado natural y de su lugar de origen llevándolas a la superficie para realizarles un amplio examen geológico-petrofísico. Normalmente la información petrofísica más importante requerida de la técnica de muestreo es:

- ✓ Porosidad: que es una medida de capacidad de la formación para contener fluidos.
- ✓ Permeabilidad: que indica si los fluidos que contiene la formación pueden fluir a velocidades suficientemente rápidas para permitir la producción económica de los hidrocarburos.
- ✓ Saturación de fluidos (agua e hidrocarburos): que indica la cantidad de fluidos por unidad de espacio poroso.

La información detallada de las formaciones es esencial para la evaluación exitosa de los programas de recuperación primaria y secundaria. Las muestras de rocas pueden revelar información crítica subsuperficial. Con núcleos de calidad, compañías petroleras pueden entender totalmente las características de la formación y de una manera más eficiente alcanzar objetivos de producción.

Los núcleos de alta calidad son muy valiosos para definir, por ejemplo, aspectos litológicos más precisos, necesarios para construir el modelo geológico del yacimiento. Estos modelos son básicos e imprescindibles para la caracterización petrofísica y evaluación del yacimiento petrolero.

La calidad del núcleo es la llave. La muestra debe ser obtenida sin alterar sus propiedades nativas, originales o in-situ. Con el uso apropiado de técnicas e instrumentos especializados pueden obtenerse muestras de rocas de calidad.

A través de la extracción del núcleo, Ingenieros, Geólogos y Petrofísicos aumentan el acceso a la información del yacimiento que no puede determinarse de ninguna otra manera. Datos sobre la litología de la formación, características del flujo, capacidad de almacenamiento y potencial de producción son apenas algunos de los tipos de información invaluable que se pueden obtener por medio de un programa exitoso de núcleo. Este capítulo discute lo que es la extracción del núcleo y los beneficios asociados con el proceso.

2.2 LA IMPORTANCIA DE NUCLEAR

Los estudios del yacimiento intentan definir e interpretar parámetros tanto geológicos como de ingeniería (petrofísicos) y dictan el programa de análisis del núcleo. El análisis de núcleo debe integrarse con el de campo y datos de producción para descartar las incertidumbres del yacimiento que no pueden ser eliminadas con los registros de pozo, las pruebas de pozo o los datos sísmicos. Estas exigencias definen los objetivos de la extracción de núcleos que, a su vez, controlan el fluido del núcleo, los equipos y su manejo principalmente. En la mayoría de los casos, estos objetivos no pueden ser obtenidos con el núcleo recuperado en un solo pozo.

El corte de núcleos es así una parte importante del proceso del ciclo de vida del yacimiento. Con la selección del pozo nucleado se verifica o proporciona máxima información real geológica y de ingeniería, para establecer un modelo de producción del yacimiento.

La obtención y manejo de las muestras de roca deberán seguir las prácticas establecidas, para obtener la mayor cantidad de información representativa requerida de las muestras, y así, certificar la representatividad de las propiedades determinadas en las pruebas de laboratorio subsecuentes.

Se ha observado un incremento en la actividad de toma y análisis de núcleos debido a que éstos son muestras reales del yacimiento y la mayor parte de los análisis que se realizan al núcleo en el laboratorio son mediciones directas de propiedades geológicas y petrofísicas.

La disposición y calidad de la información de núcleos son críticas para la evaluación del proyecto mediante reducción de riesgos. Se debe medir la cantidad de roca necesaria para cumplir con todos los objetivos para el estudio de los núcleos contra la inversión requerida para tomar los núcleos y realizar su análisis. Cada proyecto será diferente al respecto, dependiendo del tamaño del proyecto, las incertidumbres y riesgos asociados con el proyecto, su impacto en la evaluación del mismo, y los costos asociados con la obtención de la información requerida. Por ejemplo, yacimientos complejos pueden requerir mucha información para optimizar su explotación, pero resulta imprudente tomar muchos núcleos debido a una baja ganancia obtenida por el proyecto, justamente porque es un yacimiento complejo difícil de explotar. Por el otro lado, a veces los mejores yacimientos tienen roca relativamente simple, ajustan mejor a los modelos sencillos utilizados para caracterizar el yacimiento por mediciones indirectas, y por ende, requieren pocos núcleos solo para confirmar la veracidad de las mediciones indirectas.

La extracción de núcleos es necesaria para evaluar el potencial de producción en pozos exploratorios y en pozos de desarrollo. Tales muestras de roca son importantes para determinar el aspecto estructural y las condiciones estratigráficas del subsuelo y ayudan a establecer nuevas ubicaciones de perforación, a definir los límites del campo, a la identificación de contactos de los fluidos y a detallar las variaciones petrofísicas a través del yacimiento.

La extracción de núcleos proporciona la única representación válida de la formación, es el único medio de medida directa. Todos los demás métodos, como los registros de pozos, requieren de interpretación. Aún cuando los registros de pozos juegan una parte importante en la identificación y en la caracterización de los yacimientos, sólo la extracción de núcleos puede asegurar la correlación confiable de aquellos registros a las condiciones reales subsuperficiales. Y para el análisis más avanzado, sólo las muestras de núcleos pueden proporcionar datos críticos como porosidades, permeabilidades y saturaciones de fluidos, entre otros.

2.3 EL PROPÓSITO DE NUCLEAR

El propósito que se persigue al perforar un pozo petrolero es localizar una estructura que contenga hidrocarburos y que produzca aceite y/o gas en cantidades suficientes para recuperar el costo de perforación y terminación del pozo y obtener ganancias. Durante el curso de la perforación, por lo tanto, puede ser necesaria mayor información de las características litológicas y contenido de los fluidos de las formaciones antes de tomar una decisión para terminar el pozo y gastar sumas adicionales en la terminación, incluyendo material y servicios.

Dependiendo de las personas que estén dirigiendo el proyecto, los objetivos del programa de núcleo serán diferentes. Debe entenderse que los objetivos del corte de núcleos en ocasiones no son los mismos para los Ingenieros de perforación, los Ingenieros de yacimientos, Geólogos, Petrofísicos y Analistas del núcleo.

La extracción del núcleo y el análisis de muestras de núcleos son esenciales en la exploración, el desarrollo, y en las fases de producción en la industria petrolera. Esta información proporciona muy buenos indicios a los ingenieros para mejorar la comprensión del yacimiento y la predicción de su comportamiento. Si se almacenan apropiadamente, las muestras de núcleo pueden ayudar en el desarrollo del yacimiento muchos años después de que el pozo es perforado, ver Figura 2.1.




Figura 2.1. Lugar donde se almacenan los núcleos.

Lo ideal en el muestreo es obtener el 100% de recuperación de la formación nucleada y sacar el núcleo a la superficie sin alterar el contenido de fluidos de la formación. En la práctica, no siempre es posible obtener completamente las metas deseadas. El objetivo que más a menudo se ha sacrificado es la conservación del contenido original de fluidos en los núcleos, sin alterarse.

2.4 MÉTODOS DE NUCLEO

Núcleo: Porción de roca extraída del subsuelo, cortada mediante el uso de una barrena especial, denominada corona. Debido a que la corona es hueca en su parte central, permite recuperar una porción cilíndrica de la roca que va cortando. Los núcleos convencionales o de fondo de agujero son los obtenidos mediante el corte de la roca, cuando al mismo tiempo dicho corte incrementa la longitud perforada del pozo. Los núcleos de pared son los que se obtienen al cortar una porción de la roca de las paredes de un pozo ya perforado y no incrementan la profundidad de la perforación.

Nuclear: es cortar una muestra del material de la formación a través del pozo. Hasta donde sea posible, se toman las muestras de roca en un estado inalterado, físicamente intacto. El material de la formación puede ser roca sólida, roca deleznable, conglomerados, arenas sin consolidar, carbón, lutitas, gumbos (especie de lodo negro gelatinoso), o arcillas. El núcleo puede realizarse con varios métodos y con una variedad de herramientas. Pero en los yacimientos petroleros, la extracción de los núcleos generalmente se lleva a cabo por dos métodos:


 **Extracción de núcleos de fondo o Convencionales:** El diámetro del núcleo oscila desde 1³/₄" hasta 5¹/₄" y es recuperado dentro de un barril muestrero en pozos verticales, desviados y horizontales. Dependiendo del sistema utilizado para la operación de nuclear, el núcleo puede ser recuperado en estado preservado o no preservado, y puede ser usado para aplicaciones analíticas muy diversas.

Los núcleos de diámetro completo son tomados con diversas opciones con un barril convencional o adaptado para diferentes técnicas practicadas con sistemas específicos. Se ha hecho costumbre el uso de la funda de aluminio, la cual es apropiada en la mayoría de los casos, pero no siempre se tiene la necesidad de ser utilizada.

Los núcleos convencionales se pueden cortar en una variedad de tamaños y diámetros, variando entre 6 y 27 metros de longitud y 1.25 a 6 pulgadas (3.18 a 15.25 centímetros) de diámetro, dependiendo del equipo utilizado. Los diámetros más comunes son de 2.5 pulgadas (6.35 centímetros) hasta 4 pulgadas (10.15 centímetros). Los tamaños mayores han sido utilizados en objetivos relativamente someros y con pozos de mayor diámetro; agujeros de 12.25" por ejemplo, perforado así para acomodar gastos altos de producción, bombas sumergibles o pozos perforados para inyección de fluidos.

Los núcleos convencionales se pueden tomar en todo tipo de litología, solo la técnica de muestreo cambia de acuerdo a algunas variaciones en litología; por ejemplo, diferencias en corte de núcleos en formaciones consolidadas o no consolidadas. El objetivo del estudio puede influir en la técnica de la toma de núcleos o variaciones de equipo utilizado, según la necesidad de tomar núcleos orientados o de preservar fluidos del yacimiento.

Las muestras de diámetro completo son más recomendadas para yacimientos con sistemas de fracturas, con porosidad a gran escala (vúgulos y/o cavernas) y muy heterogéneos. También es lo más recomendable para rocas conglomeráticas y brechas con clastos grandes. La caracterización a nivel de tapones (muestras pequeñas) únicamente proporciona propiedades petrofísicas de la matriz de la roca. Por lo general, en brechas, los clastos representan "volúmenes" del yacimiento que no es almacén de hidrocarburos. Si se toma un tapón o núcleo de pared en un clasto, probablemente no será representativo del yacimiento. Por otro lado, si se intenta tomar un tapón en roca fracturada, el tapón se romperá y no se podrá obtener una muestra de la parte del yacimiento que mayor permeabilidad tiene.

 **Extracción de núcleo de pared:** Muestras con forma de tapón, cilíndricas, generalmente de 1" de diámetro, son recuperadas de las paredes del agujero por medio de técnicas de percusión o por extracción con rotaria pequeña. Este muestreo tiene lugar en las primeras pulgadas de la pared del agujero, en regiones que generalmente están invadidas por el filtrado de fluido de perforación. Las muestras resultantes no están preservadas y frecuentemente se dañan por el procedimiento de la recuperación. Este tipo de muestras es de uso limitado desde un punto de vista analítico.

Aunque son preferidos los núcleos de pared tomados con rotaria pequeña, con las muestras cortadas en la pared del pozo por percusión también se obtienen excelentes resultados para ciertas pruebas. Aunque la textura de la roca es alterada por el disparo de la cápsula, varias pruebas se pueden realizar, independientemente de la textura de la muestra, por ejemplo: análisis mineralógicos, análisis bioestratigráficos, descripción de litología, análisis de las saturaciones de fluidos, y otras. Las limitaciones son para los análisis que requieren una textura o constitución de roca intacta, sin alteración.

Los núcleos de pared tomados por disparo (percusión) son económicos y su adquisición es rápida, ideal en circunstancias cuando los costos del equipo de perforación y servicio son altos. En poco tiempo se pueden tomar 50 muestras (una sola bajada), y en muchos pozos se toma un promedio de 100 a 300 muestras, dependiendo del alcance de los estudios y los espesores de las formaciones de interés. Se debe variar el tamaño de la carga explosiva según la consolidación y tipo de formación seleccionada para el muestreo. Por lo general, se toma entre dos y tres muestras por metro debido a la pobre recuperación que tendrían algunos intentos. La recuperación de muestras es menor en formaciones con moderada a buena consolidación, o lutitas muy compactas.

Las muestras de pared no son representativas en formaciones con "macro" porosidad, o sea, con grandes fracturas o cavidades de disolución. Tampoco son adecuadas en brechas o areniscas con tamaño de grano medio mayor del promedio (por encima 1000μ). Bajo el mismo concepto, no se pueden tomar núcleos de pared que sean representativos en conglomerados. Tales muestras son apropiadas para areniscas de granos medios a gruesos o tamaños menores, calizas con porosidad intercrystalina o intergranular (mudstones y grainstones, algunos wackestones, mientras no sean fracturadas) y lutitas.

Las muestras de pared son cortadas después de tomar los registros geofísicos del pozo, bien sea al término de la perforación del pozo o en varias etapas intermedias, antes de asentar la tubería de revestimiento. No es obligatorio esperar una etapa de registros para tomar las muestras, de pared, aunque esto facilita la ubicación exacta de las muestras que se quieren tomar. Una de las grandes ventajas que tiene el corte de muestras de pared es tener el registro geofísico de pozo a la mano, antes de programar su toma. Con un núcleo convencional o de fondo siempre se corre el riesgo de cortarlo fuera del objetivo, debido a correlaciones inexactas de las cimas de las formaciones.

Se debe tener en cuenta que las paredes de los pozos son susceptibles a la invasión de filtrados y compuestos del lodo de perforación. Mientras mayor sea el tiempo y sobrebalance (presión hidrostática > presión de formación) a que esté expuesta la zona donde se toma el núcleo de pared, mayor daño tendrá, lo cual afectará los resultados de las pruebas realizadas a las muestras. Este efecto también se incrementa cuando la roca es de mayor permeabilidad.

2.5 ANALISIS DE NÚCLEOS EN LABORATORIO Y APLICACIÓN DE RESULTADOS.

Las muestras de roca y los diversos análisis que se realizan sobre ellas en el laboratorio proporcionan información fundamental e imprescindible para llevar a cabo múltiples trabajos y estudios que comprenden la exploración y explotación de los yacimientos petroleros.

La amplia gama de pruebas de laboratorio requieren de muestras o núcleos de diferentes tipos, cortados bajo ciertas condiciones, en ocasiones muy especiales, y preservados en forma apropiada para alcanzar los objetivos que fundamentaron la toma de núcleos en el pozo seleccionado.

Es conveniente señalar que si se pone mucha atención en el proceso de recuperación de núcleos en los pozos para llevar al laboratorio muestras representativas de la roca del yacimiento, también se deben efectuar los diversos análisis en la mejor forma posible, reproduciendo las condiciones del yacimiento si así lo requieren las pruebas, con el fin de disponer de buena información para procesarse, igualmente, en forma apropiada en diversos proyectos de la búsqueda y extracción de hidrocarburos.

A continuación se presentan resúmenes de las distintas pruebas de laboratorio sobre núcleos y la aplicación de los resultados en áreas técnicas de Ingeniería Geológica, Geofísica y Petrolera.

Tabla 2.1. Análisis de laboratorio sobre muestras de rocas y aplicación de resultados en áreas técnicas de geología y geofísica.

APLICACIONES DE RESULTADOS	
ANÁLISIS EN LABORATORIO	GEOFÍSICA
<p>GEOLOGÍA</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Litológicos ☞ Petrográficos ☞ Granulométricos ☞ Mineralógicos ☞ Paleontológicos ☞ Radioactividad Natural ☞ Paleomagnetismo 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ DETERMINACIÓN DE LA EDAD DE LAS FORMACIONES. ✓ DEFINICIÓN DE AMBIENTES SEDIMENTARIOS. ✓ ESTUDIOS DE DIAGÉNESIS. ✓ DETERMINACIÓN DE ASPECTOS ESTRATIGRÁFICOS Y ESTRUCTURALES DE SUBSUELO. ✓ DEFINICIÓN DE HETEROGENEIDADES GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES DE LOS YACIMIENTOS. ✓ DETERMINACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE FACIES. ✓ PREPARACIÓN DETALLADA DE COLUMNAS GEOLÓGICAS. ✓ DETERMINACIÓN DE TIPO, CANTIDAD Y DISTRIBUCIÓN DE ARCILLAS. ✓ DEFINICIÓN A DETALLE DEL MODELO GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS (COMBINACIÓN DE ESPECTOS SEDIMENTALÓGICOS, ESTRATIGRÁFICOS Y ESTRUCTURALES).
<p>PETROFÍSICOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Porosidad Absoluta ☞ Permeabilidad ☞ Velocidad Acústica ☞ Densidad 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ CALIBRACIÓN DE LOS REGISTROS DE VELOCIDAD ACÚSTICA (SÓNICO) Y DE DENSIDAD. ✓ INTERPRETACIÓN DE REGISTROS SÍSMICOS A NIVEL DE POZO (VSP). ✓ PREPARACIÓN DE MAPAS DE TIEMPO O DE PROFUNDIDAD DE DATOS SÍSMICOS. ✓ INTERPRETACIÓN DE SECCIONES SÍSMICAS. ✓ DETERMINACIÓN DE MODELOS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS DE LAS FORMACIONES O DE LOS YACIMIENTOS. ✓ RELACIÓN ENTRE ATRIBUTOS SÍSMICOS Y ASPECTOS GEOLÓGICOS.

Tabla 2.2. Análisis en laboratorio sobre muestras de rocas y aplicación de resultados en áreas técnicas de perforación, terminación y reparación de pozos.

APLICACIONES DE RESULTADOS		
ANÁLISIS EN LABORATORIO	PERFORACIÓN DE POZOS	TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS
<p>GEOLOGICOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Litológicos ☞ Petrográficos ☞ Granulométricos ☞ Mineralógicos ☞ Radioactividad Natural <p>PETROFISICOS BÁSICOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Porosidad ☞ Permeabilidad Absoluta ☞ Velocidad Acústica ☞ Densidad ☞ Daño a la formación <p>GEOMECÁNICOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Abrasión ☞ Dureza ☞ Compresión ☞ Modulo de Young ☞ Relación de Poisson ☞ Fracturamiento <p>QUÍMICO</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Acidificación 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ESTABLECIMIENTO DE PROGRAMAS GENERALES DE PERFORACIÓN DE POZOS (VERTICALES, DESVIADOS, LATERALES, HORIZONTALES). ✓ DEFINICIÓN DE TÉCNICAS DE PERFORACIÓN (SOBRE O BAJO BALANCE). ✓ PREPARACIÓN DE PROGRAMAS DE LODO DE PERFORACIÓN. ✓ PREPARACIÓN DE PROGRAMAS DE BARRENAS Y DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO. ✓ PREPARACIÓN DE PROGRAMAS DE NUCLEO Y DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO. ✓ SELECCIÓN DE LOS INTERVALOS A TERMINAR O REPARAR. ✓ DISEÑO DE LA TERMINACIÓN DE LOS POZOS. ✓ DISEÑO DE LA REPARACIÓN DE LOS POZOS (CAMBIO DE INTERVALO PRODUCTOR). ✓ DISEÑO DE LAS ESTIMULACIONES A LAS FORMACIONES PRODUCTORAS (ACIDIFICACIÓN Y FRACTURAMIENTO)

Tabla 2.3. Análisis en laboratorio sobre muestras de rocas y aplicación de resultados en áreas técnicas de caracterización, comportamiento y simulación de yacimientos.

APLICACIONES DE RESULTADOS		COMPORTAMIENTO Y SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS
ANÁLISIS EN LABORATORIO	CARACTERIZACIÓN DE FORMACIONES Y DE YACIMIENTOS (ESTÁTICA Y DINÁMICA)	
<p>GEOLOGICOS BÁSICOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Litológicos ☞ Petrográficos ☞ Granulométricos ☞ Mineralógicos ☞ Radioactividad Natural ☞ Paleomagnetismo <p>PETROFÍSICOS BÁSICOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Porosidad ☞ Permeabilidad Absoluta ☞ Velocidad Acústica ☞ Densidad ☞ Saturación de Fluidos ☞ Propiedades Eléctricas ☞ Presión Capilar ☞ Mojabilidad <p>PETROFÍSICAS ESPECIALES</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Desplazamiento de Fluidos ☞ Permeabilidad Efectiva ☞ Permeabilidad Relativa ☞ Flujo Fraccional de Fluidos ☞ Compresibilidad ☞ Compatibilidad Roca-Fluidos <p>QUÍMICO</p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Capacidad de Intercambio catiónico 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ PROGRAMACIÓN DE TOMA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO. ✓ CALIBRACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS Y SU INTERPRETACIÓN. ✓ DISTRIBUCIONES VERTICALES DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD ABSOLUTA A NIVEL DE POZO. ✓ GRADO DE HETEROGENEIDAD DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS A NIVEL DE YACIMIENTO. ✓ ZONIFICACIONES PETROFÍSICAS. ✓ DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO. ✓ DISTRIBUCIÓN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS. ✓ DETERMINACIÓN DE CONTACTOS GAS /ACEITE E HIDROCARBUROS/AGUA Y DE ZONAS DE TRANSICIÓN. ✓ ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS. ✓ DETERMINACIÓN DE SATURACIONES IRREDUCIBLES Y RESIDUALES DE FLUIDOS. ✓ INTERPRETACIÓN DE MÚLTIPLES PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ DETERMINACIÓN DE EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO A DIVERSAS ESCALAS. ✓ DETERMINACIÓN DE FACTORES DE RECUPERACIÓN. ✓ ESTIMACIÓN DE VOLUMENES RESIDUALES DE HIDROCARBUROS. ✓ DIVERSOS ESTUDIOS DE COMPORTAMIENTO PRIMARIO A NIVEL PARCIAL O TOTAL DEL YACIMIENTO. ✓ DIVERSOS ESTUDIOS DE COMPORTAMIENTO SECUNDARIO A NIVEL PARCIAL O TOTAL DEL YACIMIENTO. ✓ DIVERSOS ESTUDIOS DE SIMULACIÓN A NIVEL PARCIAL O TOTAL DEL YACIMIENTO. ✓ ESTIMACIÓN DE RESERVAS.

Tabla 2.4. Análisis de laboratorio sobre muestras de roca y aplicación de resultados en áreas técnicas de producción.

ANÁLISIS EN LABORATORIO		APLICACIONES DE RESULTADOS
		PRODUCCIÓN
<p><u>GEOLÓGICOS BÁSICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Petrográficos ☞ Litológicos ☞ Granulométricos ☞ Mineralógicos <p><u>GEOLÓGICOS ESPECIALES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Sistemas de fracturas naturales <p><u>GEOMECÁNICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Dureza de la formación ☞ Compresión ☞ Módulo de Young ☞ Relación de Poisson 	<p><u>PETROFÍSICOS BÁSICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Porosidad ☞ Permeabilidad Absoluta <p><u>PETROFÍSICOS ESPECIALES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Características de las fracturas. <p><u>QUÍMICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Solubilidad de la rocas <p><u>ESPECIALES DIVERSOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ☞ Fracturamiento hidráulico ☞ Selección de sustentante o apuntalante ☞ Flujo de ácidos sobre núcleos ☞ Restauración de la permeabilidad ☞ Consolidación de la formación ☞ Interacción de fluidos y rocas 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE PRODUCCIÓN. ✓ DISEÑO DE ANÁLISIS NODAL. ✓ DISEÑO DE SARTAS DE PRODUCCIÓN. ✓ DISEÑO DE EQUIPO EN SUPERFICIE. ✓ DISEÑO DE ESTIMULACIÓN DE POZOS (ACIDIFICACIÓN O FRACTURAMIENTO). ✓ DISEÑO DE TÉCNICAS PARA RESTAURAR LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS.

Diferentes pruebas programadas en diferentes formaciones para obtener resultados representativos dependerán del tipo de núcleo obtenido, su estado físico, la preservación, y tipo de litología cortada por el núcleo.



Figura 2.2. Mesa de trabajo para colocar, observar y seleccionar los núcleos en el laboratorio.

2.6 PLANEACIÓN DEL CORTE DE NÚCLEOS

La primera etapa de cualquier programa de muestreo que se desee resulte exitoso es su planificación. En la planificación o programación deben participar diversos grupos de trabajo: el involucrado con las acciones que puedan afectar la representatividad del núcleo, el interesado en recuperar el material para los distintos análisis y el que aplicará los resultados de los análisis en los diferentes estudios que se realizarán al yacimiento.

La planificación tiene fuente enfoque multi e interdisciplinario, ya que deben participar Ingenieros Petroleros de diferentes especialidades (Perforación, Yacimientos, Petrofísica, Estimulaciones, Producción), así como Ingenieros Geólogos (Exploración, Explotación) e Ingenieros Geofísicos, entre otros. Se requieren conocer las necesidades y las responsabilidades de todos para planificar un programa de muestreo que cumpla con diversos objetivos que conduzcan al final a la obtención de información de calidad.

La programación de corte de núcleo se fundamenta, inicialmente, en las características que se supone tiene el yacimiento, pero cualquier plan de toma, preservación y manejo de núcleos debe considerar un “rango de variación” de las condiciones que puede tener el yacimiento debido, por ejemplo, a los cambios de litología que se puedan encontrar en cualquier punto del yacimiento. Antes de perforar un pozo y cortar un núcleo, la planificación se basa en suposiciones derivadas con base en mediciones indirectas sobre el punto a muestrear o correlaciones con puntos cercanos.

Las condiciones reales que se tienen en el punto donde se requiere un núcleo a veces obligan cambios en los programas iniciales, aunque hayan sido bien establecidos, por lo que se debe tener la flexibilidad de cambiar tales programas para modificarlos y ajustarlos a las características y condiciones encontradas en la roca por nuclear. Es observación es especialmente dirigida a pozos exploratorios, donde existen mayores incertidumbres acerca de la formación en la que se desee tomar material, lo cual se conocerá hasta el momento de perforar el pozo.

Existen múltiples factores que influyen en la programación de la toma de núcleos y muestras de rocas; por ejemplo: los objetivos de la toma de éstos, las características de la roca y de los fluidos del yacimiento, las condiciones existentes al momento de cortar los núcleos y las pruebas por realizarles en el laboratorio.

En primera instancia, se debe considerar la necesidad de tomar núcleos según el tipo y ubicación del pozo, su importancia para obtener información de él y los datos ya existentes de la roca o intervalo de interés. Después de tomar la decisión de cortar núcleos, se tendrá que definir los tipos de núcleos que se pretenden obtener y la cantidad de ellos para lograr los objetivos deseados. Las oportunidades de extraer núcleos son pocas por lo que se deben aprovechar al máximo realizando todos los trabajos y análisis en forma apropiada para disponer finalmente de información del yacimiento lo más real posible.

De acuerdo a lo anterior, para cada pozo en donde se planea cortar al menos un núcleo y para cada evento de corte a llevar a cabo, se deberá preparar el programa correspondiente, que considerará principalmente, información de los siguientes aspectos:

- ④ Objetivos del corte de núcleos.
- ④ Características de la formación que se quiere nuclear.
- ④ Cantidad de núcleos a tomar.
- ④ Tipos de núcleos a obtener.
- ④ Diámetro de los núcleos a cortar.
- ④ Técnicas a utilizar de toma de núcleos.
- ④ Pruebas a realizar a las muestras en el pozo y en el laboratorio.
- ④ Técnicas de protección y preservación a los núcleos a boca de pozo.
- ④ Parámetros propios de la operación de corte de núcleos en un pozo.

A continuación se proporcionan algunos detalles de los aspectos mencionados.

Objetivos del corte de núcleos.

Es muy importante conocer las aplicaciones que tendrán los datos cualitativos y cuantitativos que se determinaran por diversas formas de las muestras de roca que se obtendrán del pozo, ya que será la base para diseñar el programa de corte de núcleo.

Características de la formación que se espera encontrar.

Básicamente se tomara en cuenta el tipo de roca: si el estrato es de arena o arenisca consolidada o si se trata de una arena deleznable, prácticamente sin material cementante, o bien, si es una roca carbonatada con porosidad primaria o que contiene fisuras, fracturas y/o cavernas.

Cantidad de núcleos a tomar.

Es importante considerar las distribuciones vertical y horizontal de los núcleos a cortar, es decir la cantidad de material rocoso a extraer en cada pozo seleccionado para ser nucleado en el yacimiento con el fin de cumplir con los objetivos establecidos.

Para lograr la caracterización óptima de un yacimiento se requiere utilizar información de diferentes fuentes, incluyendo sísmica, registros geofísicos de pozo y muestras de fluidos y roca recuperadas del yacimiento. Aunque no es práctico en algunos casos cortar núcleos de todo el espesor potencialmente productivo en un pozo, se debe cortar suficiente material para calibrar con efectividad las mediciones indirectas que se realicen a la formación (sísmica y registros). La cantidad de material dependerá de la heterogeneidad de la formación y de las muestras que se requieran para cubrir todos los objetivos establecidos. No hay una regla o norma concreta a seguir. Con su experiencia, el ingeniero a cargo de desarrollar o ejecutar el programa de nucleo tendrá el mejor criterio para determinar la cantidad necesaria de material rocoso.

Tipos de núcleos a tomar.

Durante la planificación de la toma de los núcleos así como de la preservación y análisis que se harán a los mismos, se deben considerar los tipos de núcleos que se requieren, según los propósitos del estudio. Los tipos de núcleos que se tomen deben ser balanceados con el tipo de litología y su distribución en el yacimiento, los costos de operación de corte, y los objetivos del estudio en el que se utilizarán los núcleos; por ejemplo, en un pozo, se pueden encontrar numerosos lentes de areniscas, todas ellas potencialmente productoras, distribuidas dentro de un intervalo de 300 a 400 metros. Si la formación es consolidada, no presenta fracturas y solo se requiere la información básica para ajustar registros y hacer una caracterización petrográfica de la roca, el mejor núcleo por tomar sería el de pared obtenida con herramienta rotativa pequeña. En otro caso, si en el pozo que se espera nuclear, la formación es caliza con fracturas, distribuida en 200 metros de espesor,

con espesores netos de 30 a 40 metros, el mejor tipo de núcleo será el obtenido con procedimiento convencional, con el mayor diámetro posible y orientado.

Se puede programar la toma de pocos núcleos convencionales en los intervalos productores si la formación es relativamente homogénea y existe buena correlación entre pozos. Por otro lado, si la formación es heterogénea o si hay pobre control sobre la aparición de los intervalos considerados netos productores, se programaría una toma de núcleos más extenso, tal vez sobre todo el espesor del yacimiento en los pozos seleccionados para ser nucleados. Hay muchos factores a considerar en cuanto a la programación del tipo de núcleo requerido. Algunas reglas de dedo pueden ser las siguientes:

📖 En carbonatos, casi siempre es más conveniente tomar núcleos convencionales debido a su anisotropía direccional y presencia de tipos de porosidad a escalas grandes (cavernas o cavidades de disolución, fracturas etc.).

📖 En formaciones fracturadas (calizas o areniscas), la toma de núcleos convencionales es preferible.

📖 En formaciones de areniscas delgadas distribuidas en intervalo más o menos profundo, será más efectivo por costos y sin sacrificar mucha información, la toma de núcleos de pared. La decisión de realizar la toma de las muestras por percusión o por herramienta rotativa pequeña depende de la información que se requiere obtener de las muestras y la consolidación de la formación.

📖 Para estudios geomecánicos, es preferible tomar núcleos convencionales.

📖 Para estudios en lutitas (menos estudio geomecánico) es preferible tomar muestras de pared. Estos estudios requieren muestras para análisis mineralógico, geoquímica, bioestratigrafía, entre otros.

📖 Para las rocas de alta permeabilidad es preferible tomar núcleos convencionales, especialmente si el estrato es relativamente somero, en comparación a la profundidad total del pozo.

📖 Para rocas de pobre consolidación o deleznales, es preferible tomar núcleos convencionales, aunque en algunos casos, en especial si se sabe que las areniscas tienen algo de cementación, se puede pensar en tomar muestras de pared, con equipo de percusión o con herramienta rotativa pequeña.

📖 Cuando el objetivo de los núcleos es obtener información mediante desplazamientos (daños de formación, permeabilidad relativa, etc.), es preferible la toma de núcleos convencionales.

📖 En algunos casos, por ejemplo, en un pozo perforado en secuencia de areniscas con múltiples intervalos de interés, se puede pensar en cortar varios tipos de núcleos: convencionales en los intervalos principales y muestras de pared en los intervalos secundarios.

Diámetro de los núcleos a cortar.

El diámetro del núcleo convencional a cortar está definido en gran parte, por la geometría del pozo, es decir, el tamaño del agujero en el momento de tomar el núcleo. Aún bajo las restricciones del pozo a perforar, se pueden explorar las alternativas para obtener un núcleo del diámetro apropiado según la litología que se pretende nuclear.

Es conveniente tomar núcleos de mayor diámetro en litologías conglomeráticas y en ciertas calizas con texturas brechoides o con fracturas. En el caso de los conglomerados, los clastos pueden ser de tal tamaño que representan, en un núcleo de poco diámetro, barreras al flujo vertical. Las permeabilidades verticales que se miden, aún en análisis de diámetro completo, no serán representativas si el clasto se aproxima al diámetro del núcleo. Lo mismo pasa con las brechas. Otra característica que tienen las brechas son las cavidades grandes de disolución, las cuales no pueden ser obtenidas, es decir se pierden en núcleos de pequeños diámetros.

La recuperación de un núcleo en brechas fracturadas es mayor cuando se programa el corte de un núcleo de mayor diámetro, debido al tamaño de las fracturas y cavidades de disolución o cavernas. Mientras mayor área de barrena se mantiene en contacto con la formación, existen mayores posibilidades de evitar el molido del núcleo y la torsión sobre la barrena.

Los núcleos de diámetros menores son más apropiados para calizas no fracturadas y con porosidad de matriz; también para areniscas no conglomeradas. La única desventaja de tales núcleos respecto a algunas areniscas de alta permeabilidad, es que tienden a sufrir mayor invasión de filtrado de lodo, dificultando la obtención de tapones de la parte no invadida del núcleo.

Técnicas a utilizar de toma de núcleos.

La mayoría de las técnicas en la toma de núcleos requieren que el punto de muestreo sea predeterminado de tal modo que la herramienta muestreadora conectada en la sarta de perforación pueda ser colocada en el fondo del pozo a la profundidad deseada.

Al decidir muestrear la roca de un yacimiento, los objetivos de la toma del núcleo se deberán definir claramente y establecerlos anticipadamente. Debido a que hay diferencias en el costo, dificultad de operación y resultados de los análisis con los diferentes tipos de muestreo se debe seleccionar el correcto, que propiamente cumpla con los requisitos para conocer aspectos geológicos y petrofísicos de la formación. Algunos tipos disponibles de muestreo, sus ventajas y limitaciones se muestran en la siguiente Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Ventajas y limitaciones de los diferentes tipos de muestreo.

COMPARACIÓN DE VARIOS TIPOS DE MUESTREO												
TIPO DE MUESTREO	COSTO RELATIVO		DIFICULTAD DE OPERACIÓN		CALIDAD DE LA MUESTRA		ALGUNAS PROPIEDADES					
	ALTO	BAJO	DIFÍCIL	FÁCIL	ALTA	BAJA	PERMEABILIDAD	POROSIDAD	SATURACIÓN			
									OIL	AGUA	GAS	
CONVENCIONAL		✓		✓		✓	✓					
MANGA DE HULE	✓		✓			✓	✓	✓				
LINEA DE ACERO		✓		✓		✓	✓	✓				
A PRESIÓN	✓		✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
BARRIL CON ESPONJA	✓		✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
PARED DE POZO		✓		✓		✓	✓	✓				

Es de gran importancia planear todas las fases del corte y la recuperación del núcleo, considerando tanto los costos correspondientes a la recuperación y al análisis del mismo, como el papel tan importante que tienen los resultados de las diversas pruebas realizadas a los núcleos en diferentes etapas de explotación de hidrocarburos. La información obtenida de los núcleos puede impactar en decisiones tomadas que involucren miles de millones de pesos. La inversión de la toma del núcleo debe cubrir todos los objetivos del estudio del mismo, aprovechando al máximo el poco material físico que se recupera del yacimiento.

Pruebas a realizar a las muestras en el pozo y en el laboratorio.

La determinación del tipo de muestra que mejor representa el yacimiento y los análisis que se requieren del laboratorio son críticos y deben tomarse seriamente en cuenta durante la planificación integral del núcleo. El resultado dado por el laboratorio será tan útil dependiendo de que tan representativa sea la muestra del yacimiento.

Los análisis químicos y físicos de la roca y su contenido de fluidos proporcionan una valiosa contribución en los datos geológicos y de ingeniería y mejoran el conocimiento acerca del pozo o yacimiento para tener rápidas respuestas a dificultades que se puedan presentar. Los datos medidos directamente cuantifican las características de la formación de interés, ayudan a definir aspectos geológicos y petrofísicos de los sedimentos (Figura 2.3) y reducen incertidumbres en la interpretación, deducción y predicción del comportamiento del pozo y del yacimiento.

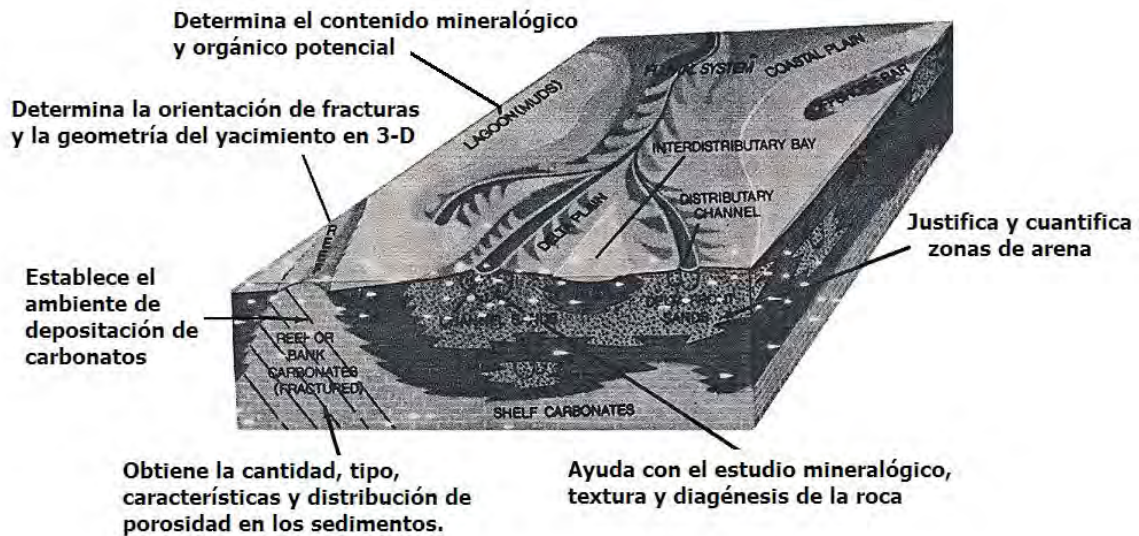


Figura 2.3. Aspectos geológicos y petrofísicos de los sedimentos.

Técnicas de protección y preservación a los núcleos a boca del pozo.

Existen una variedad amplia de técnicas de preservación de núcleos, según las necesidades de los estudios del laboratorio, el tipo de roca que conforma al núcleo y los fluidos contenidos en el espacio poroso. En todos los casos en que se aplica una preservación al núcleo en el pozo, ésta debe ser efectuada por personal apropiadamente adiestrado y con un nivel de experiencia suficiente para asegurar un trabajo eficaz.

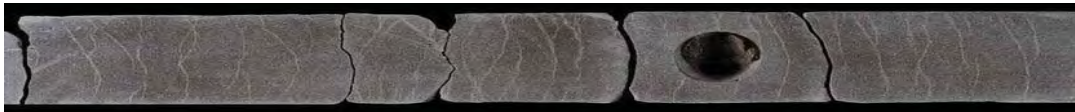
Para seleccionar la técnica apropiada de preservación se debe considerar su efectividad y el tiempo que transcurrirá entre el momento de la preservación del núcleo en el pozo y el comienzo de los análisis en el laboratorio. Mientras mayor sea tal tiempo, mejores técnicas deben ser utilizadas. En ciertas ocasiones, es posible que la combinación de dos o más técnicas sea lo más efectivo.

Parámetros propios de la operación de corte de núcleos en un pozo.

Los parámetros de operación por utilizar durante el corte del núcleo deben ser planificados y considerados en el programa de núcleo. La presión de la bomba, peso sobre la barrena y revoluciones de la barrena serán establecidos en rangos, de acuerdo con la barrena seleccionada para cortar el núcleo. Si la barrena está bien seleccionada, se puede trabajar dentro de los rangos establecidos, variando los parámetros según la litología a cortar.

De algunas formaciones es relativamente fácil obtener buenos núcleos convencionales y de pared, pero de otras es muy difícil. Se tiene que planear con mucha precaución la toma de núcleos en brechas y en formaciones deleznable. Para las brechas, es conveniente tener disponibles barrenas de diferentes tipos. Las barrenas deben ser relativamente nuevas. Adicionalmente, el Ingeniero a cargo del corte del núcleo y el perforador en turno, deben ser muy experimentados en la toma de los núcleos en brechas. Es necesario variar los parámetros de la toma de núcleos, el peso, la rotación, el bombeo según lo que se “siente” agarrado el freno y monitorear continuamente la torsión sobre la barrena. Cada vez que la barrena pasa por una cavidad grande, alguna fractura no horizontal, o se encuentra por un lado un clasto grande, la barrena tiene que volver a cortar un “patrón” en la roca, o seguirá “moliendo” la formación en vez de cortar. Una vez que se establece un corte “moliendo” la formación, la recuperación del núcleo será inferior a lo esperado, y en la mayoría de los casos, se pierde la mejor calidad del yacimiento.

Por otro lado, hay que tener paciencia con el corte de núcleos en formaciones compactas. El núcleo de la fotografía, tomado en caliza compacta, fue sujeto a un esfuerzo vertical demasiado grande a causa del peso sobre la barrena, evidenciado por las fracturas inducidas y “discos” del núcleo.



Para asegurar la recuperación de núcleos en sedimentos deleznable, lo importante es no lavar los sedimentos con una presión de bomba demasiado alta, utilizando boquillas en la barrena o con demasiada velocidad de rotación. Con el ajuste de los parámetros para optimizar la recuperación en sedimentos no consolidados, se debe tener precaución con los atrapamientos y asegurar la limpieza del espacio anular del pozo antes de comenzar el viaje del núcleo hacia la superficie.

Por lo general, se desea un núcleo de diámetro máximo; sin embargo este objetivo debe limitarse por otros requerimientos:

- ♣ La superficie máxima posible de chumaceras en los cortadores de las barrenas.
- ♣ Espacio libre suficiente entre el agujero que se está perforando y el exterior del barril muestrero para evitar que se pegue el atrapanúcleos.
- ♣ Suficiente espacio libre entre el barril exterior y el interior para permitir libre circulación del lodo de perforación.
- ♣ Espacio libre entre el barril interior y el núcleo para permitir la entrada libre de este en el barril.

Es muy conveniente que las operaciones de muestreo sean lo menos rudo posible para no provocar la ruptura del núcleo con consiguiente recuperación baja o deficiente. Al aumentar el número de superficies cortantes se aumentará la suavidad de la perforación, pero en ciertos tipos de formación pegajosa, como los esquistos (lutitas), el espaciamiento cerrado puede evitar la limpieza correcta de las superficies cortantes y reducir así materialmente la velocidad de penetración.

Otro parámetro o aspecto muy importante, propio de la operación de corte de núcleo, es el lodo de perforación y sus características. La condición y las características del lodo de perforación son sumamente importantes durante el corte del núcleo. Hay una variedad de lodos disponibles para la perforación del pozo, la mayoría de los lodos pueden ser acondicionados para cumplir con las condiciones idóneas en el momento de cortar un núcleo convencional.

El uso común de los lodos base aceite permite la oportunidad de cuantificar o estimar la saturación de agua irreducible del yacimiento o formación bajo estudio, en pozos de gas y aceite con mojabilidad al agua. Para cuantificar la saturación del aceite natural de la formación, se tienen que utilizar trazadores en los lodos base aceite para distinguir entre el aceite de la formación y el filtrado de lodo.

Para evitar la invasión excesiva del filtrado de lodo, se debe mantener la presión hidrostática del lodo igual o ligeramente por encima de la presión de la formación cuando se corta el núcleo. Esto es aún más difícil cuando se toman núcleos en yacimientos depresionados. En estos casos se debe programar el revestimiento del pozo hasta el tope del yacimiento productor para luego bajar el peso del lodo, una vez que comienza la perforación del yacimiento y el corte del núcleo.

En formaciones de baja permeabilidad, la invasión del filtrado de lodo es un aspecto de poca importancia, aunque exista mucha diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación. Sin embargo, con una presión alta de bombeo puede causar excesiva filtración y desplazamiento de fluidos de la formación frente a la barrena durante el corte del núcleo.

La conservación de la mojabilidad de la formación cuando ésta tiene la tendencia de ser mojada por el aceite de la formación depende en parte de las características del lodo y en parte de las características de la porosidad de la formación. Es dudoso que un lodo pueda cambiar la mojabilidad de la roca cuando ésta tiene permeabilidad relativamente baja, debido a la presencia de pequeñas

gargantas de poro. Este tipo de roca por lo general tiene alta saturación irreductible del fluido que sea (agua, aceite, o una mezcla de los dos) y por ende será difícil que el lodo cambie la mojabilidad de la roca. Este efecto es más importante en el tipo de roca que cuenta con baja saturación irreductible, debido a poros y gargantas de poro de mayor tamaño; roca que se encuentre a una gran altura por encima del nivel de agua libre, donde las fuerzas capilares sobre la fase irreductible es baja y la película formada alrededor de los cristales o granos es delgada.

Las características físico –químicas del lodo, la presión hidrostática del mismo, el tipo de lodo utilizado (base agua, base aceite, espumas, alta salinidad, inhibidos, entre otros) y las formaciones (objetivos del núcleo) tendrán que ser estudiadas y adaptadas para obtener muestras poco dañadas del núcleo. El lodo juega un papel fundamental en la planeación del corte de un núcleo. Se han visto casos en que el sistema de lodo es completamente cambiado antes de llegar al punto de la toma del núcleo con el objetivo de obtener un núcleo en buenas condiciones para su estudio en el laboratorio. En los últimos años, es práctica de la industria que en ciertos casos la información obtenida mediante del estudio del núcleo es crítica para tomar una decisión referente al manejo del yacimiento o a la cuantificación de las reservas.

Un caso frecuente es la decisión de preferir núcleos convencionales sobre los núcleos de pared, debido al daño realizado por el lodo y la imposibilidad de cambiar las propiedades del lodo para acomodar el corte de las muestras de pared. En un campo de yacimientos gasíferos en areniscas de alta permeabilidad, se tuvo la oportunidad de comparar los resultados del laboratorio, obtenidos en muestras de pared y en tapones del núcleo convencional.

Al realizar la programación del corte de núcleos y los intervalos en los cuales se tomarán, se deberá tener en cuenta el perfil de presión de lodo que llevará el pozo durante la perforación. Durante el corte de un núcleo convencional, el lodo por lo general ejerce una presión hidrostática similar a la presión de formación, pero no siempre es el caso para el corte de los núcleos de pared. Para pozos con un tramo largo abierto, donde el gradiente de presión ha incrementado con la profundidad, la presión hidrostática del lodo al final del pozo puede estar muy por encima de la presión de formación, exponiendo la formación a mayores cantidades de filtrado de lodo, causando daños más severos a mayores profundidades dentro de la formación. Mientras mayor sea la permeabilidad de la

formación, el daño tiende a aumentar. Este efecto puede ser insignificante en algunas areniscas, pero al contrario, se han provocado daños severos a los núcleos de pared tomados en areniscas de alta permeabilidad, afectando la permeabilidad, la fuerza retentiva de agua, las propiedades eléctricas, entre otras características importantes de la roca.

Por lo tanto, es muy importante tener bien diseñado y en buenas condiciones el fluido de perforación para alcanzar las mejores prácticas de perforación y en la extracción del núcleo. Antes de introducir el barril muestrero, se debe tener un lodo limpio, para evitar que recortes (escombros) sean introducidos en el barril interior, causando un viaje perdido. Si la circulación no limpia tales sólidos se alojarán en el barril interior. Aun así se recomienda como práctica común, circular lo suficiente para limpiar el pozo antes de introducir el barril muestrero. También los sólidos en exceso y / o partículas de carbonato de calcio en el lodo pueden potencialmente provocar un atascamiento prematuro por empacamiento de sólidos en el espacio anular entre el núcleo y el tubo interior.

El programa final incorporará todos los detalles requeridos para cumplir los objetivos de la toma de núcleos, con especial énfasis sobre los parámetros necesarios para asegurar que los núcleos que lleguen al laboratorio sean representativos de la formación y cumplan con las condiciones exigidas para obtener resultados en laboratorio que sean, también, representativos de ella.

Una vez preparado el programa final de la toma, preservación, manejo y análisis de los núcleos por cortar en el pozo debe ser documentado por escrito y comunicado a todos los grupos técnicos de trabajo que tendrán a su cargo la perforación del pozo, así como el corte y el análisis de los núcleos. Las sugerencias de todos los involucrados pueden estar incorporadas en el documento final. El programa debe ser comunicado a las partes involucradas con el ánimo de enriquecer el programa y puntualizar todos los detalles de la operación en sí de la toma (corte), preservación, manejo, análisis y almacenamiento final del núcleo. Información suplementaria para llevar a la junta será el programa de la perforación del pozo, las litologías de las formaciones del pozo y las características de la roca en la cual se tomará el núcleo.

Se reitera que durante la perforación de un pozo, existe una singular oportunidad de obtener núcleos, información del yacimiento que se debe de aprovechar al máximo, por lo que se requiere que tales muestras de rocas sean representativas.

Es de gran importancia planear todas las fases del corte y la recuperación del núcleo, considerando los costos involucrados en la recuperación y análisis del mismo, además del rol tan importante que tienen los resultados de las pruebas realizadas a los núcleos. La información obtenida del núcleo puede impactar en decisiones tomadas por miles de millones de pesos. La inversión de la toma del núcleo debe cubrir todos los objetivos del estudio del mismo, aprovechando al máximo el poco material físico que se recupera del yacimiento.

Planeación de operaciones posteriores al corte de núcleos

Al momento en que el núcleo recuperado es llevado a la superficie, sus fluidos pueden ser alterados por los cambios de temperatura y presión que encuentran a lo largo de su camino hacia la superficie. El núcleo también puede contaminarse por el fluido de perforación. A pesar de que las prácticas adecuadas de muestreo deben reducir estos problemas, las características de los fluidos del núcleo pueden no ser representativas de los fluidos de la formación, incluso antes de que el núcleo sea removido del barril.

Extracción del núcleo del barril

Antes de que el núcleo sea removido del barril, los recipientes, cajas o contenedores del núcleo son marcados y colocados en el orden en que deben de ser usados. Los contenedores están diseñados para colocar núcleos de 3 pies o más. Los núcleos de 3 pies (un metro aproximadamente) son los más prácticos para trabajar. Luego de ser llevados a la superficie, los núcleos son removidos tan pronto como sea posible para que las saturaciones de fluidos no se alteren. Cualquier retraso al remover el núcleo del barril debe ser anotado en el registro que es enviado al laboratorio junto con el núcleo.

Cuando la parte superior del barril nucleador pasa a través de la mesa rotaria, las cuñas se colocan bajo el estabilizador y el sujetador de lastrabarrenas se coloca justo debajo de los canales de los estabilizadores. Luego se separa la sarta de tubería de perforación del barril nucleador. Si se emplea algún tipo de enjarre éste debe de ser removido del barril. La bola de acero es recuperada por dentro del barril y en la parte superior de éste. Para proteger al núcleo no se circula agua en la parte interna del barril hasta que el núcleo ha sido removido y recostado. El barril nucleador es sacado completamente del agujero. La barrena nucleadora es quitada y reemplazada por un protector del barril nucleador y el barril nucleador es regresado al agujero. Se colocan las cuñas y el sujetador de

lastrabarrenas. El barril interno es extraído completamente del barril externo y es suspendido de forma vertical para la extracción del núcleo. El barril interno es lavado y las juntas son inspeccionadas para asegurar que se encuentran ajustadas. Luego el barril interno se coloca a una pulgada del piso de perforación. Se instala una tenaza en la parte inferior del barril interno y se asegura al piso. Luego el barril interno es levantado 2 o 3 pulgadas por encima del piso. El núcleo está entonces en condiciones de ser removido del barril. Es importante señalar que como norma de seguridad el personal tiene prohibido poner las manos o los pies bajo el núcleo que está en etapa de remoción.

Los núcleos bloqueados o atascados son aflojados golpeando suavemente el barril con un martillo. El golpeo enérgico con el martillo es evitado por la posibilidad de fracturar o aplastar el núcleo. Si el núcleo aún así se resiste a salir entonces el núcleo es impulsado hacia fuera con un fluido y una bomba tipo pistón. Si el contacto entre el fluido de perforación y el núcleo es inevitable entonces se debe utilizar el mismo tipo de fluido que se empleó al momento de cortar el núcleo. Expulsar el núcleo con fluido a alta presión también debe evitarse porque el núcleo se puede romper. Cualquier tipo de irregularidad o dificultad que se presente al momento de remover el núcleo debe ser anotado en el registro.

Debido a que el núcleo generalmente se desliza fuera del barril con facilidad, la cuadrilla encargada de la operación debe estar alerta y reaccionar con rapidez. Usando guantes deben guiar al núcleo hacia fuera del barril con las palmas de las manos y golpearlo con un martillo para romperlo y obtener de este modo tramos de 18 pulgadas (50 cm. aproximadamente) o de la longitud que se desee.

Cada tramo del núcleo es colocado en un contenedor marcado. Cuando los contenedores o cajas tienen un núcleo adentro deben ser marcados de acuerdo con las especificaciones de cada compañía y el número de núcleo. El número de núcleo corresponde al número del contenedor o recipiente. La primera pieza que sale del barril es marcada generalmente con el número uno. La orientación superior e inferior del núcleo es marcada. También se puede marcar la profundidad desde la superficie hasta la parte superior e inferior del núcleo. La profundidad desde la superficie hasta la ubicación del núcleo en el subsuelo es un dato muy importante. Si el personal olvida que la primera pieza del núcleo que es extraída corresponde a la parte inferior del núcleo en su totalidad,

entonces se puede cometer el error de marcarlos al revés. Los analistas del laboratorio no tienen forma de inferir, en principio, si un núcleo ha sido marcado correctamente o no y entonces se comienzan a obtener resultados confusos. Esto se puede corregir hasta que se tengan resultados de análisis geológicos y petrofísicos y con ayuda de los registros geofísicos tomados en el intervalo nucleado. Cuando el núcleo ha sido removido en su totalidad cae al suelo la marca del núcleo, algunas veces llamada “el conejo”, el cual indica que el barril está vacío.

Cuando el núcleo ha sido removido, el barril interno se coloca de nuevo dentro del barril externo. De ser posible se circula agua limpia a través de los barriles. Luego, la parte superior del barril externo con el barril interno es desconectada y las secciones inferiores son sacadas del agujero.

Registro del núcleo

La información acerca del núcleo debe ser anotada en la hoja de registro, la cual acompañará al núcleo hasta el laboratorio. Esta hoja es un medio de comunicación importante entre el personal de perforación y el responsable del análisis de núcleos en el laboratorio. A los analistas del laboratorio se les debe informar acerca de cualquier irregularidad que se haya presentado durante el proceso de la extracción del núcleo. Las condiciones del lodo, gravedad del aceite, características de la zona, las pruebas que se requieren, evaluación del pozo, datos de perforación y núcleo, dificultades en la remoción del núcleo, y exposición a los elementos de la intemperie, son algunos de los datos que se anotan en esta hoja. Las anotaciones se hacen para la longitud total del núcleo y para las secciones perdidas, si es que existen. Los detalles litológicos de cada pie de núcleo pueden ser anotados por un geólogo en el pozo o en el laboratorio. Los analistas de laboratorio deben enterarse de esta información al momento de recibir los núcleos para programar con detalle desde cómo sacarlos de los recipientes hasta cómo hacer las pruebas a los núcleos.

La hoja de registro de datos debe incluir el nombre, la dirección, y compañía de la persona a quien el reporte del análisis debe ser enviado; el campo, pozo y zona; el nombre de la compañía que prestó el servicio de nucleamiento y del representante que supervisó las operaciones. Los geólogos del pozo indican qué tipos de análisis son necesarios así como el tipo de resultados que pueden no ser confiables debido a las condiciones a las que se llevaron a cabo las operaciones.

En la Tabla 2.6, se presenta una hoja de registro que podría ser considerada como ejemplo.

Tabla 2.6. Hoja de registro con información importante que debe enviarse al laboratorio junto con los núcleos.

INFORMACIÓN QUE DEBE ENVIARSE AL LABORATORIO JUNTO CON LOS NÚCLEOS	
DATOS DEL POZO	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre y número. • Nombre del campo y/o Yacimiento al que pertenece. • Elevación de la mesa rotaria. • Plano de localización del pozo. • Copia de los registros geofísicos tomados en el intervalo muestreado.
DATOS DE LOS NÚCLEOS	<ul style="list-style-type: none"> • Fecha de núcleo. • Tipo de núcleo. • Número del núcleo. • Intervalo nucleado. • Recuperación. • Formación nucleada. • Yacimiento al que pertenece el núcleo. • Descripción litológica. • Tipo de protección y preservación que tiene el núcleo. • Número de cajas que contienen el núcleo, convenientemente marcadas.
DATOS DE LOS FLUIDOS RELACIONADOS A LOS NÚCLEOS	<ul style="list-style-type: none"> • Características y propiedades del fluido de perforación utilizado en la operación de corte del núcleo. • Características y propiedades de los hidrocarburos saturantes. • Características y propiedades del agua de formación. • Características y propiedades del agua de inyección o del fluido desplazante, en caso de que el núcleo esté considerado en un proyecto de recuperación secundaria o mejorada.
DATOS DEL PERSONAL RELACIONADO	<p>Nombre, dirección y teléfono de las siguientes personas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Supervisor de corte, de la protección y preservación de los núcleos, así como de su envío al laboratorio. • Profesional que solicitó el corte de núcleos y que utilizará los resultados de los análisis de núcleos en laboratorio.
DATOS DE LOS ANÁLISIS DE LABORATORIO	<ul style="list-style-type: none"> • Relación detallada de los análisis de laboratorio que se requieren y la aplicación que tendrán los resultados.

Limpieza del núcleo

Los residuos del lodo pueden formar un enjarre en la parte externa del núcleo al momento de ser cortado. El enjarre debe ser retirado con cuidado al momento de extraer el núcleo del barril. Se puede usar con mucho cuidado un cuchillo para raspar las capas de enjarre que pudieran endurecerse en el núcleo. El núcleo nunca debe de ser lavado porque se puede dañar. El núcleo debe limpiarse de una forma rápida para reducir la exposición a los elementos o aspectos externos a él (intemperie). Esta exposición, incluso por algunos minutos, puede representar una pérdida significativa de los fluidos que contiene. El análisis se verá entonces afectado de un modo adverso por esta pérdida de fluido. Si ocurre una exposición excesiva, debe ser anotada en la hoja de registro.

Preservación del núcleo

El núcleo es preservado (protegido) en el pozo en un intento de conservar las propiedades de la roca con los fluidos saturantes tal y como existían dentro del barril nucleador. Si este proceso no se lleva a cabo cuidadosamente, el núcleo pierde las características que son representativas de las condiciones de la formación y que son importantes para los análisis.

El tipo de procedimiento de protección depende del tipo de roca, de las propiedades que deben ser conservadas, de la distancia a la que debe de ser enviado el núcleo, de los análisis que se le van a realizar y del tipo de herramientas nucleadoras que fueron empleadas.

La preservación minimiza la posibilidad de rompimiento del núcleo durante su transportación al laboratorio. Los contenedores o recipientes que se emplean para su envío son casi del mismo diámetro que el núcleo, así éste tiene poco espacio para moverse y golpearse contra las paredes y romperse. Esta práctica común rellenar el espacio entre el núcleo y el recipiente con algún material suave no absorbente. Cuando el núcleo debe ser enviado a grandes distancias, se emplean contenedores de metal o plástico rígido, que son más apropiados para este propósito.

Algunas veces, en el pozo sólo se aplican los métodos preliminares de preservación de los núcleos. Cuando el núcleo llega al laboratorio es sometido a preservación adicional, si es que las pruebas no se realizan inmediatamente. Al preservar el núcleo se toman ciertas precauciones:

- 1) Después de que el núcleo es removido del barril, limpiado y colocado en el contenedor, éste debe ser sellado lo más rápido posible.
- 2) Los contenedores son mantenidos a temperatura constante para evitar la condensación
- 3) Se evita el uso de cualquier material que pudiera absorber aceite como lo son: tela y papel.
- 4) No se sumerge el núcleo en cera
- 5) Se toman cuidados especiales a los núcleos no consolidados y frágiles
- 6) No se lava el núcleo con alguna sustancia
- 7) Se marcan los contenedores con el nombre del campo, del pozo y la profundidad a la que se tomó el núcleo
- 8) Se revisan los contenedores al momento de destaparlos para buscar aceite o agua
- 9) Los núcleos son almacenados en sus contenedores sellados hasta el momento de ser analizados.

Métodos de preservación del núcleo

Varios métodos son empleados para proteger los núcleos durante su traslado y almacenamiento.

Los procedimientos de preservación más comunes son:

- Ⓢ **Confinar los núcleos en recipientes herméticos.** Es un método rápido y eficiente de empaquetar un núcleo. Especialmente bueno con los núcleos a los que se les realizará la prueba de saturación de fluidos porque minimiza la pérdida de fluidos y evita la variación de temperatura. El núcleo generalmente llena el espacio interior del recipiente, así que la posibilidad de ruptura es mínima. Antes de ser puesto en el contenedor, el núcleo debe envolverse con una lámina delgada de aluminio o con hoja de plástico, nunca debe utilizarse algún tipo de material que pueda absorber los fluidos. En el contenedor no debe haber humedad así como ningún material extraño.



Figura 2.4. Tubo sellado herméticamente.

- Ⓢ **Los núcleos se pueden almacenar en tubos sellados herméticamente.** Un tubo hermético se construye con acero, plástico o aluminio, ver Figura 2.4. El núcleo puede ser envuelto con lámina delgada de aluminio o de plástico y es sellado en el tubo usando un cople de tapa. Las mismas precauciones se toman para los contenedores herméticos en cuanto a cuidados de humedad, temperatura y compatibilidad de diámetros.

- Colocación en bolsas de plástico.** Cuando se usan bolsas de plástico, Figura 2.5, el personal que manipule el núcleo debe tratar de eliminar el aire que quede entre el núcleo y la bolsa. La eliminación del aire se puede realizar usando succión o doblando el exceso de plástico de la bolsa para permitir la salida del aire. Debido a que la forma del núcleo puede romper la bolsa, generalmente se usan varias bolsas y éstas generalmente son colocadas en otro tipo de contenedor, como lo son: cajas, tubos o latas.



Figura 2.5. Bolsas plásticas con sello hermético.

- Congelamiento.** Para evitar el daño, el núcleo se congela rápidamente con hielo seco. Un proceso de congelamiento lento puede causar que el núcleo se rompa y que los fluidos migren, lo cual cambiará las propiedades del núcleo. El descongelamiento del núcleo también se hace rápido para evitar la condensación o la alteración de los fluidos. El congelamiento con hielo seco es un método eficiente y sencillo para preservar los núcleos, si es que el laboratorio se encuentra cerca del pozo. Los envíos alejados requieren sistemas de refrigeración o congelamiento continuo con hielo seco.



Caja utilizada para el transporte del núcleo hasta el laboratorio, con aislamiento térmico para conservar el hielo seco



Cajas utilizadas para el congelamiento de los núcleos.

Figura 2.6. Cajas de congelamiento.

④ **Envoltura en láminas de metal y plástico.** Es el método más recomendado para preservar núcleos no consolidados y con él es posible enviar el núcleo hasta el laboratorio sin que se rompan a condición de que sean analizados inmediatamente a su llegada. Los núcleos son envueltos en láminas, los extremos de la lámina son enrollados en el núcleo y luego las tapas son presionadas. El envolvimiento con dos o tres láminas asegura que no exista goteo. Las muestras envueltas son generalmente colocadas dentro de recipientes más robustos para su envío.

④ **Recubrimiento con plástico.** Cuando un núcleo tiene que ser enviado a grandes distancias o almacenado por mucho tiempo antes de ser analizado, el mejor método es el recubrimiento con plástico. Un recipiente con plástico derretido es mantenido en el pozo a una temperatura apenas superior a su temperatura de derretimiento. El recipiente puede ser controlado termostáticamente. Usando tenazas para manipular el núcleo, se sostiene un extremo del núcleo y se sumerge dos tercios de su longitud dentro del plástico. Luego de dejar que se enfríe el plástico durante algunos, hasta que se pone duro, se sostiene por el otro extremo y nuevamente se sumerge dos terceras partes del núcleo para traslapar el plástico. Se pueden usar cables delgados en lugar de tenazas para sumergir el núcleo. Posteriormente el núcleo se cuelga hasta que el plástico endurezca completamente. El núcleo se sumerge nuevamente en el plástico hasta que el recubrimiento alcance un espesor de un dieciseisavo de pulgada (0.16 cm) de plástico. El plástico no debe penetrar en el núcleo más allá de la profundidad de un grano. Los núcleos pobremente consolidados pueden ser envueltos en lámina delgada de aluminio o plástico antes de ser sumergidos en el plástico líquido.

El plástico usado en este proceso de recubrimiento debe ser adecuado al clima en el que se está nucleando. Además, este material no debe reaccionar con el agua o el aceite, debe ser impermeable a partir del momento en que se coloca y se debe endurecer entre 5 y 15 segundos.

Algunos núcleos requieren preservación especial. Los núcleos con sección transversal triangular, por ejemplo, son transportados en contenedores o recipientes triangulares en su sección transversal. Los núcleos de pared generalmente son envueltos en lámina delgada de aluminio o plástico y colocados en contenedores especiales. Estos núcleos también pueden ser preservados en plástico.

Algunos barriles nucleadores proveen la preservación del núcleo desde el momento en que se corta la muestra. Los barriles nucleadores van envolviendo al núcleo en un tubo de caucho o neopreno que se sella en las tapas. El núcleo puede ser transportado completo, congelado en cajas de madera o cortado en partes más pequeñas para su transportación. Estos barriles nucleadores especiales se recomiendan, por ejemplo, para formaciones suaves, no consolidadas o deleznales.



Figura 2.7. Estas cajas pueden ser utilizadas para transporte terrestre o puestas dentro de un armazón de hierro para transporte marítimo.



3. ASPECTOS GENERALES RELACIONADOS AL CORTE DE NÚCLEOS

3.1 PERFORACIÓN DE UNA ROCA

En general, las rocas, y por lo tanto las sedimentarias, presentan resistencia al corte, a ser perforadas o a cortárseles un núcleo. El grado de resistencia depende de varios factores, algunos de ellos corresponden a la roca, como la perforabilidad, la dureza y la abrasividad y otros se relacionan a la operación de perforación de un pozo, como el esfuerzo que se aplica sobre las formaciones. A continuación se comentará un poco sobre tales factores.

La perforabilidad de la formación (manejada frecuentemente como factor de perforabilidad) consiste de una medida de la facilidad que presenta la formación para ser perforada y es inversamente proporcional a la resistencia de la compresibilidad de la roca, este factor tiende a disminuir con la profundidad. Usualmente se mide por la velocidad de penetración y por la duración de la vida útil de la barrena. La fuerza compresiva, la dureza y la abrasividad determinan la perforabilidad de una formación.

El hecho de tener mayor perforabilidad implica poder cortar o romper la roca con menos fuerza y por lo tanto tener una mayor velocidad de perforación. Muchos factores afectan la perforabilidad y como resultado, se comprende por qué la selección de las barrenas y los parámetros relacionados se evalúan continuamente buscando la optimización.

La fuerza compresiva de una roca es el producto de la combinación de calor, presión, edad y variación geológica. Si una roca tiene una fuerza de 8000 libras por pulgada cuadrada, entonces, esa es la cantidad de esfuerzo que se requiere para romper la roca. La fuerza compresiva es una manera para describir la dureza de una roca y tiene un impacto directo sobre la perforabilidad.

La dureza o resistencia es un término relativo utilizado para describir las características que opone una formación a ser fracturada; depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de comprensión a los que se someta, está ligada a la litología. Las formaciones superiores o someras sólo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión debidos a la sobrecarga de las formaciones superiores. Debido a ésto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga). Una característica de todas las rocas es el incremento de resistencia con el incremento de presión. La resistencia de una roca depende de las presiones y tensiones circundantes. Cualquier presión o tensión agregada sobre el material rocoso lo hará más fuerte.

El grado de porosidad y permeabilidad de las rocas son importantes para establecer el grado de dureza. Formaciones altamente porosas son más blandas y más perforables que las formaciones con bajo nivel de porosidad.

Las formaciones o rocas abrasivas tienen la capacidad de desgastar la superficie de contacto de otro cuerpo más duro durante un proceso de rozamiento. Influye en el desgaste de la barrena debido a la fricción producida por los bordes de los cortadores contra la formación al momento de perforar. La presencia de materiales abrasivos en la composición mineralógica de la roca (pirita, pedernal, magnetita, etc.) son la causa del desgaste prematuro de una barrena, siendo el calibre el parámetro más afectado. Los factores que aumentan la capacidad abrasiva de las rocas son:

- ♣ Tamaño de los granos. Este aspecto tiene un impacto directo sobre la abrasividad de las rocas. Por lo general, los granos más grandes son más abrasivos que los granos más pequeños. El tamaño del grano depende de la roca de donde proviene, el proceso de erosión y la forma de transporte que tuvo antes de la acumulación. La base utilizada en la clasificación de rocas clásticas es el tamaño del grano. Las clasificaciones son determinadas por los tamaños utilizados como límites, los cuales frecuentemente se encuentran medidos en milímetros.

- ♣ Ordenamiento. El grado de ordenamiento mide los cambios causados por los agentes de transporte. Es un valioso indicador del ritmo y ambiente de la acumulación de material y ha sido útil en la clasificación de las areniscas. El ordenamiento por tamaño agrupa los granos del mismo tamaño. Las rocas que no han sido bien ordenadas tienen granos de diferentes tamaños y son más porosas y más abrasivas que las rocas bien ordenadas.

- ♣ Forma de los granos. La forma de los granos tiene lugar antes que el ordenamiento y depende del tipo de erosión y del proceso de transporte por el cual se desplazaron las partículas sedimentarias. Las formas angulares han sido originadas por glaciares que han cubierto las rocas, mientras que las formas más redondeadas son el resultado de haber sido transportadas las partículas por aguas que se movían a muy alta velocidad. La erosión a causa del viento produce formas que se clasifican entre angulares y redondeadas. Los granos más angulares son más abrasivos que los redondeados.

- ♣ Compactación y cementación de la roca. Formaciones pobremente cementadas, como la arenisca no consolidada, son muy abrasivas. Durante la perforación, la arenisca no consolidada se desmorona y cae sobre la barrena, actuando como un abrasivo e impidiendo la limpieza. Una arenisca dura, bien cementada, también es extremadamente abrasiva y difícil de perforar. Usualmente, el ritmo de penetración en estas formaciones es muy bajo. Una arenisca compactada o friable se romperá en pedazos y es menos abrasiva al ser perforada que una arenisca no consolidada o que la arenisca bien cementada. Los recortes desmenuzados se pueden lavar fácilmente antes de que desgasten la barrena.

Tabla 3.1. Muestra el grado de dureza y abrasividad de algunas rocas sedimentarias.


DUREZA Y ABRASIVIDAD					
	ABRASIVA DURA	ABRASIVA MENOS DURA	ABRASIVA FRIABLE	ABRASIVA MENOS FRIABLE	NO ABRASIVA BLANDA
ROCAS	<ul style="list-style-type: none"> - Conglomerados con cuarzo. - Areniscas. - Grauvacas. - Ortocuarzitas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ceniza Volcánica. - Ceniza silícea. - Areniscas de grano grueso. - Tobas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Areniscas friables. - Areniscas calcáreas. - Gravas consolidadas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calizas. - Arcillas esquistosas. - Cretas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Margas. - Lutitas. - Carbones. - Yesos. - Calizas oolíticas. - Evaporitas.


Esfuerzo. Es un término poco preciso usado para describir una roca, puede definirse como la resistencia que tiene la roca a la deformación; por ejemplo, una roca fuerte es una roca con un alto módulo de Young. El esfuerzo describe qué tan bien está cementada la roca, por ejemplo un mayor o menor esfuerzo corresponde a un esfuerzo compresivo uniaxial de la roca. Esta mezcla de términos es debida al hecho de que existen algunas correlaciones entre el módulo de Young y el esfuerzo compresivo.

Las propiedades mecánicas de la roca normalmente se refieren a las constantes en la ecuación constitutiva a que se supone obedece la roca. Una roca con comportamiento lineal-elástico perfectamente plástico puede describirse por cuatro parámetros mecánicos: dos elásticos (Módulo de Young y relación de Poisson) y dos parámetros de falla (ángulo de fricción y esfuerzo uniaxial cuando se aplica el criterio de Mohr-Coulomb).

Las constantes elásticas, que determinan la capacidad de las rocas para resistir esfuerzos, pueden ser relacionadas con parámetros medidos a partir de los registros geofísicos, tales como: Rayos Gamma, Densidad de formación y Sónico digital. Permitiendo con ello un estudio más detallado del comportamiento de las rocas, mediante el análisis de los esfuerzos ambientales de las mismas.

- i. *Constantes elásticas estática.* Son las propiedades derivadas de la medición en laboratorio de la deformación de una muestra de roca sometida a un esfuerzo determinado.
- ii. *Constantes elásticas dinámicas:* Se pueden determinar por la medición de velocidades de propagación de una onda elástica dentro de un material. Las formas de onda del registro sónico digital contienen la información necesaria para conocer tal medición y, por lo tanto, permite determinar las propiedades mecánicas de las rocas.

 Módulo de Young o de elasticidad (E) [psi., Kg./cm², bar]. Propiedad elástica que resulta de encontrar la pendiente de la zona elástica lineal durante la prueba de compresión. Es una medida de la rigidez de la roca y físicamente representa el esfuerzo que hay que aplicar a una muestra para conseguir una deformación igual a su longitud.

 Módulo de Poisson (ν) [adimensional]. Constituye la medida de la expansión lateral relativa a la contracción longitudinal durante la prueba de compresión.

📖 Módulo Volumétrico (k) [psi., Kg. /cm², bar]. Cuando una muestra es sometida a un esfuerzo hidrostático, igual y constante en las tres direcciones, y si se logra mediante algún medio obtener la deformación volumétrica (ev), la relación entre el esfuerzo hidrostático y su deformación volumétrica es conocida como módulo volumétrico. Es la medida de resistencia que la muestra ofrece al ser sometida a un esfuerzo hidrostático. La inversa del módulo volumétrico (1/k) es la compresibilidad de la roca (C).

📖 Módulo de corte o cizallamiento (G) [psi., Kg. /cm², bar]. Es la medida de la resistencia que ofrece la muestra a ser deformada por corte (esfuerzos paralelos a la superficie de estudio)

Las relaciones entre las constantes elásticas y los parámetros de formación están resumidas en la Tabla 3.2

Tabla 3.2. Constantes elásticas dinámicas de las rocas.

Módulo de Young	E	$\frac{\text{Esfuerzo.Aplicado}}{\text{Def.Normal}}$	$2G(1 + \nu)t$
Relación de Poisson	v	$\frac{\text{Def.Lateral}}{\text{Def.Longitudinal}}$	$\frac{0.5[\Delta ts / \Delta tc]^2 - 1}{[\Delta ts / \Delta tc]^2 - 1}$
Módulo Volumétrico	K	$\frac{\text{Esfuerzo.Aplicado}}{\text{Def.Volumétrica}}$	$\rho_b \left[\frac{1}{\Delta ts^2} - \frac{4}{\Delta ts^2} \right] t$
Módulo de Compresibilidad	C	$\frac{\text{Def.Volumétrica}}{\text{Esfuerzo.Aplicado}}$	$\frac{1}{K}$
Módulo de Cizallamiento	G	$\frac{\text{Esfuerzo.Aplicado}}{\text{Def.Cizallamiento}}$	$\rho_b \left[\frac{1}{\Delta ts^2} \right] t$

3.2 BARRENAS

La barrena es la herramienta de corte de roca localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria. Su función es perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la barrena. En general las barrenas se rigen por dos principios básicos:

- Ⓒ Trituración de la roca excediendo la resistencia al corte.
- Ⓒ Trituración de la roca excediendo la fuerza compresiva.

Estos dos principios generan dos tipos de fallas, cortes, rompimientos o trituración de las rocas, que son:

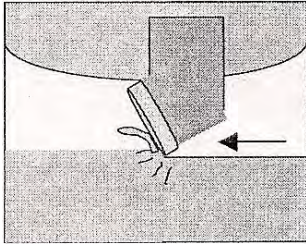


Figura 3.1. La roca falla por esfuerzos de corte.

La falla por esfuerzo cortante. Involucra el uso de un diente de barrena, para romper o cortar la roca en pequeños fragmentos que sean fácilmente removibles. La simple acción de forzar un diente dentro de la formación crea fracturamientos que dan como resultado el desarrollo del corte, aumentando su efectividad si el diente es arrastrado a través de la roca después de la inserción.

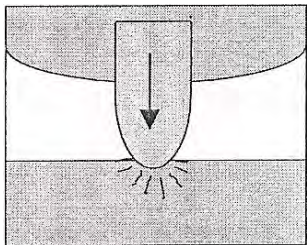


Figura 3.2. La roca falla por esfuerzos compresivos.

La falla compresiva. Para que la roca falle o se rompa, se requiere que la carga que se aplica sobre la roca exceda la fuerza compresiva de ésta. La carga deberá permanecer sobre la superficie de la roca el tiempo necesario para que ocurra la falla, la cual no se presentará si la fuerza compresiva de la roca excede a la carga o si ésta es removida antes de ser transmitida del diente hacia la formación. Lo anterior es básico para la perforación de rocas duras con grandes pesos sobre la barrena (PSB) y bajas velocidades de rotación.

3.2.1 COMPONENTES DE UNA BARRENA

Como se muestra en la siguiente Figura 3.3, el cuerpo de una barrena tricónica consiste de:

- a) Una conexión roscada (piñón) que une la barrena con una caja del mismo diámetro del lastrarbarrenas.
- b) Tres ejes (muñón) en donde van montados los conos.
- c) Tres conos cortadores que giran sobre su eje.
- d) Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes.
- e) Los orificios (toberas) a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo del pozo los recortes que genera la barrena.
- f) Cortadores (dientes o insertos de carburo de tungsteno).
- g) Hombro de la barrena.

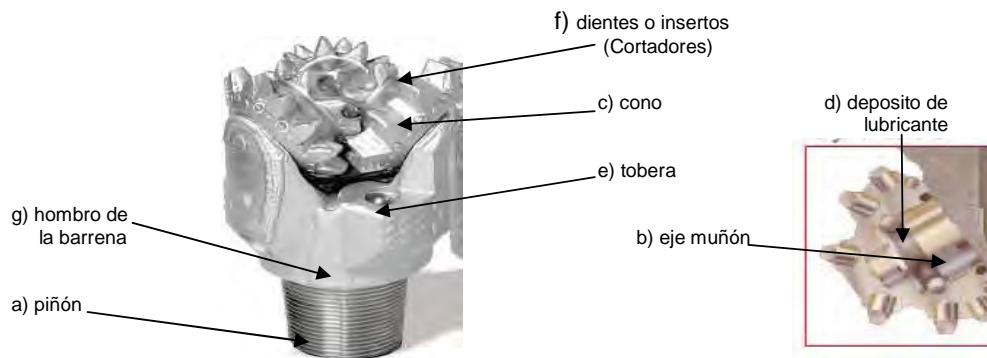


Figura 3.3. Partes esenciales de una barrena tricónica.

Como se ilustra en la Figura 3.4, el cuerpo de una barrena de diamante policristalino (PDC) consiste de:

- Una conexión roscada (piñón) que une la barrena con una caja del mismo diámetro del lastrabarrenas.
- Cortadores de diamante policristalino. Alta resistencia a la abrasión y al impacto.
- Aletas (en algunos modelos).
- Los orificios (toberas) a través de los cuales el fluido de perforación fluye para limpiar del fondo del pozo los recortes que origina la barrena.
- Hombro de la barrena. Permite mantener la herramienta sin tanto movimiento, por lo que el diámetro del agujero se mantiene hasta en las formaciones más duras.

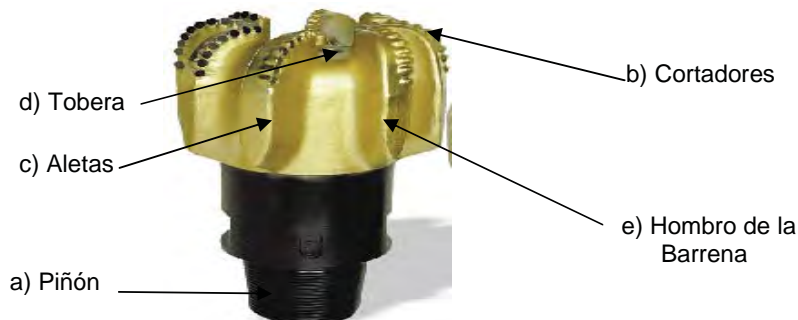


Figura 3.4. Partes esenciales de una barrena PDC.

Barrenas especiales

Las barrenas especiales pueden ser de dos tipos: bicéntricas o ampliadoras, ver Figuras 3.5 y 3.6. Se utilizan para operaciones tales como: la ampliación del diámetro del agujero, ya sea desde la boca del pozo (superficial) o desde una profundidad determinada.



Figura 3.5. Barrena bicéntrica.

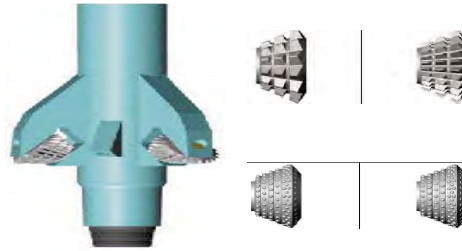


Figura 3.6. Barrena ampliadora.

Selección de barrenas

La selección de la barrena es una parte importante dentro del proceso de planeación de la perforación de un pozo así como de la extracción de muestras de roca de él, ya que de ello depende, en buena parte, la optimización del ritmo de penetración, el cual está influenciado por diversos parámetros, tales como: esfuerzos efectivos de la roca, características de la barrena, condiciones de operación (peso sobre la barrena, velocidad de rotación e hidráulica), ensamble de fondo del pozo, propiedades físico-químicas de la roca, fluidos de perforación y desviación del pozo, entre otros.

Tradicionalmente, la selección de barrenas para perforación se efectúa con base en la información de registros de barrenas usadas en pozos que hayan perforado, en áreas vecinas, columnas geológicas similares a la que se pretende perforar; a estos pozos se les llama de correlación. Este criterio de selección requiere de una buena base de datos de registros de barrenas usadas en pozos vecinos y de la experiencia del personal involucrado en la selección de la barrena. Su efectividad está limitada a la repetición de las mismas condiciones de operación y bajo el supuesto de que los datos existentes representan parámetros óptimos de operación, lo cual no siempre se tiene por lo que la selección de barrena finaliza en un proceso de ensayo y error. Otro criterio de selección de barrenas se basa en registros geofísicos, en el que se usa la relación que existe entre la litología de la formación y la resistencia a la compresión de la roca. En formaciones someras, donde la toma de información de registros de pozos es limitada, los registros de barrenas de pozos de correlación son la mejor opción para seleccionar barrenas.

Algunos de los criterios y metodologías reconocidos son los siguientes: factor de barrena, perforabilidad de la formación, energía mecánica específica, índice de perforación y costos por metro perforado. Algunos son estadísticos, basados en registros de barrenas, mientras que otros son analíticos, basados en principios matemáticos asociados con las propiedades mecánicas de las formaciones. No existe un criterio normalizado sobre cómo seleccionar el tipo de barrenas, por lo que generalmente se hace a partir de experiencias del comportamiento de cada tipo de barrena en litologías conocidas. Inicialmente, es necesario recopilar información de pozos de correlación, sobre todo registros de barrenas y registros geofísicos de pozo (sónico – bipolar, de preferencia-, de densidad y de rayos gamma).

A continuación se describe brevemente el método que utiliza la energía mecánica específica (E_s) como criterio de apoyo para decidir qué tipo de barrena seleccionar: tricónica o de cortadores fijos. La energía mecánica específica se define como la energía requerida para remover una unidad de volumen de roca. Debido a que la energía mecánica específica (E_s) no es sólo una propiedad intrínseca de la roca, sino que está íntimamente ligada con las condiciones de operación de la barrena, proporciona una medida directa de la eficiencia de la barrena en una formación particular. La (E_s) se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_s = \frac{(13415)(W)(N)}{d(Rp)} \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde **W** es el peso de la barrena, **N** es la velocidad de la rotación, **d** es el diámetro de la barrena, y **Rp** el ritmo de penetración.

Cuando se estima la eficiencia de la barrena conforme al concepto de costo por metro perforado (C), existen parámetros como el tiempo de viaje (t_v) y el costo del equipo (C_E). El costo por metro perforado es directamente proporcional al costo del equipo y al tiempo de viaje, éste se puede ver en la ecuación (3.2).

$$C = \frac{(C_B) + (t_v + t_R)(C_E)}{H} \dots\dots\dots(3.2)$$

Donde (**C_B**) es el costo de la barrena, (**t_R**) es el tiempo efectivo de rotación de la barrena en el intervalo perforado **H**.

En forma resumida, la metodología es la siguiente:

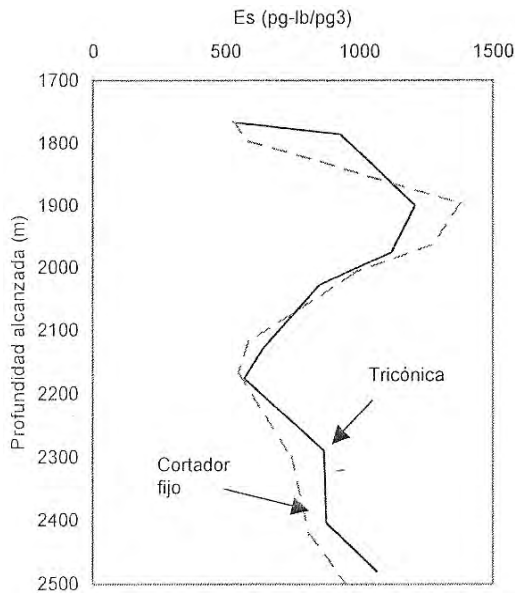


Figura 3.7. Gráfica comparativa de eficiencia en términos de la energía mecánica específica.

- i. Ordenar la información del registro de barrenas de pozos vecinos o de correlación.
- ii. Calcular la energía mecánica específica (E_s) con la ecuación (3.1) para cada intervalo perforado y para cada barrena utilizada.
- iii. Graficar los datos de profundidad alcanzada contra (E_s), como se muestra en la Fig. 3.7

- iv. Seleccionar la(s) barrena(s) utilizando la gráfica construida. El criterio de decisión es que la barrena más efectiva es la que requiere menos energía mecánica específica. En el caso de la Fig. 3.7 la barrena de cortadores fijos sería la seleccionada.

Este criterio junto con el tradicional de costo por metro sirve como un apoyo para decidir qué tipo de barrena se va a utilizar.

La ventaja de aplicar el criterio de la (E_s) es que proporciona la información oportuna acerca de la eficiencia de la barrena para cada intervalo perforado en función de condiciones de operación. Sin embargo, su uso está limitado para pozos de desarrollo ya que se requieren datos de pozos perforados anteriormente en el área. En pozos exploratorios o con poca información de pozos vecinos, solo es aplicable como criterio para sacar oportunamente la barrena.

A continuación se hacen algunas observaciones para seleccionar las barrenas y tener un buen funcionamiento de ellas:

- ♣ Los resultados de la aplicación de la metodología basada en la (Es) deben ser entendidos como un soporte para tomar decisiones correctas y no como un criterio de validez absoluta.
- ♣ Cuando no se tenga información requerida para aplicar la técnica basada en el (Es), la aplicación de criterios prácticos de campo es trascendental. Una roca dura no puede ser perforada con una barrena para rocas suaves. Una roca suave no será perforada con eficiencia si se utiliza una barrena para rocas duras.
- ♣ En formaciones someras, donde es limitada la información de registros geofísicos de pozo, los registros de barrenas de pozos de correlación (vecinos) son la mejor base para seleccionar barrenas.
- ♣ Se recomienda mantener una diferencial de presión mínima entre la densidad equivalente de circulación y la presión de poro de la formación, lo que mejora el ritmo de penetración.
- ♣ Es necesario optimizar la hidráulica del sistema de tal modo que la potencia hidráulica sea transmitida de manera óptima al fondo del pozo.
- ♣ El uso de fluidos de perforación limpios de sólidos es de vital importancia para el correcto desempeño de la barrena. Esto implica un adecuado mantenimiento de los fluidos en superficie.
- ♣ Fomentar la cultura de toma de información rutinaria de la roca y sus fluidos para la caracterización de los campos.
- ♣ Mantenerse informado acerca de innovaciones tecnológicas en todo tipo de barrenas, particularmente las PDC de vanguardia, que permiten un mejor control de la dirección en perforación direccional.

3.3 BARRENAS PARA LA EXTRACCIÓN DE NÚCLEOS

Originalmente, una barrena tricónica de rodillos similar a una barrena de perforación convencional fue usada para cortar el núcleo. Hoy en día, las barrenas nucleadoras de diamante son frecuentemente las más usadas debido a su durabilidad y capacidad para cortar rocas, ya que las barrenas de diamante pueden permanecer en el fondo del agujero durante más tiempo y pueden cortar núcleos más largos. Las barrenas cortanúcleos para formaciones duras usualmente tienen pequeños diamantes incrustados en la barrena. Las barrenas cortanúcleos para formaciones suaves usualmente tienen diamantes más largos. Estas barrenas difieren de las barrenas de diamantes de perforación convencional en dos aspectos:

- I.** Las barrenas corta núcleos tienen una abertura circular de manera que pueda pasar el núcleo a través del barril cuando se esté cortando (el corte produce un cilindro largo de roca conocido como núcleo). En algunas barrenas, el fluido de perforación sale de las barrenas a través de agujeros hechos sobre la superficie de la barrena.
- II.** Las barrenas cortanúcleos tienen roscas para conectarse al barril nucleador en lugar de conexiones API, que la mayoría de barrenas perforadoras tienen.

Las barrenas cortanúcleos de diamante están integradas de 3 partes básicas:

- 1.** La corona, donde se encuentran los diamantes.
- 2.** El espacio vacío, de acero, al que la corona se conecta.
- 3.** Portabarrena, que contiene las roscas para la conexión del barril nucleador.

La corona usualmente contiene varios cojines o secciones de diamantes, El arreglo es radial, sesgado, o en espiral, dependiendo de la dureza de la roca para la cual es utilizada.

Se deben tomar varias consideraciones para seleccionar las barrenas corta núcleos. Estos factores incluyen: las características de la formación, la capacidad de las bombas de lodo, la composición y propiedades de los fluidos de perforación, el número de estabilizadores usados, la cantidad de núcleos por obtener, problemas con el agujero, el tamaño del agujero deseado y el tamaño del núcleo. Usualmente, la barrena cortanúcleos no es del mismo tamaño que la barrena de perforación porque su propósito principal no es hacer el agujero, sino de cortar el núcleo y mantener un agujero de tamaño reducido para recoger muestras del estrato o formación por medio de la tubería de perforación.

Las barrenas cortanúcleos no están diseñadas para resistir el esfuerzo cortante ya que pueden perderse diamantes de la barrena si se aplica demasiado esfuerzo cortante. Tienen algunas variables que determinan el uso particular para cierta formación: diámetro interior; diámetro exterior; contorno de la corona, área total del flujo, configuración de las almohadillas de diamantes, el trayecto del fluido y el tamaño, calidad, exposición, espacio y distribución de los diamantes. Las barrenas cortanúcleos están disponibles en muchos estilos, apropiados para la variedad de la extracción de núcleos dependiendo de las condiciones.

Las barrenas comúnmente utilizadas son de “baja invasión” o sea, tiene sus boquillas apuntadas a una desfase (dirección y ángulos) que minimiza la invasión de filtrado del lodo frente la barrena. Aún con este diseño, se estima que la alteración de los fluidos de una formación de mediana a alta permeabilidad podría llegar hasta 20 -30% de desplazamiento de fluidos móviles de la formación por el filtrado de lodo. La utilización de una barrena de “baja invasión” no garantiza el corte de un núcleo sin alteración de fluidos.

Las barrenas pueden tener insertos de aleación de tungsteno o diamantes industriales para cortar las formaciones. Durante el corte del núcleo, y después, se tiene la necesidad de levantar la sarta del fondo, suspendiendo el núcleo en el pozo, bien sea por una operación del equipo durante el corte o para sacar el núcleo del pozo.

Las barrenas utilizadas para obtener núcleos tienen una resistencia alta a la abrasión y pueden durar grandes jornadas de perforación porque la matriz de sus cuerpos está fabricada con carburo de tungsteno resistente a la erosión.

Las barrenas con cortadores fijos son cuerpos compactos, sin partes móviles, con diamantes naturales o sintéticos incrustados parcialmente en su superficie inferior y lateral que trituran la formación por fricción o arrastre. La dureza extrema y alta conductividad térmica del diamante lo hacen un material con alta resistencia para formaciones duras a semiduras, y en algunos tipos de barrenas, hasta formaciones suaves.

Los cortadores están diseñados con material de diamante policristalino sintético (PDC). Los diamantes naturales y los diamantes sintéticos BallaSet, termalmente estables, mantienen una gama amplia de características en el funcionamiento apropiado en la obtención de núcleos de cualquier formación.

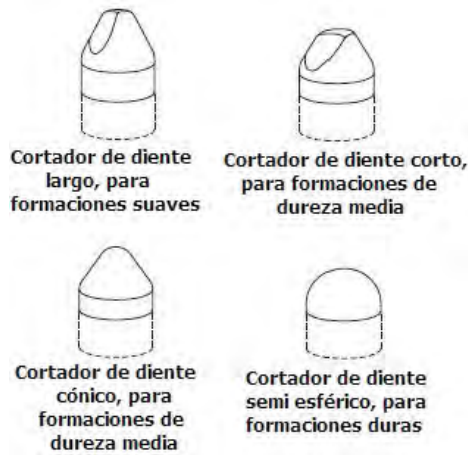


Figura 3.8. Diferentes tipos de cortadores.

El diseño y tipo de cortadores fijos (Figura 3.8) en las barrenas para la obtención de muestras de núcleos están diseñados para tener el mejor servicio posible en aplicaciones específicas para el control de las siguientes variables:

- ✓ Descripción de la barrena nucleadora
- ✓ Protección del cuerpo de la barrena
- ✓ Densidad de cortador
- ✓ Ubicación del cortador
- ✓ Orientación del cortador
- ✓ Despliegue del cortador
- ✓ Hidráulica de la barrena nucleadora

Se tienen cuatro tipos de barrenas cortanúcleos:

Tabla 3.3. Tipos de barrenas para la obtención de muestras de núcleos.

TIPO	DESCRIPCIÓN
RC	Diamante Sintético Policristalino (PDC)
ARC	Anti-giro PDC
C	Diamante Natural
SC	Ballaset® thermally-stable synthetic diamond and sintered diamonds

3.3.1 BARRENAS PDC

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos. Por su diseño y características cuentan con una gran gama de tipos y fabricantes, especiales para cada tipo de formación: desde muy suaves hasta muy duras. Además, pueden ser rotadas a altas velocidades y son de fácil manejo. Una desventaja son los problemas de acuñamiento en formaciones deleznales.

Tabla 3.4. Características de las barrenas muestreadoras PDC.

TABLA DE BARRENAS MUESTREADORAS PDC								
BARRENA	CARACTERÍSTICAS	Resistencia a la compresión (psi)	TIPO DE CORTADORES	DUREZA DE LA FORMACIÓN				DISPOSITIVO ANTI-GIRO
				SUAVE	MEDIO	MEDIO-DURO	DURO	
	ARC325 Resistencia a las pequeñas capas abrasivas. Tipos de rocas: Limolita, Dolomita, Mudstone, Caliza	Alta resistencia a la compresión. (7500 - 15000)	Pequeño			✓		✓
	ARC412* (* BARRENAS DE BAJA INVASIÓN) Donde la máxima velocidad de penetración es requerida para una baja invasión y alta perforabilidad. Tipos de rocas: arcillas, lutitas y Anhidrita (Evaporitas).	Baja resistencia a la compresión (1500 - 3500)	Ligero	✓	✓	✓		✓
	ARC425* (* BARRENAS DE BAJA INVASIÓN) Diseñado para obtener núcleos a un óptimo ritmo de penetración. Con baja resistencia a capas interestratificadas duras. Tipos de roca: Arena, Lutita	Baja resistencia a la compresión (3500 - 7500)	Mediano	✓	✓	✓		✓
	ARC427 Con alta resistencia a la compresión de pequeñas capas abrasivas. Tipos de rocas: Limolita, Dolomita, Mudstone, Caliza	Alta resistencia a la compresión (7500 - 15000)	Pesado		✓	✓	✓	✓
	ARC435 CoreDrill con Drilling Plug Diseñada para perforar formaciones con una variedad amplia de núcleos a un óptimo ritmo de penetración.		Mediano	✓	✓	✓		✓
	RC478 Diseñado para aplicaciones generales. Alta resistencia a la compresión de pequeñas capas abrasivas. Tipos de rocas: Limolita, Dolomita, Mudstone, Caliza.	Alta resistencia a la compresión (7500 - 15000)	Pesado			✓	✓	✓
	RC476 Diseñado para aplicaciones generales. Con baja resistencia a la compresión de capas interestratificadas duras. Tipos de rocas: Arena, Lutita.	Baja resistencia a la compresión (3500 - 7500)	Mediano	✓	✓	✓		

Los cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo para los cortadores de la barrena, pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y las STP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas. Este tipo de barrenas es la más utilizada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros.

Los cortadores de PDC ofrecen un ritmo de penetración alto y una larga vida a la barrena. Mantienen un corte del acero afilado en formaciones suaves y en formaciones ligeramente duras. Éstos cortadores sintéticos de diamante con diámetro grande logran eficazmente la acción de cortar una variedad de formaciones suaves y duras, mientras que proporcionan una acción cortante profunda, mejora los ritmos de penetración y aumenta la recuperación de núcleos.

Los cortadores PDC están afilados y pueden usarse en ambas aplicaciones: tanto en rotatoria como en motor en el fondo del pozo. Los diseños de la R-series están disponibles para densidades de cortadores ligeros, medios y duros (las formaciones suaves requieren menos cortadores).

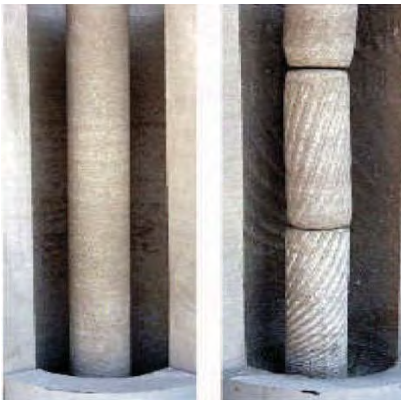


Figura 3.9.
Núcleo cortado
con la barrena
anti-giro.

Figura 3.10.
Núcleo cortado
con la barrena
convencional de
giro.

Con las barrenas que giran en forma excéntrica o en espiral se tienen daños en los cortadores y la calidad del núcleo es pobre, ver Figuras 3.9 y 3.10. Con el daño que se tiene en los cortadores lleva a un rendimiento bajo y acorta la vida de la barrena. El corte de la barrena con giro en espiral puede causar al núcleo un rompimiento y un diámetro no uniforme. Los núcleos también pueden resultar fracturados. Las barrenas anti-giro para la extracción de muestras de núcleos están diseñadas para equilibrar los vectores de fuerza manteniendo la rotación de la barrena centrada. Están diseñadas con almohadillas y perfiles óptimos de baja fricción, con colocación de los cortadores que

mantienen a la barrena sobre su centro geométrico. Estas características mantienen el ensamble del fondo del pozo (BHA) con estabilidad, reduciendo las vibraciones y produciendo un núcleo con

excelente calidad. Las barrenas de PDC anti-giro y drilling plugs están para el equipo de obtención de muestras de rocas (núcleos).

3.3.2. BARRENAS CON DIAMANTE NATURAL

Las barrenas con diamante natural proporcionan superficies cortantes lisas para mejorar el uso en formaciones ligeramente duras. Los diamantes mantienen las superficies cortantes lisas para mejorar el desgaste durante la extracción del núcleo en formaciones medias a duras. Cada barrena para la obtención de núcleos C-series está manufacturada para complementar las aplicaciones específicas. Diversas calidades, tamaños y concentraciones de diamantes naturales en estas barrenas complementan los diseños específicos.

Tabla 3.5. Características de las barrenas muestreadoras con diamante natural.

TABLA DE BARRENAS MUESTREADORAS CON DIAMANTE NATURAL								
BARRENA	CARACTERISTICAS	Resistencia a la compresión (psi)	TIPO DE CORTADORES	DUREZA DE LA FORMACIÓN				DISPOSITIVO ANTI-GIRO
				SUAVE	MEDIO	MEDIO-DURO	DURO	
	C201 Formación dura y densa con alta resistencia a la compresión, pero no abrasivo. Tipo de rocas: Caliza, Dolomía	Alta resistencia a la compresión (15000 - 30000)	Mediano		✓	✓		
	C23 Muy alta resistencia a la compresión de algunas formaciones con capas abrasivas. Tipos de rocas: areniscas.	Muy alta resistencia a la compresión (>30000)	Rígido				✓	

Tienen un cuerpo fijo, cuyo material puede ser de matriz de acero. Su elemento de corte es de diamante natural incrustado en el cuerpo de la barrena. Por lo general, entre más dura y más abrasiva sea la formación, más pequeño será el diamante que se debe usar en la barrena. Los diamantes para este tipo de barrenas son redondos, pero de forma irregular.






Están diseñadas especialmente para formaciones de areniscas de grano grande, conglomerados o formaciones fracturadas. El método más común para fijar los diamantes es con el uso de una matriz de metal, tungsteno, cobalto, níquel, o sus aleaciones. Es por ello que se pueden obtener núcleos hasta de 30 metros de largo sin dificultad, esto reduce los viajes redondos hasta en un 30% de los necesarios en formaciones donde se requiere muestreo de intervalos largos.

3.3.3 BARRENAS BALLASET

Las barrenas BallaSet son térmicamente estables. Estas barrenas pueden operar en situaciones que generan alto calor de fricción a 2192 °F (1200 °C). Son usadas para perforar rocas duras, por ejemplo caliza dura, basalto y arenas finas duras, entre otras. Los diamantes sintéticos tienen forma de triángulos pequeños no redondos.

Por lo tanto, los requerimientos básicos para una barrena nucleadora son esencialmente los mismos que para una barrena de perforación ya que ambas ejecutan la misma función. Por lo tanto los principios sobre barrenas de perforación también se aplican a las barrenas muestreadoras. El problema de diseñar una buena barrena muestreadora es algo más complicado, porque solo se corta el borde exterior de la formación dejando intacta la mayor parte posible de ella. Por lo tanto, las superficies cortantes y las chumaceras son considerablemente menores que las de una barrena de perforación. Además de que se requiere siempre que una barrena debe perforar un agujero tan rápidamente como sea posible, con desgaste mínimo en las superficies cortantes, la barrena de muestreo debe satisfacer los siguientes requerimientos adicionales: cortar un núcleo de tamaño óptimo de modo que la cantidad de la muestra pueda recuperarse y ser llevada a la superficie para su análisis.

Tabla 3.6. Características de las barrenas muestreadoras Ballaset.

TABLA DE BARRENAS MUESTREADORAS BALLASET								
BARRENA	CARACTERISTICAS	Resistencia a la compresión (psi)	TIPO DE CORTADORES	DUREZA DE LA FORMACIÓN				DISPOSITIVO ANTI-GIRO
				SUAVE	MEDIO	MEDIO-DURO	DURO	
	SC226 Resistencia a las pequeñas capas abrasivas. Tipos de rocas: Limolita, Dolomita, Mudstone, Caliza	Alta resistencia a la compresión. (7500 - 15000)	Triangular		✓	✓		
	SC278** (**BARRENAS PARA USO EN FORMACIONES ABRASIVAS) Diseñadas para núcleos en formaciones demasiado abrasivas, fracturadas o duras. Tipos de rocas: areniscas, caliza, dolomita.	Muy alta resistencia a la compresión (15000 - 30000)	Rígido			✓	✓	
	SC279** (**BARRENAS PARA USO EN FORMACIONES ABRASIVAS) Formaciones duras y abrasivas con una alta resistencia a la compresión en algunas capas abrasivas. Tipos de rocas: areniscas y conglomerados	Alta resistencia a la compresión (>30000)	Impregnado				✓	
	SC777** (**BARRENAS PARA USO EN FORMACIONES ABRASIVAS) Se pueden aplicar en operaciones donde se genere alta temperatura con estratos muy abrasivos. Tipos de rocas: Areniscas	Alta resistencia a la compresión (>30000)	Pesado			✓	✓	
	SC281 Para formaciones extremadamente duras o abrasivas. Tipos de rocas: esquisto, cuarcita, volcánica	Alta resistencia a la compresión (>30000)	Pesado				✓	

A continuación se muestra en la Tabla 3.7, la selección de las barrenas nucleadoras basándose en el tipo de litología, el tipo de roca y el esfuerzo compresivo de la roca.

Tabla 3.7. Selección de barrenas nucleadoras basándose en la litología.

FORMACIÓN	RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN	TIPO DE ROCA	BARRENAS BÁSICAS RECOMENDADAS
Formación suave con capas adhesivas, alta plasticidad y baja resistencia a la compresión.	< 1500	Arcilla, sal, marga	ARC422
Formación suave con baja resistencia a la compresión y de alta perforabilidad.	1500 - 3500	Sal, marga, anhidrita (evaporitas), lutitas	ARC422, ARC412, ARC425
Formación de suave a media con baja resistencia a la compresión con capas interestratificadas duras.	3500 - 7500	Arena. lutita, tiza	ARC425, RC476
Formación de medio a dura con alta resistencia a la compresión y pequeñas capas abrasivas.	7500 - 15000	Limolita, dolomita, mudstone, caliza	C18, SC226, SC777, ARC325, ARC427, RC478GN
Formación dura y densa con muy alta resistencia a la compresión, pero no abrasiva.	1500 - 30000	Caliza, dolomita	C23, SC226, SC278, C201, SC777, ARC427, RC478GN
Formación dura y densa con muy alta resistencia a la compresión y algunas capas abrasivas.	> 30000	Areniscas	C23, SC278, SC777, SC279, SC281
Formaciones extremadamente duras y abrasivas.		Esquisto, cuarcita, volcánica	SC281

3.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE BARRENAS

- ✓ Las barrenas para formaciones **suaves** requieren de una carga o peso mínimo para que sus dientes largos y espaciados, construidos lo más delgado posible, puedan mantener una máxima penetración; efectuando su acción de rascado y triturado; los factores limitantes de su rendimiento son la eficiencia hidráulica de su equipo de perforación. Debe recordarse que un factor muy importante en estas formaciones es la velocidad de rotación (RPM).
- ✓ Las barrenas para formaciones **medias-suaves** tienen una estructura de corte capaz de resistir la mayor carga unitaria para penetrar la formación y el desgaste por abrasión en su diámetro o área de calibre. Por esta razón, sus dientes son más fuertes y numerosos con mayor cantidad de metal en las hileras del calibre.
- ✓ Las barrenas para formaciones **medias-duras** destruyen la formación por trituración con un mínimo de rascado. Requieren cargas unitarias altas para exceder la resistencia a la compresión de estas formaciones, las que generalmente son más abrasivas que las anteriores.
- ✓ Las barrenas para formaciones **duras** requieren los máximos niveles de energía para vencer la alta resistencia compresiva de la formación que contiene considerables cantidades de material abrasivo. Contienen elementos cortantes más cortos y de mayor dureza, tienen un mayor número de cortadores para que la carga sobre cada uno de ellos no sea demasiado grande.

Por lo que una barrena de muestreo con tipo de cortadores de arrastre se considera como buena para sacar muestras de formaciones suaves, mientras que las de rodillos cortantes están mejor adaptadas para las formaciones más duras.

La circulación del fluido de perforación, peso aplicado a la barrena, y velocidad de la mesa rotaria son los factores mas importantes en el proceso de nucleado y cada uno de ellos influencia a los otros. El éxito en el proceso de nucleado depende principalmente de la combinación adecuada de estos parámetros. La operación de las barrenas se define por tres parámetros:

PESO SOBRE LA BARRENA (PSB).

Rotar la barrena y circular a través de ella el fluido de perforación no es suficiente para cortar un núcleo. Es necesario aplicar peso sobre la barrena (PSB) para cortar un núcleo, el adecuado rendimiento de la barrena y la buena recuperación del núcleo están en función principalmente de este factor.

El PSB es la carga aplicada a la barrena por medio de los lastrabarrenas para que ésta efectúe la penetración en las formaciones. La penetración se logra cuando la carga aplicada sobre la barrena supera la resistencia de compresión de la formación en contacto con los dientes de la barrena. La “respuesta” de la formación en relación con el peso sobre la barrena se puede medir a través de la velocidad de penetración; por ejemplo, cuando no hay avance en la velocidad de penetración, puede ser porque la barrena se está atascando (embolando) por exceso de recortes, por perforar formación más dura o se acabó la vida útil de la barrena.

El peso adecuado sobre la barrena mantiene los diamantes planos sobre la formación de modo que la barrena está siempre en posición perpendicular al fondo del pozo. Cualquier fluctuación en el peso sobre la barrena puede afectar el ritmo de penetración. Es importante usar los lastrabarrenas de perforación para darle peso suficiente a la barrena y para mantener la sarta de perforación en tensión y evitar la vibración que puede dañar los diamantes o incluso quebrar la sarta de perforación.

Se puede determinar el peso sobre la barrena adecuado revisando la gráfica que relaciona pesos sobre la barrena con diámetros de la misma, Figura 3.11, o de otro modo sería multiplicando el número de diamantes en la cara de la barrena por el factor K que se determina con base en la calidad de los mismos. El último método es el más adecuado.

Un método alternativo para obtener el peso sobre la barrena más adecuado es aplicar peso en incrementos de 1000 libras a una velocidad de rotación de 110 rpm hasta que la velocidad de penetración no aumenta con el incremento en el peso o hasta que se registra un aumento dramático en los requerimientos de torque para continuar con la operación.

Se deben considerar varios factores cuando se determina el peso sobre la barrena, estos factores incluyen la dureza y fracturabilidad de la formación, el tamaño de la barrena, el tamaño de los

diamantes de la barrena, la calidad de los diamantes y el número de diamantes que entran en contacto con la formación.

Cuando se ha obtenido un peso óptimo sobre la barrena, éste debe mantenerse constante mientras el núcleo es cortado. El uso de mecanismos automáticos puede contribuir a lograr ésto y al mismo tiempo prolongar la vida de la barrena. El peso óptimo sobre la barrena puede cambiar conforme cambian las formaciones que se nuclean, por lo que un análisis minucioso de las formaciones a nuclear así como el monitoreo continuo del peso sobre la barrena resultan benéficos para el desarrollo de la operación.

Demasiado peso sobre la barrena en formaciones duras puede derivar en que se pueden quemar o quebrar los diamantes, poco peso sobre la barrena disminuye la velocidad de penetración y daña la barrena.

La adecuada combinación del peso sobre la barrena y la velocidad de rotación es casi imposible determinarla antes de iniciar las operaciones. Aún así, es importante recordar que todos los parámetros están interrelacionados y tanto el peso sobre la barrena como velocidad de rotación y la presión del fluido de perforación deben encontrar un balance para garantizar el éxito de la operación.

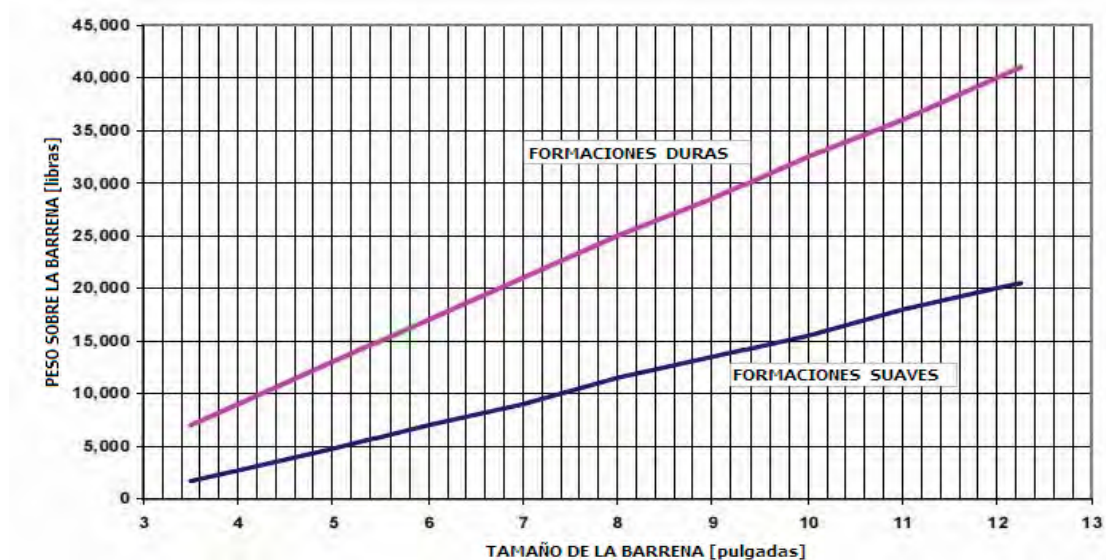


Figura 3.11. Peso de la barrena recomendado para barrenas muestreadoras.

VELOCIDAD DE ROTACIÓN (RPM).

A este parámetro se le llama generalmente “rotaria”. Consiste en la cantidad de vueltas o revoluciones por minuto (RPM) que la mesa rotaria transmite a la sarta de perforación y ésta, a su vez, a la barrena.

La velocidad de perforación es directamente proporcional a la velocidad de rotación (RPM) en formaciones blandas (suaves). En formaciones duras, la velocidad de rotación disminuye así como la velocidad de penetración, en ciertos rangos.

La velocidad de rotación de la barrena nucleadora, medida en revoluciones por minuto, generalmente afecta el ritmo de penetración, aunque la velocidad de penetración depende mayormente del tipo de formación que está siendo perforada. El personal encargado de la operación debe tener una idea de las características de la formación. El registrador de lodo puede también proporcionar información valiosa acerca de la dureza o suavidad de la formación.

La mejor velocidad rotaria es generalmente encontrada por ensaye y error, a menos de que el personal de perforación tenga la experiencia suficiente para determinar la mejor velocidad que las condiciones del pozo requiere. El gasto de fluido medido en galones por minuto y el peso sobre la barrena deben ser mantenidos constantes mientras se determina la velocidad óptima de rotación. De la misma manera la velocidad de rotación debe ser compatible con el gasto de fluido de perforación y el peso sobre la barrena.

La velocidad de rotación puede ayudar a recuperar el núcleo y a evitar bloqueos. Por ejemplo una velocidad de rotación baja es recomendada para roca fracturada o rota. Una velocidad de rotación elevada en ese tipo de formaciones las puede despedazar o incluso ocasionar la pérdida del núcleo. Consecuentemente la velocidad de rotación elevada no siempre es la mejor.

La Figura 3.12 muestra la relación entre la velocidad de rotación (RPM) y los tipos de roca. Esta grafica puede ayudar a seleccionar la velocidad de rotación apropiada.

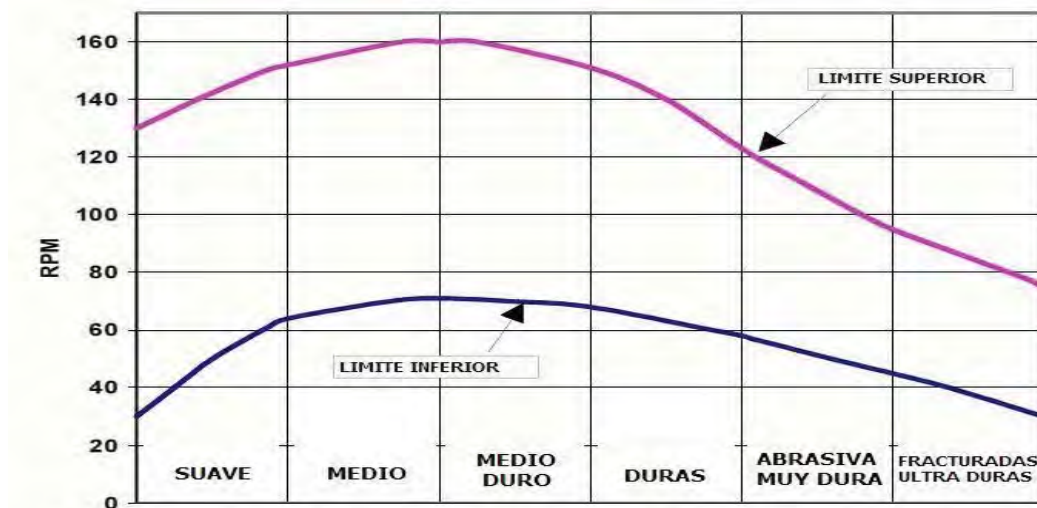


Figura 3.12. Muestra la relación entre la velocidad de rotación (rpm) y los tipos de rocas.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Los fluidos de perforación son usados en el corte de núcleos porque limpian las herramientas y la barrena. El fluido también expone la formación a la acción cortante, además incrementa la eficiencia porque reduce la posibilidad de perder diamantes durante el proceso.

Agua, lodo base agua, lodo base aceite, gel, gas o aire o combinaciones de ellos pueden ser usados como fluido de nucleado. El fluido ideal de perforación no debe dañar el núcleo, debe balancear la presión de poro, prolongar la vida de la barrena y garantizar máximos ritmos de perforación. Como fluido contiene una cantidad mínima de arena y de pérdida de circulación. Demasiada pérdida de circulación genera problemas en el corte y taponamiento de las toberas de la barrena.

El gasto del fluido de perforación generalmente es medido en galones por minuto. Generalmente, conforme aumenta el tamaño de la barrena aumenta también el gasto de fluido de perforación. El tipo de formación también debe ser considerado para definir el gasto.

Cuando se usa gas o aire como fluido de perforación el gasto se estima a partir del gasto de lodo que se requeriría para el tamaño de agujero que se tenga. Para el núcleo con aire, el volumen es igual a 10 pies cúbicos por minuto por cada pie cúbico por minuto que se requiera de lodo.

Es necesario usar la cantidad adecuada de fluido para obtener buenos resultados en el núcleo.

Una cantidad menor puede derivar en daño a la barrena por inadecuado enfriamiento y limpieza. Una cantidad muy pequeña de fluido reduce considerablemente la velocidad de penetración y daña la barrena. Si la cantidad de fluido es muy grande se puede ocasionar daño o pérdida del núcleo y erosión de la barrena.

El contenido de fluidos del núcleo es alterado por el fluido de perforación porque una pequeña cantidad del fluido de perforación entra al barril y realiza contacto con el núcleo cuando es cortado. Los barriles nucleadores están diseñados para minimizar el lavado del núcleo.

Diversos factores afectan el grado de contacto del fluido de perforación con el núcleo. Estos factores incluyen: la velocidad de penetración, la permeabilidad horizontal y vertical del núcleo, el diámetro del núcleo, ciertas propiedades del fluido de perforación y la presión diferencial entre la que tiene la formación y la del fluido de perforación. El ritmo de penetración de la barrena y la presión diferencial son los factores más importantes. Entre más rápido sea cortado el núcleo menos tiempo será lavado con el fluido de perforación. Una presión diferencial elevada tiene mayores posibilidades de causar el lavado del núcleo. Los núcleos casi siempre tienen un cierto grado de lavado. En cierto grado el barril interno protege el núcleo del daño por fluido de perforación. Para garantizar que se minimiza el efecto de lavado el espaciamiento entre la zapata interna y la corona de la barrena no debe exceder 1/8 de pulgada. De cualquier modo, si la zapata interna entra en contacto con la barrena entonces el barril interno rotará y puede romper o fracturar el núcleo o incluso dañar el barril nucleador.

El gasto de la bomba contribuye a lograr un núcleo óptimo. Cuando se determina el gasto, el operador de núcleo considera el equipo que va a emplear y determina un gasto adecuado para la barrena. Se asegura también de que la cantidad de agua que va a emplear no exceda la cantidad que puede circular a través de los hidrocanales de la barrena. Al hacer eso elimina la posibilidad de dañar el núcleo o el barril interno. Se considera adecuado bombear entre 5.3 y 7 galones por minuto de fluido por cada pulgada cuadrada del área del agujero. Durante las operaciones el operador de núcleo mantiene las emboladas de la bomba constantes y observa la presión en la misma para registrar cualquier cambio en la presión.

El contenido de arenas en el fluido de perforación debe ser mantenido en menos del 1% para minimizar el daño que el fluido le puede provocar al barril nucleador. El volumen de fluido para circulación es determinado por:

- ♣ Condiciones del pozo.
- ♣ Tamaño y diseño de la barrena.
- ♣ Tipo de fluido de perforación.
- ♣ Profundidad del agujero.
- ♣ Tubería de perforación.
- ♣ Barril nucleador y capacidad de la bomba.
- ♣ Características de la formación.

Las coronas de las mismas dimensiones son diseñadas para manejar los mismos gastos de circulación aunque difieren en su configuración. El uso de fluidos pesados o con viscosidades plásticas pueden afectar los gastos de circulación que se desean.

Altos volúmenes de circulación pueden dañar la barrena al iniciar la operación de corte del núcleo. Un alto volumen puede causar que la corona deslice en el fondo del pozo o que oscile provocando daños a los cortadores, reducción de los ritmos de penetración y disminución de la vida de la barrena nucleadora.

Para obtener el óptimo ritmo de penetración, una parte del volumen de circulación se debe usar variando el peso sobre la barrena y la RPM. Los gastos de circulación también pueden ser variados para obtener una eficiente limpieza del pozo, además de generar enfriamiento, esto maximiza la vida útil de la corona o barrena nucleadora. Un bajo volumen de circulación puede no realizar eficientemente la limpieza en la corona, originando problemas como remolienda de recortes o choque de recortes contra los dientes de la barrena nucleadora, este tipo de problemas reducen los ritmos de penetración.



4. MUESTREROS DE ROCAS EN POZOS PETROLEROS

4.1. NUCLEO EN EL FONDO DEL POZO

4.1.1. NUCLEO CONVENCIONAL

Para que sea efectiva, la extracción de núcleos debe ser planeada teniendo en cuenta, principalmente, la evaluación de la formación. El personal encargado de la extracción o corte de muestras puede seleccionar y emplear numerosas herramientas y técnicas para lograr los objetivos de muestreo de la formación en el pozo.

El equipo de muestreo convencional incluye una barrena muestreadora, que se localiza en el extremo inferior de la tubería de perforación y se utiliza para cortar el núcleo, un atrapanúcleos para retener el núcleo una vez cortado y que se coloca inmediatamente arriba de la barrena sacanúcleos.

En la extracción convencional, una barrena corta núcleos, un barril nucleador interno y un barril nucleador externo son colocados en el extremo inferior de la sarta de perforación y viajan frecuentemente dentro del agujero. El flujo del fluido de perforación a lo largo de la tubería de perforación circula entre los barriles exterior e interior pero no puede pasar por dentro del barril interior, esto trae como resultado que haya mayor recuperación del núcleo y menos arrastre de los fluidos de la formación que lo saturan, por el lodo de perforación. Después, por medio del recorrido del fluido por la barrena se remueven los recortes que en ese momento genera la barrena. Cuando la cantidad deseada del núcleo es cortado o cuando el barril está lleno, el barril muestrero es alzado del fondo. El barril interno está equipado con un atrapánúcleos que agarra el núcleo cortado en el fondo del agujero y lo retiene mientras se lleva a la superficie. El fluido de perforación circula entre los barriles interior y exterior.

Se han introducido varias innovaciones en un esfuerzo para aumentar la recuperación de núcleos, como un barril interior que no está fijo al barril exterior y que, por lo tanto, está libre para girar o permanecer inmóvil y varios diseños de atrapanúcleos tanto para formaciones duras como suaves.

Ventajas del muestreo convencional:

- ✓ Se obtiene un núcleo más grande, en una operación de corte.
- ✓ Es útil para tomar núcleos en formaciones consolidadas de todos los tipos de litología (areniscas, calizas, dolomías, sales, rocas ígneas y metamórficas, etc.)
- ✓ Es una continuación del desarrollo de los métodos originales de la extracción de núcleos.

Desventajas del muestreo convencional:

- ✗ La técnica requiere que se saque toda la tubería de perforación del agujero y se fije el equipo especial de muestreo en ella, antes de empezar las operaciones de muestreo.
- ✗ Para reanudar las operaciones de perforación normales es necesario sacar la tubería de perforación del agujero y reponer el equipo de perforación quitando el equipo de muestreo especial
- ✗ No se puede recuperar la muestra sin sacar toda la tubería de perforación del agujero.
- ✗ El atascamiento del núcleo es uno de los motivos más comunes para la terminación prematura del núcleo convencional.

El atascamiento ocurre por el desplazamiento de la barrena sobre una fractura, que causa una obstrucción al tratar de entrar el núcleo en el barril interior (sobre todo en formación suave). Cuando un atascamiento ocurre, el ensamblado debe sacarse completamente del pozo y el barril muestreador debe ser revisado. Esto causa un viaje completo adicional y típicamente puede consumir un día de tiempo de aparejo.

Un problema común del núcleo convencional es la identificación del intervalo a nuclear. Los profesionales identifican este punto estudiando datos disponibles de otros pozos en el área y correlacionándolos, datos sísmicos y resultados de la revisión de los recortes que se obtienen con el fluido durante la perforación. Sin embargo, esto es un método impreciso y abierto a malas interpretaciones.

EQUIPO CONVENCIONAL PARA LA EXTRACCIÓN DE NÚCLEOS.

Barril Nucleador (Core barrel).

El barril nucleador o muestrero es probablemente la herramienta más importante en la extracción de núcleos porque retiene el núcleo y lo sostiene durante el corte y la recuperación. Por lo tanto, el diseño de tal barril debe proporcionar tanta protección como sea posible contra daños por el fluido de perforación.

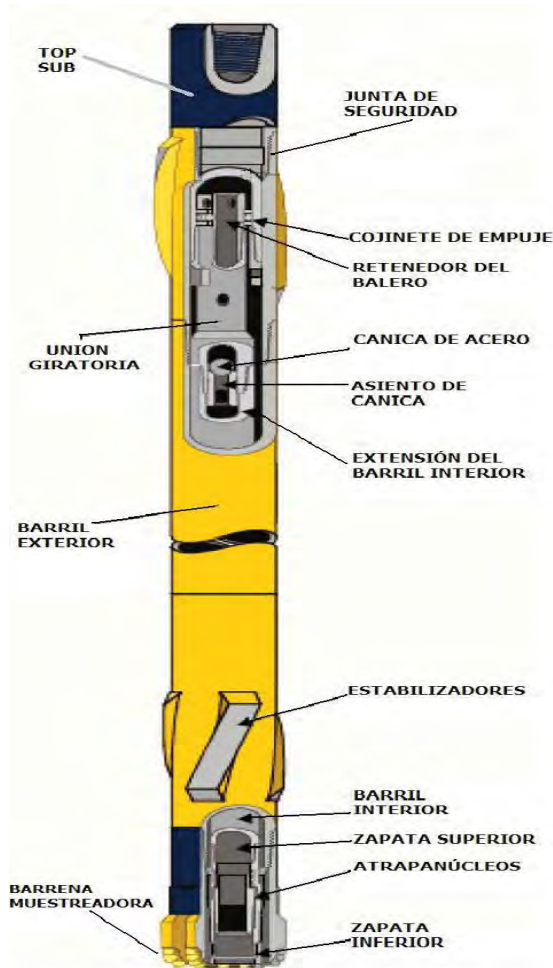


Figura 4.1. Elementos importantes de un barril convencional.

La mayoría de los barriles muestreros, Figura 4.1, están diseñados con un barril interior y un barril exterior. El barril exterior, el cual usualmente es de tubería de acero, es similar al collar (lastrabarrena de acero) de perforación, rodea a otro barril (barril interior) que permanece fijo mientras el barril exterior gira. El núcleo está contenido en el barril interior. Para la construcción de este barril se usa una tubería lisa con el fin de facilitar la entrada del núcleo. El flujo del fluido de perforación hacia abajo es a través del espacio anular entre los dos tubos.

Los barriles muestreros convencionales, Figura 4.1, usualmente tienen 30 pies de largo (9 m). Los núcleos pueden ser de 30, 60 o 90 pies de largo o pueden ser más largos.

Los barriles muestreros deben ser equipados con conexiones de seguridad que permitan que el barril interior pueda ser quitado de barril exterior en caso de que se llegaran a adherir. Los residuos del núcleo intactos dentro del barril interno y el barril externo son extraídos después.

Un barril muestrero convencional usualmente tiene las siguientes partes: cabeza o unión giratoria, una zapata de la tubería interior ensamblada con un atrapa núcleos, y una conexión de seguridad. A continuación, la Figura 4.2 ilustra a detalle, las partes que constituyen un conjunto para muestreo convencional.

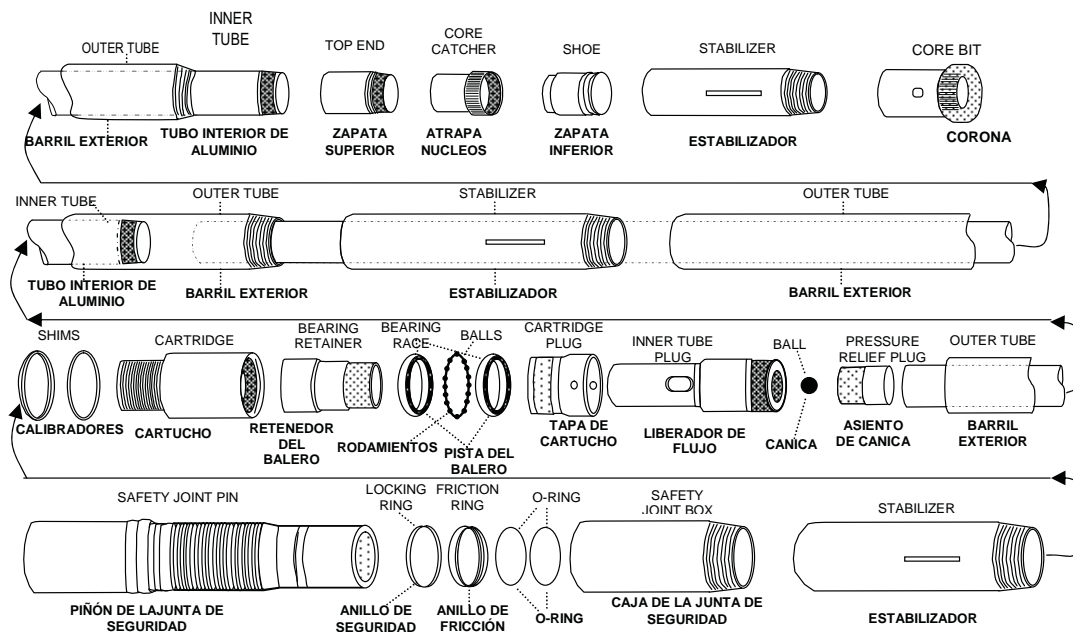


Figura 4.2. Partes internas importantes del barril nucleador convencional.

Barriles Muestradores

La mayoría de los barriles nucleadores convencionales son muy similares, excepto por el tamaño. Cada uno tiene un barril exterior y un barril interior que acepta el núcleo. La mayoría de estos barriles son capaces de cortar 60 pies (aprox. 18 m) de núcleo y algunos pueden ser modificados para cortar hasta 90 pies (aprox. 27 m). Algunos de los barriles de muestreo especializados pueden cortar un núcleo de diámetro tan pequeño como de 1 1/8 de pulgada o tan grande como de 14

pulgadas de diámetro. La siguiente tabla muestra la variedad de tamaños disponibles de barriles nucleadores convencionales.

Tabla 4.1. Tamaños de barriles muestreadores convencionales.

BARRIL EXTERIOR		DIAMETRO DEL NUCLEO [Pg]
D.E. [Pg]	D.I. [Pg]	
3 1/8	2 1/8	1 1/4
3 1/2	2 1/4	1 1/4
4 1/8	3 1/4	2 1/8
4 3/4	3 3/8	2 1/8
4 3/4	3 3/4	2 5/8
5 3/4	4 3/4	3 1/2
6 1/4	4	2 3/4
6 1/4	4 1/4	2 3/4
6 1/4	4 3/4	3 1/2
6 1/2	5	3 1/2
7	5 3/4	4 3/8
7	5	3 1/2
8 1/4	6 3/4	5 1/4

El ensamblaje del fondo del pozo (BHA) consiste generalmente de dos componentes: el barril interior y el barril exterior. El material cortado es recuperado en el barril interior, el cual no sufre rotaciones y sirve para contener al núcleo mientras es llevado a la superficie. Para evitar que el núcleo salga del barril interior durante el viaje a la superficie se utilizan mecanismos de retención. Los retenedores han sido exitosos en la recuperación de cualquier tipo de formaciones en la industria petrolera.

- ☞ *Retenedores de giro*: una cuña tipo retenedor adecuado para la mayoría de los tipos de núcleos.
- ☞ *Retenedores deslizables*: una pequeña cuña deslizable que es utilizada para núcleos direccionales.
- ☞ *Retenedor hidráulico*: un retenedor insertado en un tubo cerrado hidráulicamente, recomendable para formaciones no consolidadas y fracturadas.

Barril exterior, Este dispositivo deberá ser mas pequeño en diámetro que el agujero que se está perforando, en él van acoplados de dos a seis estabilizadores (dependiendo de la longitud del núcleo) con el fin de mantenerlo estable. Los estabilizadores son secciones roscadas removibles y puesto que están sujetos a trabajos abrasivos, deberán ser reemplazados frecuentemente. La barrena nucleadora, que muchas veces es llamada cabeza de nucleo o corona, es roscada y se une a la parte baja del barril exterior.

Barril interior, Este elemento va unido al barril exterior por medio de una junta de seguridad. En la parte inferior del barril se encuentra un tazón que sostiene al núcleo. Este ensamblaje ha sido desarrollado para capturar y retener el núcleo liberándolo de la formación al final de la operación de corte. En la parte superior, el barril interior tiene una válvula check de bola que está diseñada para prevenir que el lodo fluya hacia abajo alrededor del núcleo mientras se corta.

- **Barril interior con camisa de PVC**

Las camisas de PVC (cloruro de Polivinilo) son utilizadas en el barril interior por dos razones:

1. Mejoran la recuperación cuando se nuclea en formaciones fracturadas o arenas no consolidadas, puesto que tienen un deslizamiento que reduce el atascamiento.
2. Una camisa de PVC hace un tubo de manejo conveniente para núcleos que están fracturados o no consolidados. Estos tipos de formaciones caen fuera cuando se usan barriles convencionales haciendo un manejo del núcleo en la superficie difícil.

Sin embargo, el barril interior con camisa de PVC tiene limitaciones de temperatura y esfuerzo, ya que el PVC convencional se suaviza a 140 °F (60 °C) mientras que el PVC clorinado (CPCB) opera a temperaturas hasta de 180 °F (82.2 °C); éste, a su vez, es más costoso que el PVC y deberá usarse cuando las temperaturas de fondo lo requiera.

▪ **Barril interior con camisa de Fibra de Vidrio**

La fibra de vidrio y compuestos de grafito tienen resistencias parecidas a las del acero. La fibra de vidrio se está usando para barriles interiores de núcleo convencional y sus resinas poliéster resisten temperaturas hasta de 180 °F (82.2 °C). La fibra de vidrio con resinas epóxicas pueden usarse a temperaturas tan altas como de 350 °F (176 °C). La ventaja sobre el barril interior con camisa de PVC es que son más resistentes y toleran altas temperaturas de operación, también muchas veces una camisa de PVC es más difícil de remover del barril interior, cuando se usa una camisa interior de fibra de vidrio puede ser removido más fácilmente y enviarse después al laboratorio.

Con el uso de las fundas de aluminio y fibra de vidrio, se debe siempre bajar el núcleo del piso de perforación utilizando el "Transportador del Núcleo" para evitar daño al núcleo en esta operación, no importa si el núcleo fuera consolidado o no consolidado.

Aunque los tubos o fundas que se utilizan como barril interno son de aluminio, existen otros tipos de fundas que posiblemente serán utilizadas en un futuro, ver Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Tipos y características de tubos o fundas del barril interno.

TIPO DE TUBO O FUNDA	LONGITUD (m)	RANGOS DE TEMPERATURA
ACERO TEMPLADO	0.5, 30, 120	Alta Temperatura
ACERO GRADO A	30, 120	Fuerte y Estable
FIBRA DE VIDRIO	9, 18, 27, 36	180 °F – 240 °F
ALUMINIO	9, 18, 27, 36	Hasta 350 °F
ACERO - PVC	9	180 °F
ACERO + FIBRA DE VIDRIO	9	250 °F
ACERO + ALUMINIO	9	350 °F

El atrapanúcleos (core catcher).

Está diseñado para no dejar caer al núcleo cuando se levanta la sarta de tubería del fondo (Figura 4.3). Tiene una pieza principal que permite al núcleo entrar al barril cuando se corta, pero al levantar el núcleo del fondo, éste ejerce peso sobre el catcher, apretando al núcleo para no permitir su caída.

Una vez que el núcleo está en la superficie, se puede recuperar el fragmento en el catcher ejerciendo presión hacia la cima del núcleo.

Cuando los núcleos son recuperados sin funda, esta operación se hace con el barril suspendido sobre el piso de perforación, dañándose frecuentemente la parte inferior del núcleo (tal vez los primeros 20 centímetros). Cuando el núcleo es obtenido con funda, se desenroscan unas partes con frecuencia en el piso de perforación; otras partes, en el área de trabajo designado para la preservación del núcleo. Se puede recuperar del atrapanúcleos el fragmento apretado con mínimo daño, por lo que se puede analizar en el laboratorio.



Figura 4.3. Diseño de diversos atrapanúcleos convencionales.

Junta de seguridad.

Proporciona una conexión de enroscado durable que puede romperse fácilmente en el piso de perforación para facilitar el proceso de recuperación del núcleo. Si el barril nucleador se atasca en el fondo del pozo la junta de seguridad permite dar marcha atrás al barril muestreador, lo cual permite al tubo interno y al núcleo ser removidos, eliminando el retraso en las operaciones del equipo de perforación, reduciendo gasto de mantenimiento y asegurando la recuperación del núcleo.

Top Sub

Parte superior del sistema de corte de núcleos que se conecta con el aparejo de perforación (Figura 4.1).

Unión giratoria

La unión giratoria permite al barril exterior rotar alrededor del barril interior con una rotación libre máxima para mantener el ritmo de penetración y solucionar los problemas que se presenten en la recuperación del núcleo. Esta unión permite optimizar el flujo del fluido a través del barril nucleador para mejorar el sistema hidráulico de las barrenas y mantener la circulación.

Canica de acero

La canica de acero es lanzada a través del aparejo de perforación o aparejo de fondo para ser asentada en un tubo interior, empujando e impidiendo el flujo del fluido de perforación a través del barril nucleador interior. La canica es lanzada al inicio del corte del núcleo, la cual es conducida hasta el barril interior. La acción de la canica es forzar al fluido a pasar por el espacio anular conformado entre el barril interior y el barril exterior.

Asiento de canica

Permite circular un volumen determinado de lodo de perforación a través del barril muestreador, asegurando una limpieza en el barril interior y en el pozo antes de empezar el núcleo. Cuando se asienta la canica de acero se desvía el flujo del fluido de perforación a través de los orificios por encima del barril interno, causando que el flujo del fluido pase entre los barriles interno y externo, minimizando la contaminación del núcleo y manteniendo la circulación en la barrena

Ensamblaje de la zapata

Tiene como objetivos mantener el barril interno en su lugar y fijo dentro del barril exterior, proteger el núcleo una vez que entra, y sostener el atrapa núcleos. El atrapa núcleos retiene el núcleo por acuñamiento entre el núcleo y dentro de la zapata. Una válvula de presión de alivio es también una parte del ensamblaje del barril.

Cojinetes de empuje.

Para aumentar la calidad del núcleo se utilizan sistemas que ofrecen una combinación de resistentes cojinetes radiales localizados en la parte superior en el barril, esto proporciona independencia entre la rotación del barril interior y el barril exterior.

Estabilizadores.

Son importantes porque ayudan al contacto entre la barrena y la formación, lo cual hace que las barrenas se desgasten de modo uniforme debido a la correcta posición de la misma. Por este motivo es que ofrecen varias ventajas. Los estabilizadores mejoran el cortado del núcleo porque sujetan a la barrena por el lado plano contra el fondo del pozo y se obtiene así una posición óptima para el nucleado.

El tambaleo de la tubería de perforación que puede ocasionar desgaste no uniforme de la barrena, fugas de fluido de perforación, velocidades de penetración bajas y posible riesgo de rompimiento del núcleo es minimizado cuando la barrena está en contacto perpendicular al fondo del pozo. Además, los estabilizadores mejoran la recuperación de los núcleos porque la sarta de perforación disminuye su tambaleo y el núcleo corre menos peligro de perderse, dañarse o romperse. Además, los estabilizadores evitan que los núcleos sean cortados en espiral, lo cual contribuye a evitar las pérdidas de los núcleos. Usualmente los estabilizadores tienen bordes en espiral, rectos o de metal de alta dureza, ver Figura 4.4. El tipo de bordes usados depende de las condiciones del pozo.

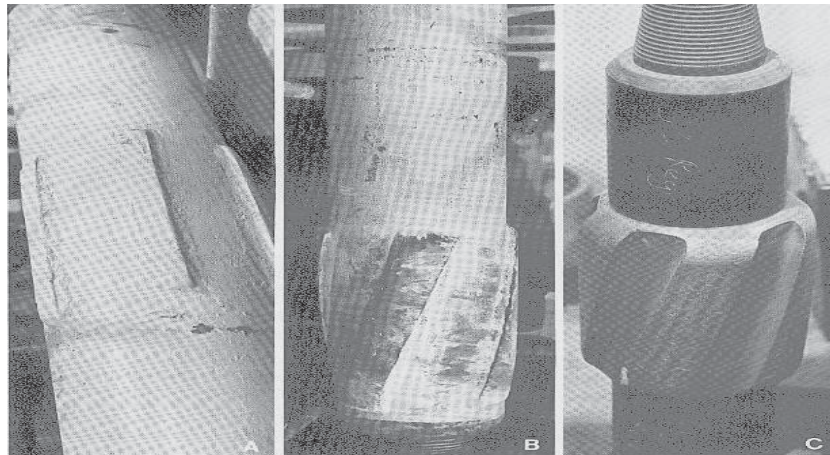


Figura 4.4. Estabilizadores: (A) bordes rectos, (B) bordes en espiral y (C) bordes de metal de alta dureza.

Por ejemplo, los estabilizadores con bordes de metal de alta dureza pueden emplearse para reforzar una formación desquebrajada. Los estabilizadores colocados por arriba de la barrena tienden a causar efecto de péndulo. Esto es que los lastrabarrenas bajo el estabilizador tienden a adoptar una postura vertical debido a la gravedad.

Los estabilizadores son colocados generalmente en barriles estándar cerca de la barrena y cerca de extremo del barril. Así un barril de 30 pies tendrá 2 estabilizadores, uno de 60 pies tendrá 3 y así sucesivamente. Se pueden requerir más estabilizadores dependiendo de las características del pozo. El diámetro exterior de los estabilizadores debe ser igual al de la barrena nucleadora o en su defecto 1/32 de pulgada menor. Los estabilizadores, en las secciones adicionales del barril

nucleador, usualmente son entre 1/16 y 1/8 de pulgada más pequeños que el diámetro de la barrena nucleadora. Los estabilizadores deben reemplazarse cuando el desgaste en el espesor es notable.

Los estabilizadores no se usan cuando las condiciones del pozo no son compatibles con ellos.

ENSAMBLADO Y MANTENIMIENTO DE LOS BARRILES MUESTREROS

El personal de perforación encargado de las operaciones de corte de núcleos debe obtener información y literatura del consultor de nucleado acerca de los procedimientos a seguir en el ensamblado y mantenimiento de los barriles muestreros.

Cuando el barril nucleador está empacado con el barril interno dentro del externo, el primer paso en el ensamblado del barril nucleador es adjuntar el manipulador inferior a las secciones inferiores de los barriles interno y externo, luego se enganchan los elevadores al manipulador inferior, después estas secciones inferiores son pasadas a través de la mesa rotaria hacia el interior del pozo. Se usan las cuñas para sostener los barriles mientras se colocan los estabilizadores, posteriormente se coloca la abrazadera del barril interno, se levantan las secciones superiores de los barriles interno y externo, las conexiones del barril interno se limpian, y la sección superior es conectada a la sección inferior del barril interno. Se debe tener cuidado para no confundir las conexiones. El ensamblado del barril interno es levantado y la abrazadera es removida. La sección superior del barril externo es bajada y ensamblada con la parte inferior del barril externo. Las juntas de los estabilizadores son revisadas para que tengan el ajuste adecuado, y la abrazadera del collar de perforación es colocada justo debajo de los bordes del estabilizador. Las cajas de seguridad se ajustan también. El barril interno es levantado para revisar las juntas, la junta de seguridad, los anillos, los soportes, y las zapatas inferiores y superiores así como el receptáculo del núcleo. La abrazadera del barril interno es colocada, el barril interno es levantado y colocado en el interior del barril externo hasta que el peso total del barril interno descansa sobre la abrazadera. Se realiza la conexión de la junta de seguridad. El ensamblado del barril se saca del agujero. Se coloca la barrena nucleadora. Usando el ajustador de barrena, ésta es apretada al barril exterior. El barril interno se prueba para asegurarse que gira libremente. Se revisa también el liberador de presión. El ensamblado del barril nucleador está entonces listo para ser colocado en la sarta de perforación e iniciar el proceso de nucleado, ver Figura 4.5.

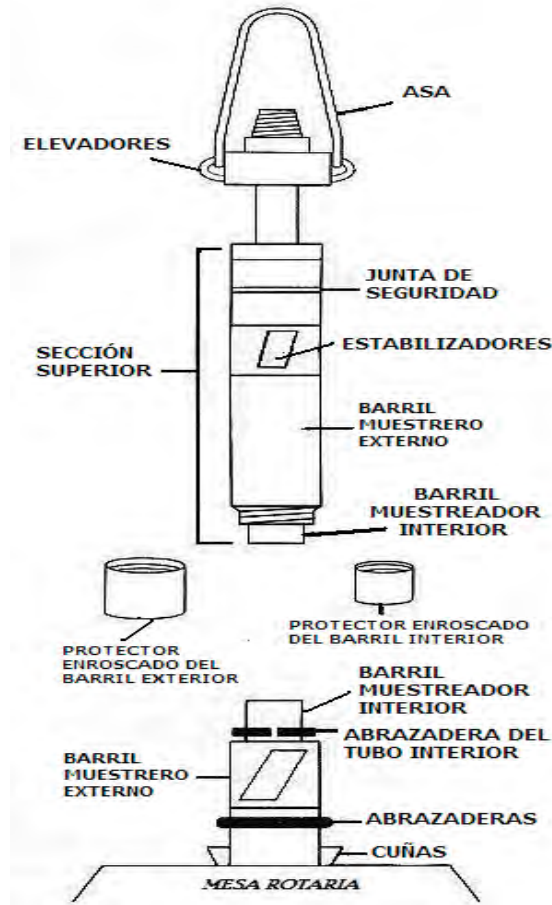


Figura 4.5. Ensamblaje del barril nucleador interno.

Operaciones de Nucleo

Antes de empezar la operación de extracción de muestras, el personal responsable debe obtener información acerca de las condiciones del pozo y poder determinar el mejor equipo para el agujero y la formación a nuclear y prepararse para algún posible problema que se pueda presentar.

Lo anterior trae como resultado ahorro de tiempo y dinero, que puedan perderse como resultado de las suposiciones y problemas inesperados.

Después de haber conocido las condiciones del pozo y de haber obtenido el equipo apropiado, el personal encargado de la extracción de núcleos verifica la limpieza del agujero con el fin de no causar problemas. Si el agujero no está limpio pueden dañarse los diamantes de la barrena y la

barrena tendrá que ser reemplazada. El agujero es limpiado de desechos metálicos con herramienta magnética, usando un extractor de piezas rotas durante la perforación o por el bombeado del fluido de perforación dentro del agujero permitiendo que la corriente del fluido saque los desechos o herramientas rotas o por la combinación de ambos métodos.



Figura 4.6. Etapas de las operaciones antes de empezar el muestreo.

Recomendaciones generales antes de empezar el corte de núcleos.

- Asegurarse de que el pozo está en calibre es decir, que a lo largo del pozo se conserve el diámetro del agujero perforado, y además esté limpio de cualquier basura en el fondo.
- En el último viaje, se recomienda un “viaje corto” y cualquier punto apretado deberá ser rimado.
- Por ningún motivo se deberá usar el barril muestrero para repasar el pozo en el viaje al fondo, generalmente resulta un daño a la corona con pérdida de calibre, y atascamiento prematuro del barril muestrero. De ser necesario, se deberá sacar el barril muestrero y realizar un viaje para conformar el agujero.
- Circular la última “lingada” arriba del fondo del pozo y en el fondo del pozo. Confirmar la profundidad total antes de arrojar la canica. Una vez que la canica ha sido sentada se notará la baja circulación y el incremento en la presión.
- Al momento que se tenga la barrena junto con el barril montados en la sarta de perforación la operación de nucleado está lista para ser iniciada.

El operador de núcleo introduce el barril al agujero con mucho cuidado pues las barrenas de diamante requieren un trato menos rudo que las barrenas tricónicas. La barrena se baja hasta que apenas toca el fondo. Durante este tiempo se enciende la bomba del lodo. La barrena puede girarse lentamente para asegurar que toca el fondo.

Recomendaciones al momento de meter el barril muestrero.

- Verificar la longitud de la tubería y revisar el espacio máximo disponible para asegurar el corte del núcleo en una corrida (sin hacer conexión)
- Pasar a través de la zapata cuidadosamente.
- Si se encuentra resistencia leve en el pozo, se deberá rimar, con poco peso (1/2 a 1 ton). Nunca intentar forzar el ensamble a que pase a través de la resistencia, ya que ésto podría dañar el equipo y la corona.
- Tocar fondo cuidadosamente con rotación
- Iniciar la circulación con el flujo mínimo posible para permitir que salgan los escombros del espacio anular entre los barriles (interior y exterior) suavemente y posteriormente incrementar el flujo al más alto permisible para limpiar el fondo del pozo y desplazar cualquier basura dejada durante la perforación previa.

Procedimiento en el corte del núcleo:

Cuando el gasto de la bomba es ajustada aproximadamente entre 5.3 y 7 galones por minuto (gpm) por pulgada cuadrada del área del agujero, la barrena es bajada sin rotación. Luego se aplican entre 5000 y 8000 libras para determinar si la barrena descansa sobre el fondo limpio o sobre recortes.

La barrena se levanta otra vez y la rotación comienza lentamente entre 30 y 50 rpm. La barrena se baja lentamente y el peso se aplica gradualmente. El peso sobre la barrena empieza en cerca del 20 por ciento del peso máximo que se espera y se incrementa en 2000 libras hasta que se determina la velocidad de rotación óptima. La operación inicia y la velocidad de rotación así como el peso sobre la barrena se incrementa lentamente mientras se ajusta el gasto de fluido de perforación deseado.

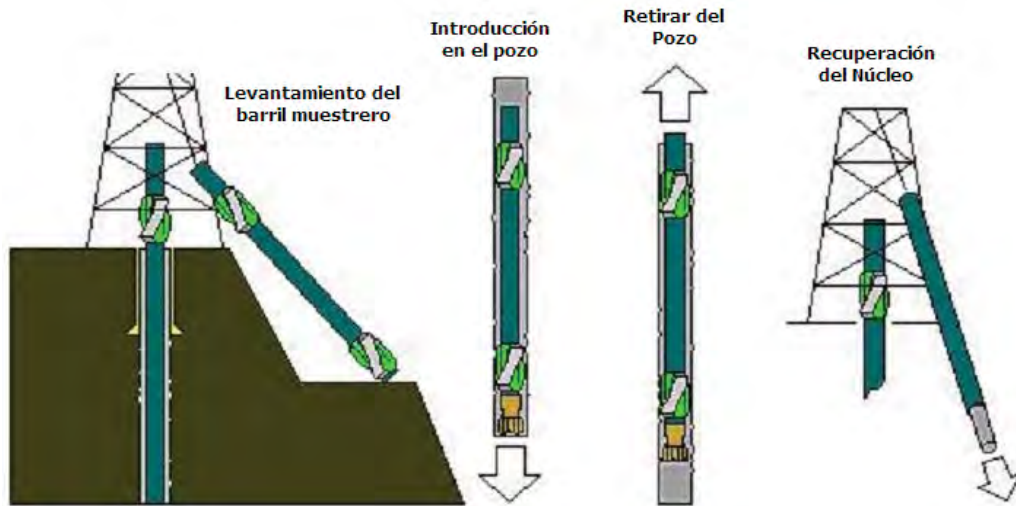


Figura 4.7. Etapas de las operaciones durante el muestreo.

- Dejar caer la canica a través de la tubería de perforación. Después de algunos minutos (aproximadamente de 5 a 10 min.) la canica se aloja en su “asiento”. Si se usa alto flujo la presión causada por la bola al sentarse (acomodarse en su asiento) puede causar que el tubo interior se colapse.
- La presión en el stand pipe no deberá ser mayor de 500 psi.
- Registrar la presión en la bomba y en la tubería mientras la canica cae, el manejo de bajo gastos en la bomba, permitirá el correcto asentamiento de la canica en el fondo.
- Ajustar al gasto deseado, de acuerdo a la formación y/o lo requerido para el corte del núcleo.
- Anotar los valores de fondo de pozo: Torque, Presión de la columna de tubería (SPP) al gasto calculado, Peso de la sarta
- Usar bajas rpm e incrementarlas suavemente si es necesario. Se recomienda una velocidad moderada al iniciar el muestreo, para minimizar la vibración que podría dañar al núcleo, y permitir a la corona cortar el perfil. Una velocidad de rotaria muy baja podría conducir a una acción de vibración torsional (slip-stick). La rotación debe ser optimizada y balanceada hasta obtener la mejor velocidad de penetración.
- Usar bajo peso sobre la corona, incrementándolo si es necesario, en el primer metro nucleado con 1 Ton. Hasta obtener la mejor velocidad de corte de núcleo. (Los parámetros de operación serán optimizados para alcanzar un mínimo de torque).

- En la medida de lo posible evitar hacer conexiones durante el corte del núcleo.
- Al llenarse el barril nucleador con las muestras de la formación, el manómetro del torque dejará de oscilar indicando que está lleno el barril.
- Al sacar la herramienta muestreadora no se deberá de rotar la sarta y se deberá sacar cuidadosamente la sarta con las cuñas, y mantener una velocidad lo más bajo posible.

Las condiciones óptimas de nucleado son mantenidas constantes hasta que el núcleo es cortado completamente o hasta que se presenta algún problema. El gasto y presión de la bomba, la velocidad de rotación, el torque y el peso sobre la barrena son monitoreados cuidadosamente durante el proceso de nucleado porque la fluctuación, incremento o decremento de cualquiera de estos indicadores puede representar un problema.

Un decremento en la velocidad de rotación puede indicar que la barrena ya no se encuentra en un estado óptimo, que la formación rocosa ha cambiado, o que el barril nucleador está atascado. Un incremento en la presión de la bomba puede indicar que algunos diamantes pudieron haberse dañado y caído al fondo del pozo de modo que impide que la barrena se asiente de forma apropiada sobre el fondo. Un incremento o decremento en el torque puede indicar que el barril interno está atascado o bloqueado. Esta condición es causada generalmente por las fracturas de la formación o por el rompimiento de material no consolidado. El peso excesivo sobre la barrena puede ocasionar el desprendimiento de los diamantes de la barrena; esta condición se puede observar en la vibración y cabeceo de la sarta de perforación. Cuando ésto ocurre la sarta debe sacarse completamente para revisar el estado de las herramientas.

Cuando se ha cortado la longitud deseada de núcleo llega el momento de separarlo de la formación. El operador de núcleo detiene la bomba de lodo y la rotación de la sarta de perforación y levanta la barrena del fondo. El barril es levantado gradualmente hasta que el perforador de núcleo considere, con base al indicador de peso, que la zapata ha sujetado el núcleo y lo ha arrancado. Usualmente se requieren 20000 libras de fuerza para arrancar el núcleo. Si se tienen problemas para arrancar el núcleo, se continuará jalando al núcleo por espacio de 5 minutos y se enciende la bomba. No se emplea rotación durante este proceso por que puede dañar el barril interno.

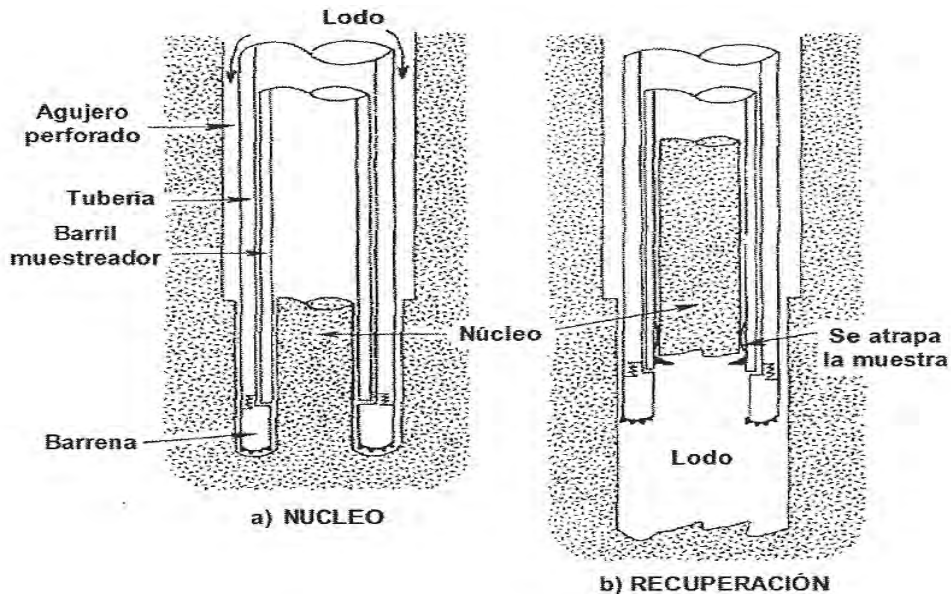


Figura 4.8. Diagrama donde se muestra en: a) la operación de núcleo y b) la recuperación del núcleo del fondo del agujero.

Después de que se ha arrancado el núcleo, se vuelve a colocar la barrena por lo menos dos veces más sobre el fondo con un peso de la mitad del que se empleó para cortarlo, lo anterior es para asegurar que no se dejan tramos de núcleo en el fondo y que éste ha sido recuperado en su totalidad.

Si se pierde parte del núcleo o el núcleo completo, el operador tratará de encontrarlo buscando la parte superior con la barrena, cuando lo encuentra rota la barrena lentamente y aplica un peso sobre la barrena de 500 libras. El núcleo entra en el barril nucleador si es que no se ha recostado o fracturado. Si el núcleo no entra puede ser debido a que es muy corto o a que se encuentra recostado, en este caso se puede perforar con la barrena nucleadora la parte superior del núcleo para tratar de hacerlo entrar, esto se hace a velocidades muy bajas para no dañar la barrena.

El barril nucleador se atascará cuando se use una barrena con diámetro mayor al del agujero, cuando se aplique un torque excesivo a la sarta de perforación o cuando la densidad del lodo sea demasiado alta. En este caso el operador puede tratar de usar aceite para desatascar el barril.

El proceso de enjarre, empuje y jaloneo del barril se hace con mucho cuidado para no dañar la barrena. Si todo falla la sarta es regresada y el barril es pescado.

Si el perforador quiere repetir la operación después de hacer las conexiones, coloca la barrena en el fondo sin rotar pero con la bomba encendida y se emplea un peso 30 por ciento mayor al que se usó la primera vez para liberar el barril y permitir así la entrada de otro núcleo. Luego se vuelve al peso normal y la rotación se incrementa de forma gradual, y la operación de nucleado continúa.

La operación de muestreo deberá ser terminada una vez que la longitud del núcleo ha sido alcanzada. O en caso de que el barril muestrero se atasque prematuramente, lo que será indicado por la falta de avance y falta de torque, el corte se deberá suspender para evitar que se pierda la cantidad de núcleo cortado hasta ese momento. De ser necesaria una segunda corrida deberá realizarse un viaje con barrena con el propósito de acondicionar nuevamente el pozo para el corte del complemento del núcleo.

Recuperación del núcleo:

- Levantar el barril muestrero y asegurarse de las condiciones en que viene el núcleo.
- Eliminar la corona y cerrar el barril muestrero con el protector.
- Meter el barril muestrero al pozo y desconectar la junta de seguridad, levantar la misma y recuperar el tubo interior de aluminio con el núcleo dentro, de acuerdo a los procedimientos recomendados.
- Colocar el tubo interior de aluminio en la canastilla de manejo designada para hacer las operaciones de marcado y corte del núcleo.
- Desconectar todo el barril y retirarlo del piso de perforación.
- Verificar una operación segura con la cortadora del barril o tubo interior e instruir al personal de los riesgos.
- Marcar y cortar el tubo interior de acuerdo a los requerimientos de los análisis.

Los procedimientos mencionados serán señalados por el especialista en corte de núcleos, dependiendo de la operación observada con el fin de optimizar la velocidad de corte y la calidad del núcleo recuperado.

4.1.2 NUCLEO A PRESIÓN

Las técnicas de extracción de núcleos convencionales, no a presión, son incapaces de recuperar significativamente los fluidos con sus saturaciones in-situ, con presencia de gas (en solución o libre) ya que el gas expulsa a los fluidos del núcleo al llevarlo a la superficie.

La extracción de núcleos a presión resuelve este problema al mantener la muestra de roca a la presión de fondo del pozo, hasta que los fluidos del núcleo puedan ser inmovilizados por congelación. Este concepto, fue propuesto por primera vez por Sewell en los años 30's, y ha sido utilizado muy poco hasta años recientes.

Siguiendo una filosofía de simplificación y abatir costos, este sistema ha desarrollado un servicio ligeramente rutinario. Más allá del desarrollo de esta tecnología se continúa asegurando que se satisfagan las necesidades de la industria petrolera. Aunque la toma de núcleos a presión ha sido una opción, de algún modo, desde el año 1930, ha adquirido avances notables en los años recientes, haciéndolo más confiable.

La extracción de muestras a presión ha experimentado una rápida evolución operacional y tecnológica en años recientes. Se ha usado frecuentemente y ha demostrado ser una herramienta de evaluación muy poderosa, sobre todo cuando se usa adecuadamente junto con otros métodos de evaluación. Como ha habido aumento en la demanda de datos más detallados del yacimiento, la tecnología del nucleo a presión y el conocimiento de la ciencia deben seguir creciendo para satisfacer la exigencia.

Ventajas:

- ✓ Evita la expansión de gas que ocurre cuando el núcleo está dentro del pozo y se lleva hasta la superficie. La expansión del gas expulsa los fluidos del yacimiento del núcleo, siendo reemplazados, por lo general, por el lodo o su filtrado.
- ✓ Se obtienen núcleos a presión exitosamente en arenas muy suaves, en secuencias de arena/lutitas, en carbonatos consolidados y en carbonatos sumamente fracturados.

- ✓ Se recuperan núcleos a presión con el mínimo de invasión de lodo o su filtrado y de efecto de lavado para evitar la pérdida de fluidos del núcleo durante el proceso.
- ✓ Se capturan todos los fluidos de la muestra para determinar sus saturaciones.
- ✓ Se pueden establecer correlaciones entre las condiciones reales de saturación de fluidos y los registros de pozo para fundamentar el desarrollo de campos nuevos.
- ✓ Se usa con fluidos de perforación de base agua y aceite, así como en sistemas de aire-espuma.
- ✓ Se conserva la presión del fondo del pozo en el núcleo cuando el barril se lleva a la superficie.
- ✓ La confiabilidad para la obtención de la información del yacimiento es muy alta.
- ✓ Puede recuperar núcleos a presión de longitud grande, donde la integridad de la formación permita el uso de este tipo de barriles. Los ahorros de costos sustanciales son el resultado de menos viajes y de trabajos más cortos
- ✓ Cuando la invasión de filtrado es mínima los núcleos a presión pueden proporcionar información útil y confiable en lo que se refiere a la magnitud y distribución de la saturación de hidrocarburos en el yacimiento.
- ✓ Puede proporcionar datos útiles para la evaluación pre y post desplazamiento en nuevos proyectos de recuperación secundaria.

Desventajas:

- ✗ Tradicionalmente es una operación de alto costo
- ✗ Las operaciones y el manejo para obtener el núcleo a presión deben realizarse con mucho cuidado para enviarse al laboratorio muestras con condiciones de yacimiento.

Esta técnica, en ocasiones se aplica en yacimientos viejos con incertidumbres en su historia de producción, que han sido seleccionados para algún tipo de proceso con el fin de mejorar la recuperación de aceite. Esta técnica se aplica para determinar la cantidad de aceite remanente del yacimiento.

BARRIL MUESTRERO DE NÚCLEOS A PRESIÓN

A través del tiempo, el barril muestrero para recuperar núcleos a presión ha sido rediseñado varias veces con el fin de tener mejores resultados y se puedan llevar al laboratorio muestras representativas de la formación conservando las condiciones de yacimiento.

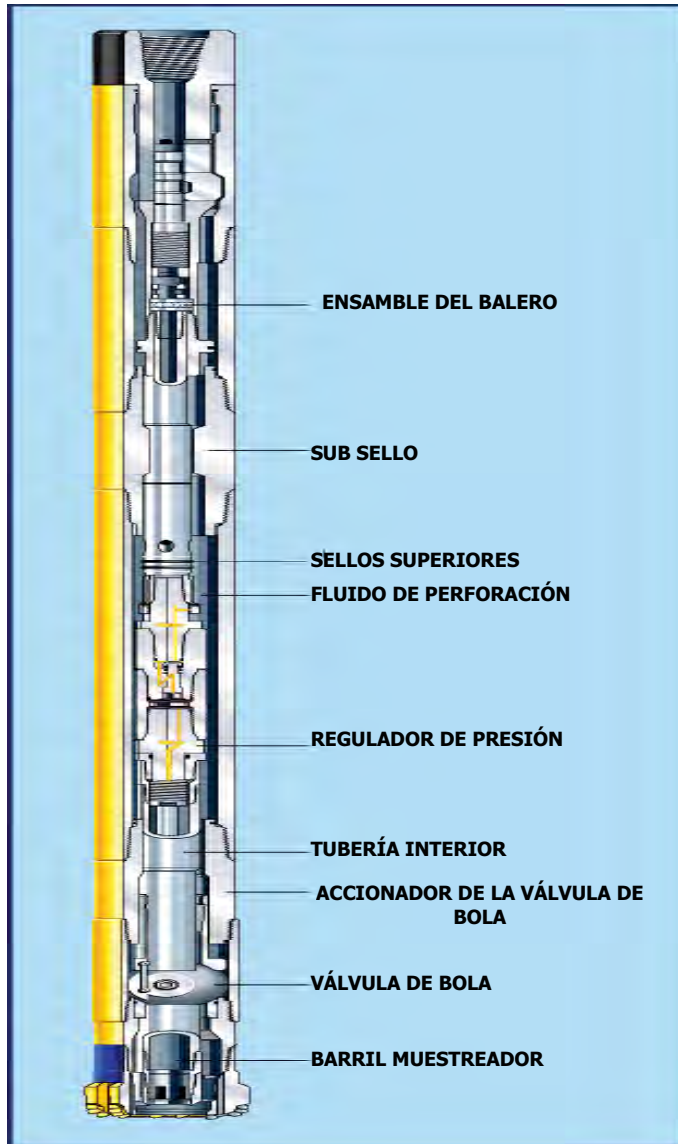


Figura 4.9. Barril muestrero de núcleos a presión.

El diseño actual, como se muestra en la Figura 4.9, fue colocado al servicio comercial a principios de 1979. Desde entonces, esta herramienta ha sido corregida y perfeccionada, con base en las experiencias de campo y las necesidades de uso. La experiencia continua impulsa el desarrollo para el mejoramiento. Mientras los esfuerzos continúen se ampliará la capacidad y la aplicación del barril muestrador de núcleos a presión.

El barril para tomar un núcleo a presión cuenta con válvulas superior e inferior, que cierran con circulación cuando se esté listo para subir el núcleo hasta la superficie. Los barriles varían en longitud y diámetro, según la presión que se requiere retener.

Estas herramientas, por lo general, no están disponibles a corto plazo, y se debe planificar la necesidad con tiempo para contar con el equipo apropiado cuando se requiera.

El barril exterior sirve como conexión mecánica con la barrena nucleadora transmitiendo peso en la barrena y torque. La sección superior del barril muestrero a presión permite el movimiento axial de los barriles interior y exterior necesario para sellar la presión dentro de la herramienta. El mecanismo de seguridad de gran resistencia fija el barril en la posición de núcleo y también en la posición de sellado para la recuperación. En la posición de sellado el mecanismo de seguridad tiene una apropiada resistencia para permitir el peso que será aplicado a la herramienta sin viaje o movimiento en el barril.

Entre el ensamblaje de la junta flexible y el tubo exterior está el sub-sello, el cual contiene un orificio para recibir los sellos superiores, los cuales mantienen la presión principal contenida sobre el núcleo. Debajo del tubo exterior está una válvula de bola (requerida para formar el sellado de la presión principal debajo del núcleo) y el ensamblaje del operador de la válvula de bola (su propósito es cerrar la válvula de bola).

La presión es mantenida en el barril por un regulador de presión durante la recuperación, contrarrestando los efectos de la diferencial de presión y temperatura inducida por los cambios de volumen. Este ensamblado consiste en un recipiente de gas inerte a una alta presión, un regulador con una posición ajustable y válvulas asociadas, las cuales distribuyen el gas a una determinada presión.

La tubería interior sirve como un receptor para el núcleo. Como una opción puede ser pre-llenado con un gel el cual encapsula al núcleo a la entrada en el barril interior para ayudar a proteger al núcleo de la invasión de filtrado estático. El tubo interior también sirve como un estuche, en el cual el núcleo es enviado al laboratorio para análisis.

El barril muestrero a presión conserva características básicas y la resistencia del barril muestrero convencional. Esto permite que se utilice en algunas situaciones en las que el núcleo convencional no puede ser establecido o completado. La herramienta se ha considerado muy resistente, inclusive en las operaciones de asistencia hidráulica o en las secciones de viaje o movimiento donde la herramienta ha demostrado la capacidad de trabajar en pozos desviados así como en pozos verticales.

Algunas características del diseño del barril muestrero a presión son:

📖 Reducción en complejidad.

Una reducción del orden del 60% en componentes ha originado una herramienta más simple con menor posibilidad de fallas.

📖 Incremento en la capacidad de retención a presión.

Capacidades de retención de presión del orden de 9000 psi han incrementado la profundidad a la cual se puede cortar un núcleo a presión. La fuerza de los mecanismos que han permitido elevar la capacidad de retención de presión también han generado una fuerte herramienta, permitiendo operaciones en pozo abierto, más peso sobre la barrena y operaciones rectificadoras sin temor a dañar ó perder la herramienta.

📖 Mejoramiento del mecanismo de transmisión de torque.


Como el "sellado" del barril muestrero es logrado por la extensión axial del instrumento, requiere una junta-flexible. El barril nucleador a presión (PCB) utiliza una unión flexible totalmente ranurada generando la capacidad de transmitir el torque de rotación a la barrena en todo momento.

📖 Mejoramiento del sistema crítico de sellado.


Los componentes críticos de sellado principal han evolucionado desde o-ring hasta la tecnología de sello innovador reciente. El sello crítico de válvula de bola es una modificación de los conceptos de sello usados en válvulas subsuperficiales de seguridad. Utilizando una base suave de fluoropolymer con un acero inoxidable de alta presión, este sistema asegura la confiabilidad máxima durante las operaciones.

📖 Sistema de mantenimiento de la presión.

Se ha mejorado el diseño para contrarrestar los efectos de presiones diferenciales y térmicas mientras el barril muestreador a presión está siendo colocado en el pozo. El diseño reduce la posibilidad de la pérdida de presión debido a alguna falla al momento de cerrar.

 Sistema de cierre de la válvula de bola.

Componentes de operaciones que convierten el movimiento axial a cargas de torsión para cerrar la válvula bola han sido simplificados y reforzados.

 Longitud del núcleo.

El barril muestreador de núcleos a presión está actualmente disponible para recuperar núcleos de 10, 19 y 20 pies de longitud. Cuando la integridad de la formación lo permite se usan barriles muestreadores más largos, lo cual reduce el costo de operaciones ya que se disminuyen los viajes para sacar los núcleos del pozo.

Los barriles muestreadores están en constante revisión, lo cual permitirá disponer en el futuro de mejores diseños.

PROCESO DE NUCLEO A PRESIÓN

El proceso de nucleo a presión consiste de 4 pasos básicos, además del análisis del núcleo, los cuales son:

1. Corte del núcleo a presión.
2. Entrampamiento y recuperación de la presión.
3. Procesamiento del barril nucleador.
4. Congelación del núcleo.

Corte del núcleo a presión

El corte de núcleo a presión es esencialmente la misma tecnología que se sigue en el corte de núcleo convencional. El sacanúcleos de presión conserva la estructura básica de un equipo convencional; por lo tanto, la velocidad de corte y la recuperación, en porcentaje, de la extracción de muestras serán comparables a las del convencional. Algunas variaciones operacionales son necesarias para perfeccionar la calidad del núcleo y minimizar la invasión o la contaminación de fluidos hacia el núcleo. Estas variaciones comprenden, pero no están limitadas a:

a) Uso de sistemas de fluidos especiales de perforación.

El lodo puede tener cierto rango de variación, desde una modificación ligera en el sistema del lodo usado para perforar hasta un reemplazo total del lodo de perforación por un diseño especial de lodo adaptado las necesidades en la extracción del núcleo. Los lodos usados en el nucleado a presión deben ser diseñados para reducir al máximo la contaminación del núcleo y permitir la capacidad de transporte adecuada de los recortes a una baja velocidad del flujo. Esto generalmente producirá un sistema de lodo con pérdida de agua muy baja, tanto en condiciones estáticas como dinámicas, y una viscosidad relativamente alta. Debido a las áreas pequeñas dentro del sacanúcleos y el proceso hidráulico, antes de congelar al núcleo el volumen de arena debe ser bajo y deben de minimizarse los sólidos. En caso de que el material de circulación se pierda, deben usarse materiales como papel pulverizado o mica en cantidades muy bajas para minimizar el taponamiento en el sacanúcleos o en el quipo, durante el proceso de corte de núcleo.

b) Uso de tipos de barrenas especiales

Para evitar la contaminación, el núcleo debe ser cortado tan rápidamente como sea posible, así se reduce o elimina el contacto de lodo con el núcleo. El uso de barrena con descarga en la cara, Fig.

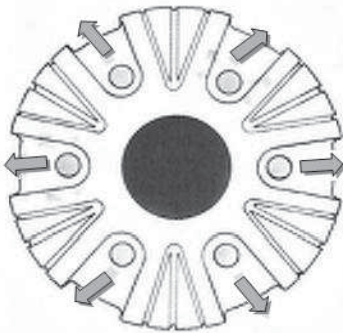


Figura 4.10. Descarga en la cara de la barrena.

4.10, ha demostrado ser muy eficaz en el nucleado a presión. Los grandes puertos dirigen a la mayor parte de los fluidos a la nariz de la barrena, reduciendo el flujo del lodo y la velocidad entre el núcleo y el diámetro interior de la barrena cortanúcleos. La estructura hidráulica de la cara de la barrena también reduce el contacto del fluido con el núcleo porque se dirige al fluido hacia fuera de la cara por los puertos de descarga.

El uso de diamantes compactos policristalinos como elementos cortadores en la barrena para el nucleado a presión, ha producido velocidades de penetración sumamente altas en formaciones apropiadas. Se han tenido o medido ritmos de penetración de más de 2 [pies/min] a bajas velocidades de flujo y bajo peso sobre la barrena. Estos ritmos altos produjeron una calidad muy alta en los núcleos cortados en pozos desviados a través de arenas muy deleznales.

c) Mejoras al nucleado a presión en perforación sobre balance

La presión sobre balance mientras se está nucleando es el mayor factor que contribuye a que el núcleo se contamine debido a la invasión por el fluido de perforación o por filtrado. Esta condición de sobre balance debe reducirse para generar alta calidad de núcleos. El sobre balance estático puede ser controlado usando un lodo con peso mínimo, seguro, y con mucho cuidado supervisando el sistema de lodo para mantener el peso o, en el caso de una formación bajo presionada se recomienda el uso de lodo aereado, e incluso puede ser necesario un sistema aire-espuma.

La presión sobre balance adicional debida a la circulación es minimizada usando un flujo de gasto bajo y una caída de presión baja en la barrena muestreadora.

d) Uso de sistema especial de gel de no- invasión

El mismo fenómeno de pérdida de agua que crea un enjarre sobre la pared del pozo puede ser utilizado para mejorar la calidad de algunos núcleos presurizados usando un gel de no- invasión para crear un enjarre casi impermeable. Bajo condiciones relativamente controladas, este enjarre puede reducir en forma completa la contaminación del núcleo por el lodo y el filtrado del lodo de perforación. Este fluido se almacena dentro de la tubería interna del barril muestreador y se retiene por una válvula indicadora. Cuando el núcleo es cortado, la válvula se abre y permite empujar el gel de no-invasión alrededor del núcleo a medida que éste es cortado. El uso de este gel de no-invasión es limitado, sobre todo en el caso de nuclear espesores grandes ya que puede fallar mecánicamente el equipo; sin embargo, hay algunos precedentes y evidencias que este fluido altamente lubricador puede reducir el atascamiento en formaciones fracturadas.

Entrampamiento y recuperación de la presión

El corte y recuperación de núcleos a presión requiere que se conserve la presión que tiene el núcleo en el punto de corte. Esto se logra convirtiendo el barril muestreador a un recipiente sellado, que contiene al núcleo a las condiciones de muestreo, mientras el equipo está en el fondo del pozo.

El núcleo a presión se realiza con un tubo de doble barril, con un mecanismo de mordaza giratoria de modo que el barril externo gira pero el interno permanece estacionario. El barril interno se extiende a través de una válvula de bola. Después de que el núcleo ha sido cortado, llenando el barril interno, el núcleo es arrancado y la herramienta es levantada del fondo del pozo algunos pies.

Se deja caer la bola a través de la tubería de perforación desde la superficie para desconectar el mecanismo. Elevado desde la posición de núcleo el barril externo se desliza 19 pulgadas hacia abajo del barril interno. La válvula de bola que viaja con el barril externo rebasa al barril interno y se cierra sellando así el barril interno. Se libera nitrógeno a alta presión y entra en el espacio anular, entre el barril interno y el externo. El nitrógeno mantiene la presión en el interior del núcleo mientras éste es llevado a la superficie. Ver Figura 4.11.

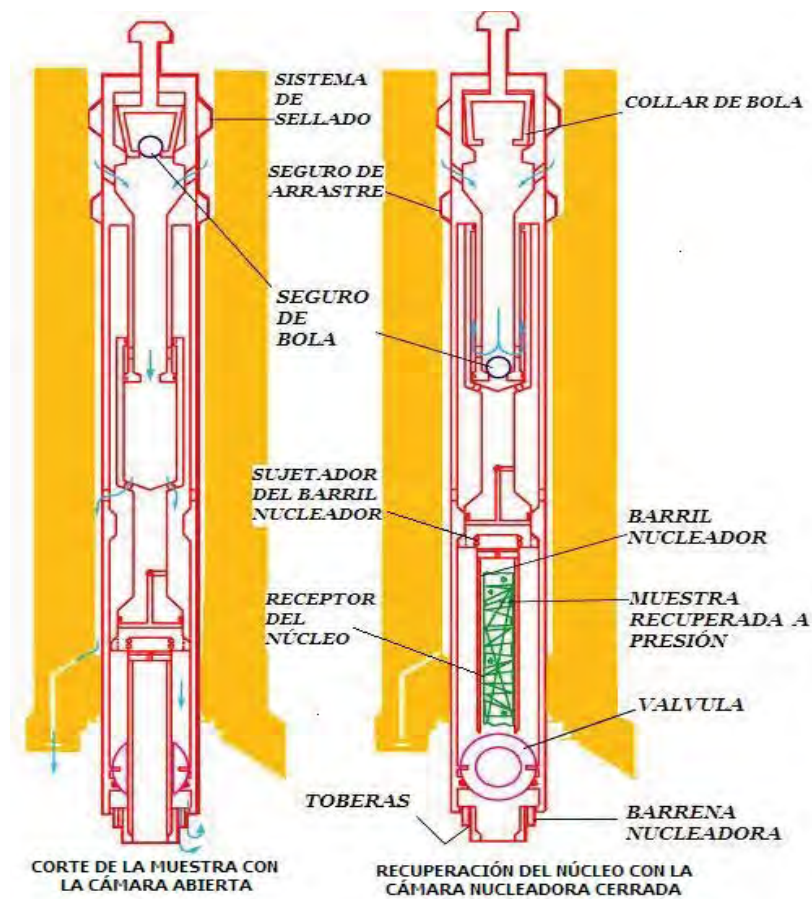


Figura 4.11. Esquema del sistema de muestreo a presión. En la parte derecha se observa la herramienta una vez tomada la muestra, se activa el sistema de recuperación, el barril nucleador se retrae y la válvula de bola se cierra.

La toma de núcleos a presión se utiliza cuando se requiere cortar y recuperar un núcleo que conserve la presión del yacimiento. Después de que el núcleo se corta y durante el viaje hacia fuera del pozo, la presión hidrostática sobre el núcleo se reduce y éste esencialmente se expande. Durante esta expansión los gases o fluidos del yacimiento son liberados o expulsados del espacio poroso a medida que la presión se reduce. Este proceso puede alterar los resultados de estudios en los que se necesita un conocimiento preciso del contenido y saturaciones de fluidos. El ensamblaje del equipo para toma de núcleos presurizados evita la descompresión del núcleo cuando se está sacando del agujero y lo mantiene a la presión del yacimiento hasta que es congelado para su envío al laboratorio.

El núcleo a presión se corta en la misma forma que el núcleo convencional, pero después de cortado el barril interior se sella mediante el bombeo de una bola de acero dentro de la tubería de perforación, estando la barrena levantada varios pies del fondo. La bola de acero se asienta en la parte superior del barril y mediante la aplicación de un exceso de presión encima de ella activa un mecanismo en el barril exterior que le permite a éste moverse hacia abajo con relación al barril interior; este movimiento cierra un sello de presión por encima del barril interior y origina que la válvula de bola en el barril exterior se mueva hacia abajo sellando el extremo inferior del barril interior. Un acumulador de gas con un pistón libre, actúa como colchón para compensar por cambios de volumen debido a la contracción térmica del contenido del barril y a la expansión que ocurre cuando se reduce la presión externa.

Aunque este tipo de ensamblaje previene la descompresión o el escape de los fluidos del núcleo a presiones reducidas, no previene la filtración o el lavado del núcleo antes o durante el proceso de corte, tampoco previene la remoción o lavado de fluidos y gases de la formación delante de la barrena antes de que el núcleo pase por la abertura hacia el barril interior. Este lavado o filtración delante de la barrena puede reducir o alterar drásticamente el contenido de fluidos y los porcentajes de saturación en el núcleo.

Es necesario contar con componentes especializados para llevar una muestra presurizada (con presión del yacimiento) de la formación hasta la superficie. El barril interior deberá ser sellado para mantener la presión constante en la muestra. Esto se logra colocando válvulas tanto arriba como abajo del núcleo en el barril interior.

El barril de núcleo a presión también contiene un tanque de nitrógeno a alta presión (mayor que la presión de formación), un regulador para mantener la presión de formación y un sistema de conexión de alta presión al tanque de nitrógeno, al regulador y al núcleo sellado. El sistema de nitrógeno debe soportar los cambios de presión y volumen debido a la temperatura, para prevenir fugas menores que podrían ocurrir en el sistema.

Procesamiento del barril muestreador

Consiste de un proceso llamado de eliminación, en el cual el fluido utilizado en el núcleo que pueda congelarse dentro del espacio anular del barril nucleador es desplazado por un medio no congelable. Esto es necesario para que se pueda remover el barril interior, que contiene al núcleo, y sea transportado al laboratorio después del congelamiento.

Congelación del núcleo

La congelación del núcleo es necesaria para inmovilizar los fluidos y gases dentro del núcleo. Una vez que estos fluidos son inmovilizados, el núcleo puede ser removido del barril muestreador después de ser depresionado. El núcleo puede transportarse entonces al laboratorio para el análisis con el correspondiente manejo requerido, sin que haya pérdida de información acerca de la saturación de fluidos.

Este congelamiento se lleva a cabo colocando el barril muestreador en un contenedor lleno de hielo seco de 8 a 12 horas. Durante el proceso de congelamiento, el barril muestreador se mantiene a una presión constante por un suministro de nitrógeno externo minuciosamente regulado. Esta fuente externa mantiene la presión contra los efectos del enfriamiento y contracción.

4.1.3 NUCLEO CON ESPONJA

El barril nucleador con esponja resulta ser un método aceptable, económico y conveniente para obtener mejores datos de saturación de aceite. El desarrollo de esta herramienta se ha dirigido a operaciones de corte de núcleos para recuperación mejorada. La rentabilidad de este tipo de recuperación depende de la cantidad disponible de aceite en la formación. Muchos de los campos candidatos a someter a recuperación mejorada no tienen información confiable concerniente a la saturación de aceite. Con el nucleador con esponja no solo se obtiene la saturación de aceite, ya que también permite conocer la saturación de agua y, bajo condiciones controladas, la saturación de CO₂.

La investigación y desarrollo de este nucleador empezó a finales de 1979 para determinar el material esponjoso adecuado para absorber preferentemente aceite en una atmósfera de agua y lodo. Criterios de selección para tal esponja se basan en que debe ser químicamente inerte, relativamente estable en lodo y aceite por lo menos a 300 °F (149°C), ser flexible y tener espacios porosos abiertos, los cuales deben estar interconectados para que la esponja tenga permeabilidad y porosidad altas. También debe ser altamente mojable en aceite y debe permitir una evaluación del aceite una vez que éste se encuentre en la esponja. El barril con esponja fue desarrollado para facilitar las operaciones de corte de núcleos sin que se pierdan los fluidos que contiene y minimizando los costos.

La técnica de extracción de núcleos con esponja puede ser valiosa en los siguientes problemas de producción en el fondo del pozo:

- ♣ Determinación de datos más exactos de la saturación de aceite o de agua.
- ♣ Identificación de la interfase aceite-agua.
- ♣ Localización de zonas donde la perforación o fracturamiento podrían ser más productivas.

El núcleo utilizado con barril con esponja proporciona datos más precisos de la saturación de fluidos en el yacimiento que el núcleo convencional. Por otro lado, aunque el núcleo con esponja provee menos información que el núcleo a presión, es significativamente más barato.

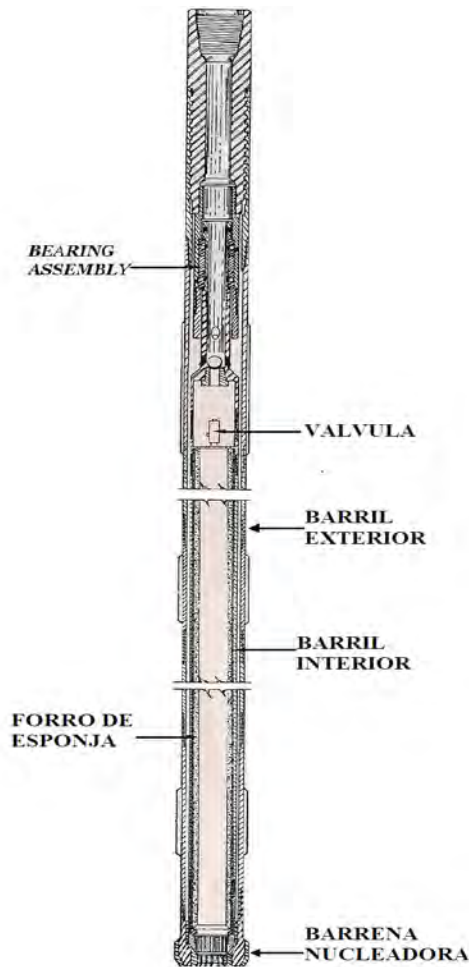


Figura 4.12. Barril nucleador con esponja.

La técnica y el análisis de muestreo con esponja han sido desarrollados para determinar rápidamente, con precisión, la saturación presente de aceite en la formación a partir de los núcleos.

El barril nucleador con esponja es una modificación de un barril nucleador convencional. Tal sistema, que consiste de un tubo de aluminio forrado interiormente de esponja de poliuretano poroso, que es preferentemente mojado por aceite, se encuentra colocado dentro del barril interior para absorber el aceite que expulsa el núcleo desde el momento que es retirado del pozo y durante su transporte al laboratorio para su estudio. Este barril forrado de esponja, Figura 4.12, atrapa aceite o en algunos casos, agua o gases como CO_2 y H_2S .

La Figura 4.13 muestra con detalle las partes esenciales del barril utilizado para la toma del núcleo con esponja. Se debe tener en cuenta que la técnica no previene el desplazamiento de fluidos del yacimiento frente a la barrena, y por ende, se hace la recomendación de utilizar trazadores en el lodo cuando se corta el núcleo. Como se puede observar en el diagrama, la esponja es parte integrante de la funda utilizada durante el corte del núcleo.

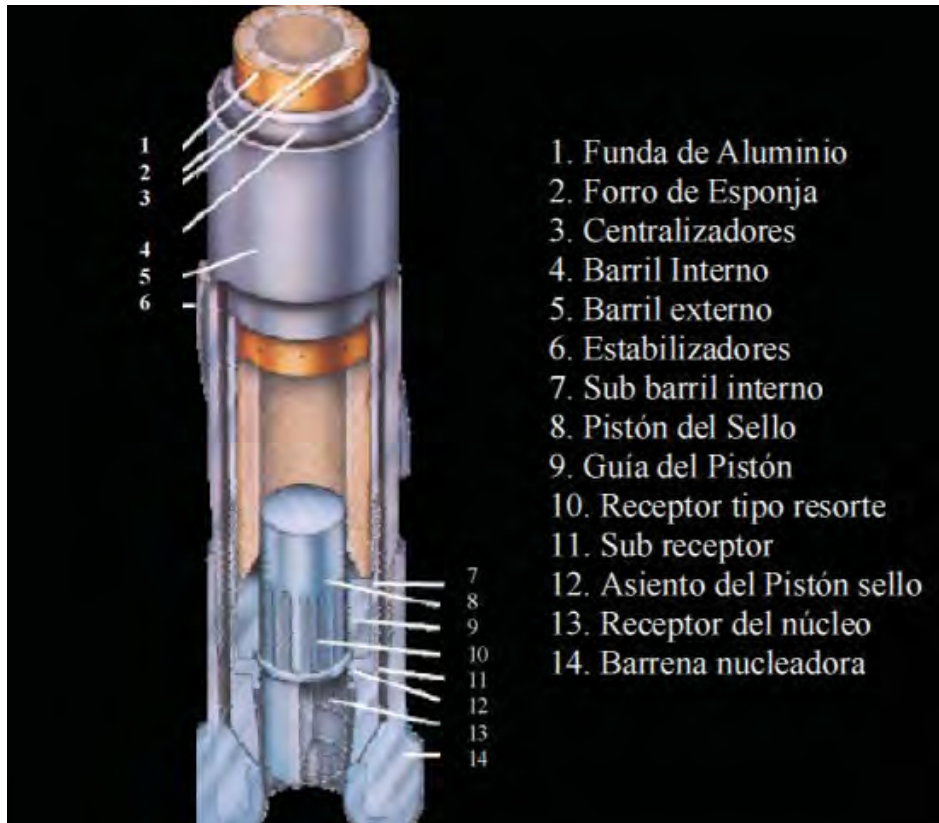


Figura 4.13. Partes esenciales del barril con esponja.

La esponja es 70% espacio poroso y tiene 2 darcys de permeabilidad, Figura 4.14. La experiencia en campo ha mostrado que cuando la esponja es usada en un barril nucleador seco un enjarre de lodo es formado entre el núcleo y la esponja. Este enjarre puede llegar a tener un grosor de $\frac{3}{8}$ pulgada y ser una barrera que evita que el aceite del núcleo pase a la esponja.

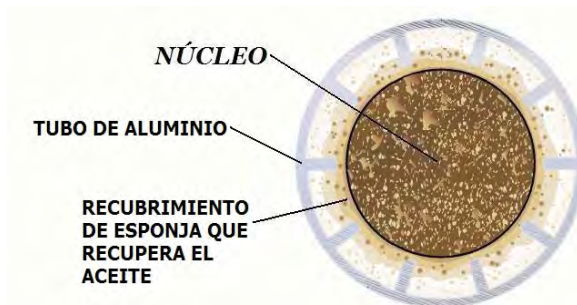


Figura 4.14. Corte transversal del tubo de aluminio con la esponja y el núcleo.

El filtrado de lodo en la esponja puede ser controlado saturando la esponja con agua salada de campo con la cual el núcleo es compatible. Puesto que la esponja es mojada por aceite resiste la mojabilidad del agua.

Para asegurar que una esponja limpia esté en contacto con un núcleo limpio, se usa un mecanismo especial de sellado. Un especial atrapador de núcleos de bola, Figura 4.15(A), permite al barril interno permanecer sellado hasta que empiece el muestreo. Una vez iniciada la operación de muestreo, un tapón especial, Figura 4.15 (B), permite mantener al núcleo fresco, sin contaminar.



Figura 4.15. Muestra (A) un atrapador de núcleos de bola y (B) un tapón especial.

ESPECIFICACIONES DEL BARRIL CON ESPONJA.

Dos tamaños del barril con esponja han sido desarrollados. El más grande es una modificación del barril nucleador convencional de 6 7/8 ". Las especificaciones para este barril son:

Diámetro exterior de la Barrena Nucleadora [pg].	7⁵/₈ - 8³/₄
Diámetro exterior de la Tubería de Revestimiento [pg]	8⁵/₈ - 9⁵/₈
Diámetro del Núcleo [pg]	3¹/₄
Longitud Máxima del Núcleo [ft]	30

El tamaño pequeño es una modificación del barril nucleador convencional de 5 3/4". Las especificaciones para este barril son:

Diámetro exterior de la Barrena Nucleadora [pg].	6¹/₈ - 7⁵/₈
Diámetro exterior de la Tubería de Revestimiento [pg]	7 - 7⁵/₈
Diámetro del Núcleo [pg]	2¹/₂
Longitud Máxima del Núcleo [ft]	30

Un barril con esponja requiere solo de tres modificaciones de un barril nucleador convencional.

- i. Colocar el tubo de aluminio con forro de esponja en el barril interior.
- ii. Reemplazar el receptor de núcleo convencional y un receptor de núcleo de bola.
- iii. Sustituir la barrena nucleadora (7 $\frac{7}{8}$ " x 4 $\frac{1}{4}$ ") por una barrena nucleadora para esponja (7 $\frac{7}{8}$ " x 3 $\frac{1}{2}$ ").

Esto permite que pueda alternarse el núcleo convencional y el núcleo con esponja.

El barril interior tiene 5 secciones de tubería de aluminio con una esponja de poliuretano en el centro. La esponja se satura antes de la operación con agua de la formación para evitar que se forme un enjarre en la esponja. Como es un derivado del petróleo, el poliuretano absorbe al aceite con mayor facilidad que al agua. Cuando el aceite sale del núcleo es absorbido por la esponja desplazando al agua en la esponja. El aceite es retenido en la parte opuesta de donde fue expulsado. Se perfora un patrón de agujeros de 1/16 de pulgada, Figura 4.16, a través de la esponja y alineados con el tubo en intervalos para permitir que el agua escape de la esponja y que el gas salga del núcleo.



Figura 4.16. Sección del tubo de aluminio con esponja y núcleo.

Antes de entrar al agujero, la sección de tubo de aluminio cubierta internamente de esponja es colocada dentro del barril interior y sellado para eliminar la posibilidad de introducción de filtrado de lodo entre el núcleo y el forro de esponja. La esponja es saturada con agua a presión por arriba de las 1600 psi. Esta presión es mantenida mientras el barril nucleador se encuentra dentro del pozo. El procedimiento de muestreo es el mismo que se sigue en el núcleo convencional. El barril nucleador con esponja más grande obtiene núcleos de 30 pies de longitud y 3 $\frac{1}{4}$ [pg] de diámetro.

Treinta pies de formación es nucleada y el núcleo es levantado hacia la superficie, el barril interior es removido del barril exterior y se pone horizontal.

El sistema de nucleo con esponja está disponible en una variedad de tamaños, como se muestra en la siguiente Tabla 4.3:

Tabla 4.3. Variedad de tamaños del barril nucleador con esponja.

DIAMETRO EXTERIOR DEL BARRIL NUCLEADOR [pg]	DIAMETRO DEL NÚCLEO [pg]
6 ⁷ / ₈	3 ¹ / ₄
5 ³ / ₄	2 ¹ / ₂
5 ¹ / ₄	2
4 ¹ / ₂	2

Como ya se mencionó, una vez que el barril nucleador sale del agujero, el barril interior es removido y acostado. El tubo forrado con esponja conteniendo al núcleo es removido del barril interior y colocado en tubos especiales para ser transportados al laboratorio para los análisis correspondientes. El manejo del núcleo es similar al descrito en secciones anteriores. El manejo puede incluir, en forma descriptiva y no limitativa, los siguientes pasos:

- Bajar la funda con el transportador del núcleo
- Cortar los tubos en tramos de 2 metros
- Efectuar una preservación inmediata a los tubos después de marcarlos.

El modo de preservación puede incluir enfriamiento, espuma o resina en las terminales de los tubos, entre otras alternativas que prevengan pérdidas de los fluidos por evaporación. Además del núcleo, se requieren muestras del lodo (si tiene trazadores) y de aceite para realizar calibraciones y mediciones de encogimiento del aceite por liberación de gas en solución.

Una vez que llega al laboratorio el barril nucleador con esponja, el primer paso para el análisis es abrir los tubos de aluminio con esponja para exponer al núcleo. Una vez que los tubos son abiertos, los núcleos son acostados en la secuencia de profundidad correcta y preparados para su análisis.

Las profundidades se marcan en las muestras por analizar, en el núcleo y en la esponja, antes de que el núcleo sea removido. Los fluidos de la esponja son extraídos y los volúmenes de aceite y agua son calculados.

Típicamente, en el núcleo tomado en un yacimiento que parcialmente ha producido con un mecanismo primario cambian las saturaciones al ser llevado a la superficie de la manera mostrada en la Figura 4.17. Debido al impacto sobre el aceite de yacimiento por cambios de presión y temperatura, las saturaciones resultantes por el análisis en laboratorio de un núcleo subestimarán la cantidad de aceite remanente en el yacimiento que ha producido durante un cierto tiempo. El uso de barriles nucleadores con esponja, o bajo presión, es una manera de conservar las saturaciones in situ o por lo menos recuperar, como es el caso de la técnica de la esponja, el aceite expulsado del núcleo por el gas en solución. La cuantificación es realizada mejor sobre todo el tramo del yacimiento, lo cual requiere que los núcleos sean tomados de forma continua.

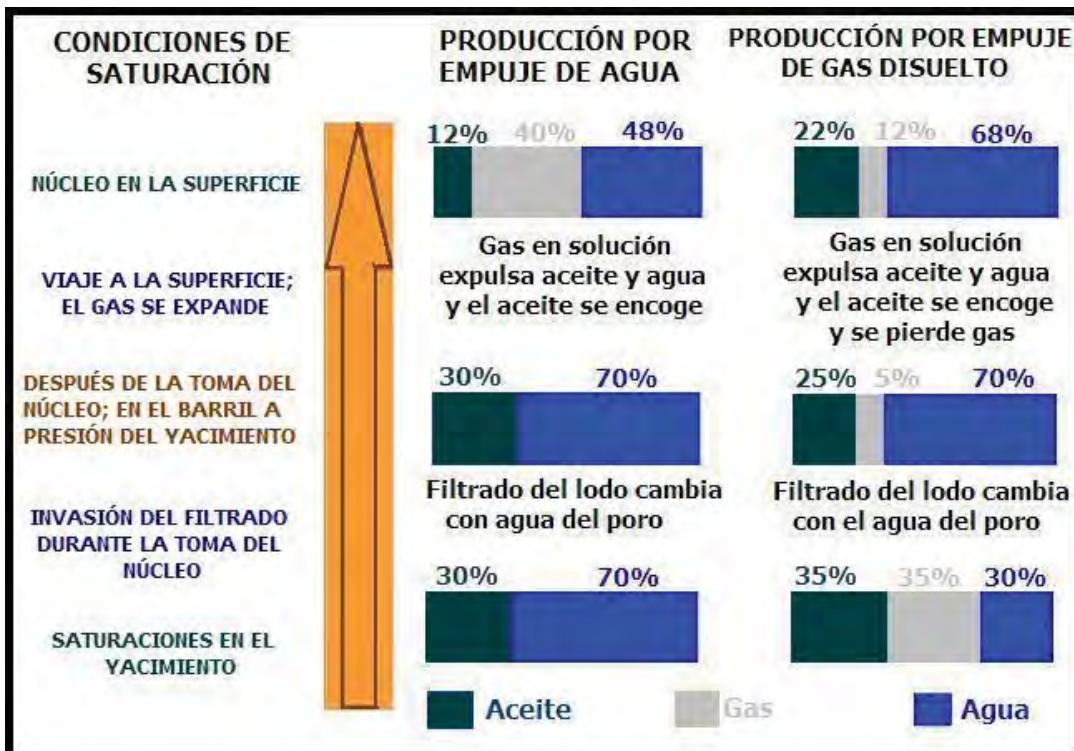


Figura 4.17. Cambios de saturación de fluidos en el núcleo por cambios de presión y temperatura al llevarlo a la superficie.

Los datos de la saturación de aceite de los núcleos pueden perderse durante la perforación debido a la invasión del filtrado de lodo, mientras el núcleo es obtenido en el agujero. La pérdida de aceite por la invasión puede ser reducida por descenso de la presión diferencial y por un nucleado muy rápido. Cuando un núcleo está siendo perforado adecuadamente para obtener datos de saturación de aceite, la presión de la columna del lodo debe de exceder la presión de formación. Sin embargo, si el núcleo contiene gas a la presión en el fondo del pozo, la expansión de este gas mientras el núcleo es sacado del agujero forzará al aceite a salir del núcleo y esta pérdida puede llegar a ser aproximadamente de un 50% del aceite que saturaba al núcleo.

Como el núcleo utilizando barril con esponja se hace con barriles nucleadores convencionales que se modifican, el núcleo convencional y el núcleo con barril conteniendo esponja pueden alternarse de forma rápida y sencilla. En zonas especiales donde se requiera conocer con precisión la saturación de aceite puede nuclearse con barril con esponja y el resto de la zona productora puede nuclearse con el barril convencional.

A pesar de que nuclear con barrenas de diamantes policristalinos puede resultar beneficioso porque se alcanzan velocidades de penetración muy elevadas, la mayoría de las operaciones de muestreo con barril de esponja se han hecho con barrenas de diamante convencionales.

Uso del muestreo con esponja para determinar la saturación de agua.

Si la saturación de agua es determinada con el muestreo con esponja, los siguientes cambios en el procedimiento deben de seguirse:

- i. El pozo debe ser perforado con lodo de base aceite porque si ocurre invasión de filtrado de lodo, de esta forma habrá menos pérdida de agua del núcleo.
- ii. La esponja debe de estar saturada de un aceite diesel seco de alta calidad en lugar de agua salada.
- iii. Es considerado indispensable, usar un mecanismo de cierre en el barril interior.

Una vez que el muestreo es completado, el barril es llevado hacia la superficie lentamente, después que se ha alcanzado el punto de burbujeo del aceite dentro del núcleo. Esto permite al gas salir poco a poco del núcleo con una pérdida mínima de aceite y agua del núcleo. La esponja es entonces analizada para determinar el contenido de agua.

4.1.4 NUCLEO CON GEL

Un problema que confronta la extracción de núcleos y el análisis de muestras ha sido el daño al núcleo durante la adquisición y manejo. El sistema de núcleo de baja invasión ayuda a reducir al máximo la invasión del fluido de perforación, pero la mojabilidad y la saturación de la roca todavía pueden ser alteradas por la invasión del fluido de perforación estático en el barril interior y durante el almacenamiento antes de empezar los análisis. La invasión del filtrado del fluido de perforación en el núcleo puede hacer que los datos obtenidos de los análisis de laboratorio aplicados a los núcleos sean poco confiables.

El sistema de muestreo con gel ofrece dos únicos elementos:

- ♣ Un barril interno pre-cargado que contiene un gel que encapsula al núcleo de baja invasión.
- ♣ La encapsulación en el fondo del pozo de la muestra de roca hace que quede aislada de la invasión del fluido de perforación.

Experiencias de campo han demostrado que la invasión de filtrado de lodo ocurre de tres formas:

- ♣ Invasión dinámica delante de la barrena nucleadora. Esto puede ser significativo en baja velocidad de núcleo cuando la velocidad del flujo vertical del filtrado en el núcleo excede la velocidad de la barrena.
- ♣ Invasión dinámica en la cara y garganta de la barrena nucleadora. Esto ocurre en todas las operaciones de nucleado pero es más severa con baja velocidad de nucleado y/o alta pérdida de fluidos o sea un filtrado alto.
- ♣ Invasión estática en el interior del barril nucleador interno.

El uso del gel ha dejado ver que protege al núcleo minimizando su alteración física y química durante todo el proceso de nucleado: corte, recuperación, manejo en la superficie, transporte hacia el laboratorio y el almacenaje a corto tiempo, ver tabla 4.4. Las propiedades del gel para encapsulación en el fondo del pozo sirven para proteger al núcleo no solo del filtrado del lodo sino también de la pérdida de fluidos. El nucleado con gel puede ser usado como un sustituto tanto del núcleo a presión como con esponja.

Tabla 4.4. Muestra el mejoramiento de datos de saturación y mojabilidad del núcleo obtenido por medio del sistema con gel.



Una nueva tecnología para reducir la invasión de filtrado utiliza un gel de alta viscosidad para la encapsulación y preservación del núcleo desde el fondo del pozo. Existe el ensamblado de núcleo de baja invasión, en el cual es fácilmente colocado, para un uso más cómodo y simple, un pistón en el barril interior para la distribución del gel y la encapsulación del núcleo.

El gel viscoso para la preservación de núcleo es un glicol de polipropileno de alto peso molecular que es insoluble en el agua y ambientalmente seguro. El gel es compatible con la mayoría de los fluidos de perforación de base agua y aceite. Debido a que el gel entra en contacto directo con el núcleo durante e inmediatamente después que es cortado, la posterior invasión del fluido de perforación es minimizada. Además, el gel mejora la lubricación entre el núcleo y el barril nucleador

interno, reduciendo el atascamiento, mediante la reducción del coeficiente de fricción entre el núcleo y el barril; se genera una interfase, que trae como resultado una disminución de la resistencia y por lo tanto el núcleo entre más fácil al barril.

La Figura 4.18(a). Muestra el ensamblado de preservación del núcleo en el fondo del pozo antes de empezar el núcleo. El gel está contenido en el barril interior antes del muestreo y será distribuido por una válvula de pistón flotante después que el núcleo comience a penetrar por la barrena muestreadora.

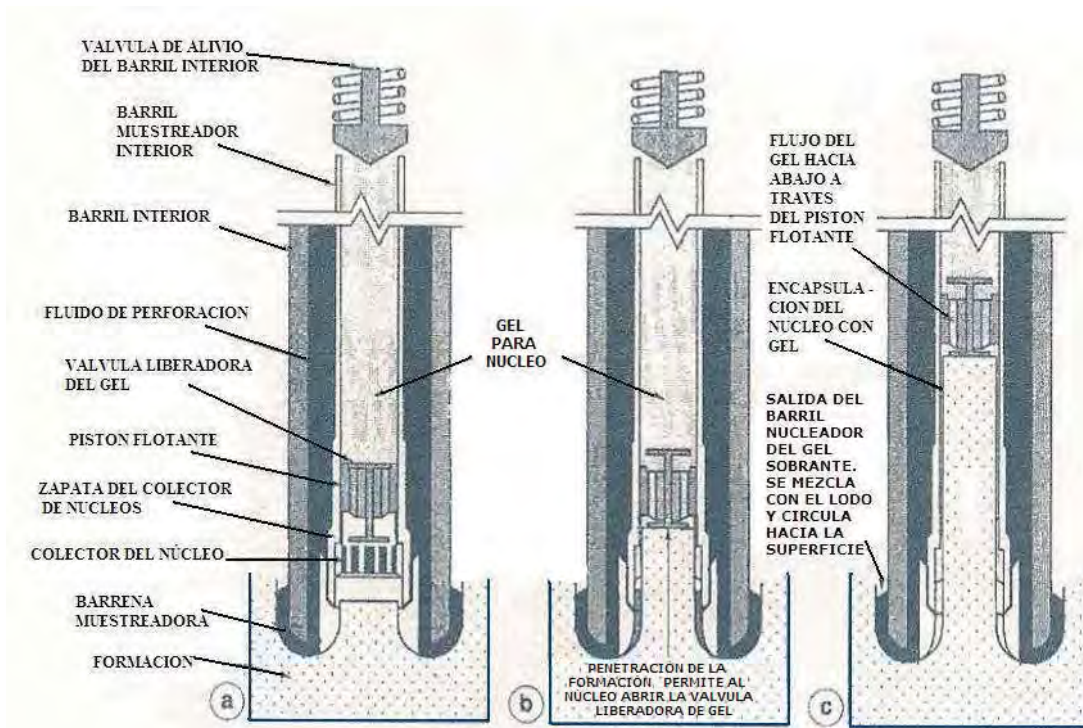


Figura 4.18. Ensamblado para la preservación del núcleo en el fondo del pozo: (a) pistón del barril interior cerrado antes del encapsulado del núcleo, (b) válvula liberadora de gel abierta, (c) encapsulación del gel y preservación del núcleo.

En la Figura 4.18(b) se observa que el exceso de gel es desplazado del barril interior por el núcleo a través de la zapata del colector del núcleo, sale por la garganta de la barrena y pasa los cortadores donde se mezcla con el fluido de perforación y es dispersado. Al contacto de los cortadores y la roca, el gel desplaza al fluido de perforación y protege al núcleo del lavado y de la invasión del

filtrado del fluido de perforación. La invasión del filtrado estático del núcleo por fluidos de perforación en sobrelance en el barril interior, fenómeno intrusivo común en el núcleo convencional, también es eliminado. Una válvula de alivio de seguridad instalada en la parte superior del ensamblaje de núcleo previene algún excesivo incremento de presión en el barril interior. Aproximadamente 2 galones de gel permanecen en el espacio anular del barril interno y forma una delgada capa protectora sobre cada 30 pies de sección de núcleo. La Figura 4.18(c). Muestra un núcleo encapsulado con gel antes de llevarse a la superficie.

En la Figura 4.19 se ilustran aspectos importantes en la operación de núcleo con gel.

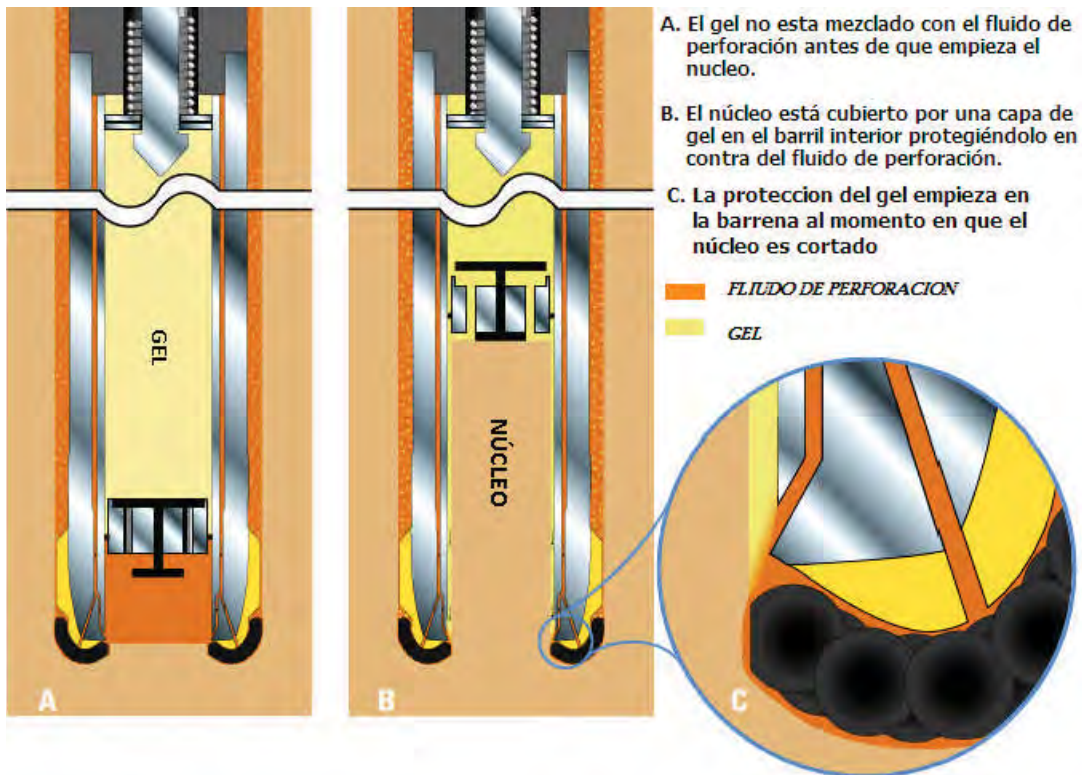


Figura 4.19. Muestra la trayectoria del fluido de perforación y del gel antes y durante la toma de la muestra.

El uso del gel ha sido particularmente efectivo en el mejoramiento de la recuperación del material, preservando al núcleo con una alta calidad, para análisis especiales y de saturación. Además, la aplicación del gel ha conducido a recuperaciones altas de núcleos y corridas largas de núcleos. Al momento de llegar a la superficie se reduce significativamente la exposición del núcleo al aire. Un beneficio adicional de la encapsulación del núcleo con gel en el fondo del pozo es obvio cuando se manejan rocas pobremente consolidadas con fuerza de compresión moderada. El gel de alta viscosidad estabiliza el núcleo y mejora la integridad mecánica de roca. El manejo en la superficie es mejorado y se reduce el daño al núcleo durante el transporte al laboratorio.

La Tabla 4.5 siguiente muestra las principales características y los beneficios que se tienen al obtener núcleos con el sistema que utiliza gel.

Tabla 4.5. Características y beneficios del muestreo con gel.

CARACTERISTICAS	BENEFICIOS
La encapsulación del núcleo completo es llevado a cabo en el fondo del pozo	<ul style="list-style-type: none"> ♣ Mejora la estabilización del núcleo. ♣ Aísla el núcleo del lodo.
El gel no invade al núcleo	<ul style="list-style-type: none"> ♣ La mojabilidad del núcleo permanece sin alteraciones. ♣ La saturación del agua es preservada. ♣ Los resultados de análisis de núcleo son buenos obtenidos de un núcleo de diámetro pequeño.
Gel con alta reología permite un elevado cuidado en la capacidad de conexión de partículas	<ul style="list-style-type: none"> ♣ No hay invasión de filtrado. ♣ Lubricación y enfriamiento de la barrena
El gel es ambientalmente seguro	<ul style="list-style-type: none"> ♣ Ninguna seguridad se arriesga en la incompatibilidad del sistema del lodo de perforación.
El gel es líquido bajo las condiciones en el fondo del pozo	<ul style="list-style-type: none"> ♣ Un coeficiente de baja fricción sobre la tubería interna.
Se requiere poco gel, solo lo suficiente para llenar el barril interno	<ul style="list-style-type: none"> ♣ Costo mínimo. ♣ Insignificantes efectos sobre lodo en la superficie del pozo
El gel es pre-cargado en el barril muestreador	<ul style="list-style-type: none"> ♣ Fácil manejo en la superficie. ♣ No hay tiempo perdido en el equipo de perforación.
El equipo es simple y sencillo, utiliza un equipamiento de núcleo estándar	<ul style="list-style-type: none"> ♣ Alta confiabilidad. ♣ Facilidad de operación.
Compatible con barrenas nucleadoras de baja invasión anti-giro	<ul style="list-style-type: none"> ♣ Mejora en la integridad física del núcleo (sobre todo en rocas suaves)

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL NUCLEO CON GEL

Ventajas:

- ✓ Incrementa la confianza, sobre todo, en programas de análisis especiales de núcleo por el aseguramiento de la calidad del núcleo.
- ✓ Mejora el funcionamiento de la extracción de núcleos para un rendimiento alto en la recuperación del núcleo.
- ✓ Reduce la invasión del filtrado del fluido de perforación.
- ✓ La preservación del núcleo de fondo de pozo puede ser usado en combinación con el barril muestrero a presión, si el estudio tiene como objetivo la determinación de la saturación de aceite residual o para análisis especiales.
- ✓ Protege al núcleo contra la oxidación y la deshidratación.
- ✓ Se utiliza en situaciones con alta y baja temperatura.
- ✓ Se aplica para formaciones duras, medias y suaves o deleznales con resistencia compresiva baja no confinada.
- ✓ El sistema de gel es apto para calizas y areniscas que tienen porosidad de matriz.
- ✓ El gel es especialmente efectivo en limitar la expulsión de los fluidos (aceite) del núcleo, en especial cuando el yacimiento es saturado.

Desventajas:

- ✗ No es apto para rocas con cavidades de disolución relativamente grandes debido a que el gel penetra estos huecos y contaminan el núcleo y es muy difícil, si no imposible, remover el gel después.
- ✗ Su uso en yacimientos fracturados puede ser considerado mientras no se planifique realizar medidas petrofísicas que incluyan las fracturas como partes del sistema de porosidad.
- ✗ La efectividad del gel para la expansión de gas al salir el núcleo hasta la superficie es pobre.

4.1.5 NUCLEO CON MANGA ELASTICA

Durante la década de los 80 se muestreó usando diversas técnicas en el intento de obtener los parámetros geomecánicos y petrofísicos necesarios para analizar rocas deleznales. En un inicio, se emplearon técnicas convencionales de nucleado, luego se emplearon barriles de doble y triple tubo. Los mejores resultados se obtuvieron con el barril nucleador con manga elástica.

En el barril convencional, las rocas deleznales se rompen o fracturan en el interior de la tubería deslizándose unas contra otras, llegando a apretujarse en las paredes internas del barril. El barril nucleador con manga elástica fue especialmente diseñado para eliminar este problema en formaciones suaves y deleznales. Con este barril el núcleo es encerrado por una manga de hule, evitando la desintegración y el atascamiento. La manga de hule y el núcleo son levantados por medio de un tubo de desmantelamiento (stripper tube) para prevenir el bloqueo en el interior de la tubería.

Desafortunadamente, el barril muestrero con manga de hule no es práctico para formaciones duras fracturadas por sus filosas puntas, ya que fácilmente cortan la manga de hule. Además, no puede ser usado a altas temperaturas, tal como, en pozos profundos o geotermales, donde con frecuencia se encuentran rocas duras fracturadas.

Uno de los problemas experimentados al nuclear los sedimentos no consolidados es la retención adecuada de ellos hasta la superficie. Los atrapanúcleos convencionales fueron diseñados para retener un núcleo consolidado dentro del barril mientras llega a la superficie. El retenedor o atrapanúcleos convencional no funciona para núcleos no consolidados y se pierde el material en el viaje hasta la superficie.

Cuando la litología del núcleo no está consolidada, es común que la recuperación o extracción del núcleo sufra algún percance o fisuras durante el movimiento. El barril nucleador con manga elástica ofrece una solución al problema por medio de un tubo de ajuste elástico dentro del cilindro interno. El núcleo queda en su totalidad encerrado en el tubo elástico y puede ser removido del cilindro sin daños o cortes, con una longitud apropiada para su análisis.

La toma de núcleos con manga elástica se utiliza para maximizar la recuperación de núcleos en formaciones blandas poco consolidadas o en conglomerados pobremente cementados; también protege al núcleo del lavado de los fluidos de perforación y de la contaminación, reduciendo el atascamiento del núcleo en el barril interior.

Un barril nucleador diseñado para cortar en un pozo un núcleo continuo del material no consolidado conservando las condiciones tal como están presentes en la formación tiene que cumplir con los siguientes aspectos:

- El núcleo debe mantenerse unido y apoyado tal y como es cortado. El desmoronamiento y acomodamiento del material contra las paredes del barril interior deben ser eliminados.
- La contaminación del núcleo, debido a los fluidos de circulación, debe ser minimizado.
- El núcleo deberá conservar una condición sin mucho movimiento durante el viaje fuera del pozo, conservando sus propiedades, permitiendo su desmontaje y embarque al laboratorio para el análisis de núcleos sin alteración por la exposición a la atmósfera.
- El núcleo debe mantenerse unido para evitar resbalamientos e impedir que se rompa o fracture.
- El núcleo debe protegerse en el barril y permanecer intacto mientras se termina de cortar y durante el viaje fuera del agujero.
- Todos los componentes del barril deben resistir altas temperaturas.
- Todo material en contacto con el núcleo debe resistir cuando se realiza el corte en rocas duras fracturadas.
- La fricción entre la manga elástica y la superficie interior de la tubería deberá ser eliminada o reducida al máximo.
- El núcleo debe fácilmente ser removido del barril sin perjudicarlo y poderlo cortar en las secciones de longitudes convenientes para ser conservado durante el transporte y almacenamiento.

El barril nucleador que contiene en su diseño una manga flexible o elástica cumple satisfactoriamente estas exigencias.

Ensamblaje del nucleador con manga elástica

El ensamblaje del equipo con manga elástica consiste de un barril exterior, un barril intermedio, un barril interior y un tubo removible. Tanto el barril interior como el barril intermedio tienen una longitud aproximada de la mitad del barril exterior; ambos se ajustan a la mitad inferior del barril exterior. La manga elástica es doblada sobre sí misma hasta que alcance una longitud cercana a 10 pies (aprox. 3m.), siendo acoplada al exterior del barril interno. Un extremo de la manga de hule es doblado hacia el interior del barril interno, donde se conecta al extremo inferior del tubo removible, el cual cuelga dentro del barril interno y se mantiene en su sitio por medio de resortes que previenen cualquier movimiento del tubo hacia arriba o hacia abajo durante la toma del núcleo.

Este barril sacanúcleos para formaciones suaves (SFCB, iniciales en inglés) contiene una presión diferencial utilizada por la manga flexible. La cual es fabricada con hule nitrilo que cubre una capa de nylon y moldeada en una longitud continua con forma tubular, ver Figura 4.20.

Los experimentos llevados a cabo con la herramienta SFCB, para los propósitos de su desarrollo, se realizaron con longitudes de las mangas de 20 pies y 10 pies. Las de 10 pies de longitud han sido de mayor uso. La manga flexible tiene una resistencia a la tensión de aproximadamente 2000 psi. El espesor de la manga es aproximadamente 1/16 pulgada. Un diseño permite el corte de un diámetro exterior de 2 - 1/8 [pg] en los núcleos con un diámetro exterior de 4 - 1/2 [pg] en el barril nucleador.

La manga flexible de la herramienta se inserta en el barril interno con una longitud continua para que el núcleo pueda manejarse de una manera convencional sin tener que involucrar demasiado los movimientos hacia arriba y hacia abajo para hacer que la manga flexible cubra el núcleo. Este equipo opera en el extremo inferior de la sarta de perforación, igual que el equipo de núcleo convencional, y se conecta por arriba a la sarta de perforación por medio de la unión de seguridad, ver detalle No. 1 Figura 4.20. El barril interno puede ser desconectado o puede liberarse de la caja de la unión de seguridad, ver detalle No 3 Figura 4.20, quitándolo del barril sacamuestras exterior.

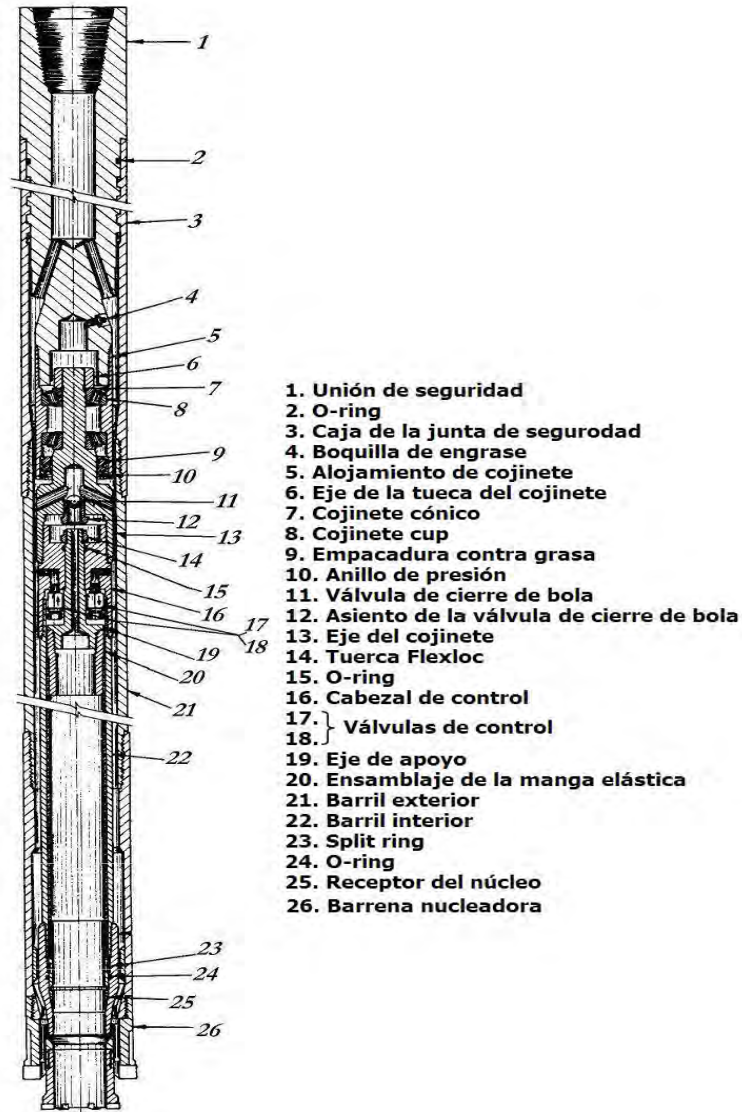


Figura 4.20. Barril nucleador para formaciones suaves y deleznales.

Principio de operación del núcleo con manga elástica

La manga flexible, ver detalle No. 20 Fig. 4.20, se contrae por presión diferencial creada por la pérdida de carga por fricción del fluido en movimiento a través del área anular entre los barriles interior y exterior, ver detalles 22, 21 Fig. 4.20. Esto se lleva a cabo por la aceleración de la bomba justo antes de alcanzar el fondo con la barrena. La fuerza de reducción o contracción se regula por

los dos conjuntos de las válvulas de cierre, detalles 17,18 Fig. 4.20, en un cabezal de control, ver detalle 16 Fig. 4.20.

El cabezal de control aloja las dos válvulas de cierre y está localizado en la parte superior del barril interior. La válvula de entrada permite que el fluido a presión fluya dentro del espacio entre barril interior y la manga flexible. La válvula de descarga opera a aproximadamente 6 a 8 psi más arriba que la válvula de entrada y permite la salida del fluido a medida que el núcleo llena la manga. Esta diferencial de presión es atrapada por las dos válvulas. Esta presión atrapada soporta al núcleo en toda su longitud y lo previene de falla compresiva o de su desmoronamiento. La presión diferencial permanece atrapada mientras el barril está siendo sacado a la superficie.

Un mecanismo convencional para atrapanúcleos tipo-resorte, detalle 27 Fig. 4.20, puede ser instalado en el fondo del barril interior para romper formaciones más duras si se llegaran a encontrar. Si la formación que se está cortando es muy suave y el atrapanúcleos tipo resorte no es requerido, la diferencia de presión colapsará o cerrará en el fondo a la manga de hule reteniendo al núcleo.

El barril interior no gira y está soportado por el ensamblado del cojinete, Figura 4.20. Cojinetes de rodillos cónicos son usados para soportar el barril interior y evitar su rotación mientras se está nucleando. La manga flexible y el barril interior pueden ser fabricados para cualquier longitud práctica deseada y en otros diámetros.

Las Figuras 4.21, 4.22 y 4.23 ilustran la operación del barril, mostrando el cierre de la manga cuando llega al fondo del pozo, el nucleado y la recuperación del núcleo, respectivamente.

Cuando el barril se encuentra en el fondo y se ha circulado el pozo con el fluido de perforación, se bombea un tapón por la tubería de perforación y se asienta en el tope del tubo removible. Este tapón desvía el flujo del lodo de perforación hacia el espacio anular entre los barriles exterior e interior, de tal forma que el lodo en lugar de salir por los orificios de la barrena, lo hace a través de unos agujeros que se encuentran en la cara de la barrena. El tapón libera lo que se conoce como el cerrojo del tubo removible, lo cual permite que una junta de expansión, en la parte superior del barril exterior, se cierre o se aplaste.

Una vez que la junta de expansión se ha aplastado, se permite que los tres barriles perforen. Conforme los tres barriles se mueven hacia abajo, el tubo removible se mantiene en su sitio, ver Figura 4.21.

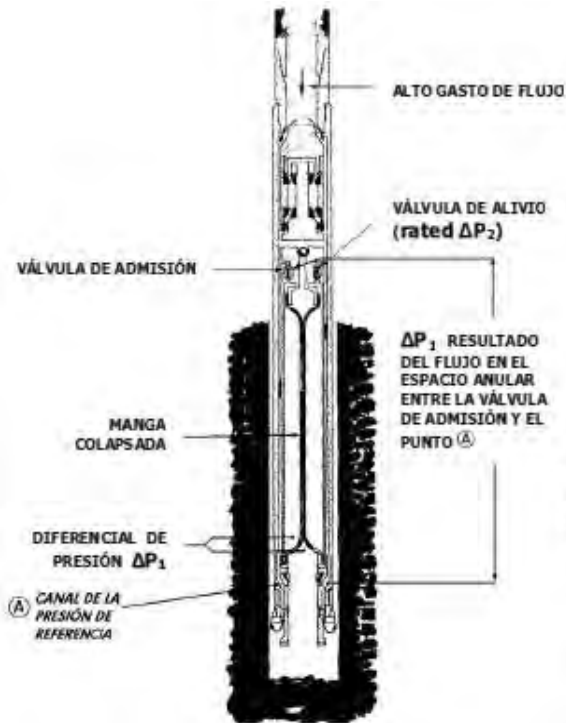


Figura. 4.21. Situación del barril nucleador de manga elástica en el fondo del pozo.

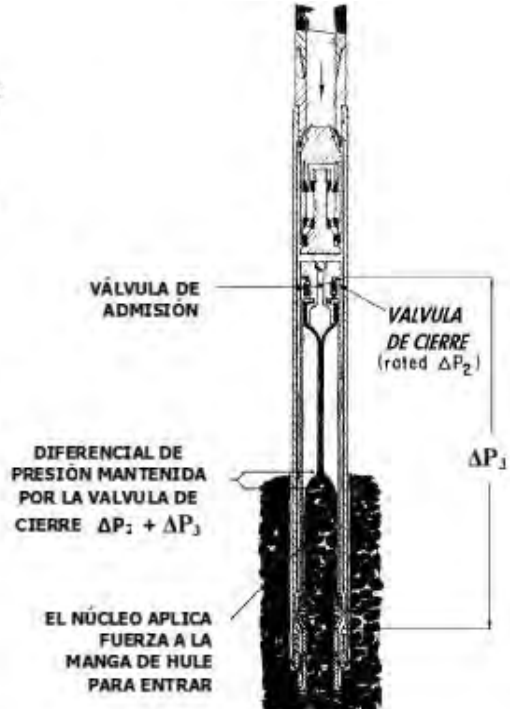


Figura 4.22. Situación del barril nucleador de manga elástica nucleando.

A medida que la manga de hule va siendo removida del exterior hacia el interior del barril interno recibe al núcleo que va pasando a través de la abertura de la barrena hacia el barril interno, ver Fig. 4.22. Una vez que se ha cortado el núcleo, la junta de expansión en el barril exterior es aplastada nuevamente y los barriles efectúan la operación de perforación de nuevo. Esta operación se repite hasta que es cortado el núcleo, que estará completamente colocado dentro de la manga de hule y en el interior del barril interno. El tubo removible termina en la parte superior del barril exterior y se extiende hacia arriba dentro de la tubería de perforación. El núcleo deleznable puede ser mantenido dentro de la manga elástica por una formación consolidada que se corte o por la manga elástica que se colapse, Fig. 4.23.

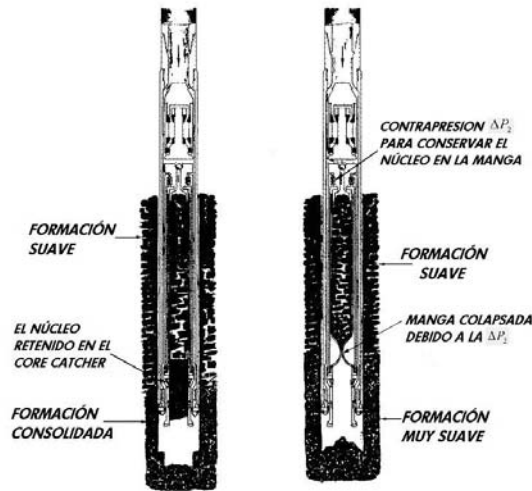


Figura 4.23. Situación del barril nucleador con manga elástica en la recuperación del núcleo.

La recuperación de muestras de núcleos en formaciones suaves no consolidadas siempre ha sido un problema difícil. En el pasado, el equipo de núcleo convencional ha sido modificado por el uso de atrapadores, trampas y otros dispositivos para facilitar recuperación de tales formaciones.

Sin embargo, hay una necesidad por una herramienta simple que no sólo retendrá el núcleo cuando se recupere. Esta nueva herramienta debe ser simple para operar y debe estar disponible en las longitudes diferentes y tamaños. Debe ser adaptable

a las torres de perforaciones grandes y pequeñas y debe operar con éxito a cualquier profundidad en tierra o agua, ver Figura 23.

El diseño de esta herramienta permite ser usada en barriles nucleadores con línea de acero. Debido a que se tiene el mismo arreglo de válvulas y la instalación de la manga pueden ser fácilmente modificados y adaptados.

EL ATRAPANÚCLEOS HYDRO-LIFT DE CIERRE TOTAL

El atrapanúcleos hydrolift de cierre total, es un cierre mecánico que actúa mediante la circulación inversa para cerrarse sobre la base del núcleo. Así se retienen los sedimentos durante su viaje a la superficie. Además de este sistema mecánico, también existen sistemas que trabajan por hidráulica utilizando gomas que cierran hidráulicamente una vez que termina el corte del núcleo.

Se desarrollaron nuevas técnicas de nucleado para recuperar núcleos representativos de formaciones deleznales no consolidadas. Se encontró que para nuclear con éxito era necesario tener condiciones específicas en las operaciones y en el fluido de perforación.

Esencialmente se necesita un barril de entrada completa y sellado total y una barrena de diamante policristalino compacto (PDC). Estas nuevas herramientas y técnicas se llevaron al campo y el resultado fue un récord en la recuperación de núcleos representativos.

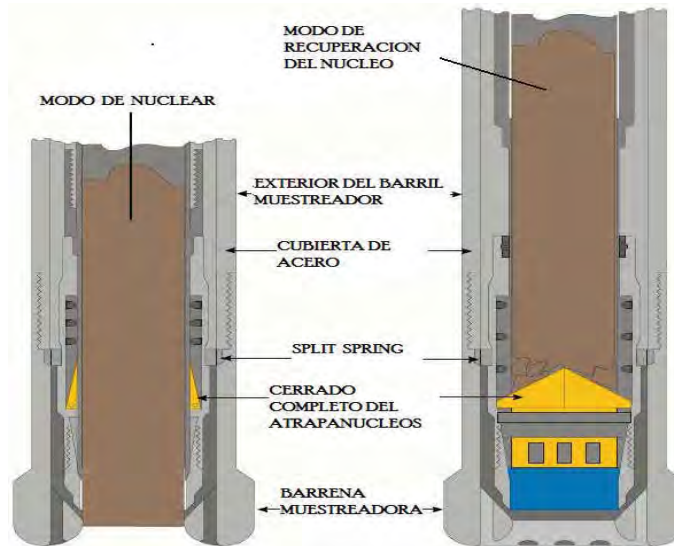


Figura 4.24. Hydro-lift full closure catcher.

El sistema de núcleo Hydrolift, figura 4.24, funciona mucho mejor en las operaciones realizadas en el fondo del pozo. El fluido de perforación inicialmente circula a través de la tubería interior, asegurando que el ensamblado del núcleo y el pozo estén libres de basura antes de empezar a nuclear. La herramienta nucleadora como ya se ha mencionado es un barril nucleador modificado, se le colocan un par de “conchas de almeja (clamshells)” en la zapata que se cierran con un resorte. Ambos el resorte y las conchas de almeja permanecen ocultos tras una manga para permitir una apertura total en la operación de corte del núcleo. Para núcleos no consolidados las conchas de almeja cierran herméticamente de modo que aíslan al 100% el barril interno inferior.

El muestreo empieza al momento que una bola de acero se deja caer desviando el flujo de fluido de perforación a través del espacio anular entre los barriles interno/externo proporcionando la remoción de los recortes de la barrena nucleadora.

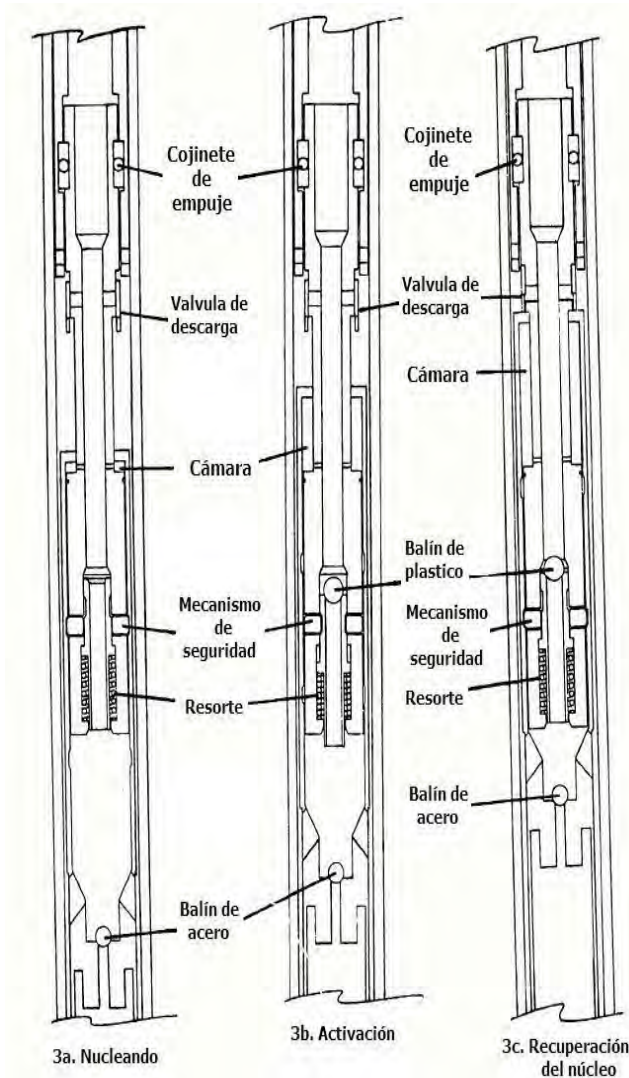


Figura 4.25. Mecanismo de recuperación con el atrapánúcleos hydrolift de cierre total.

El hydrolift es colocado en la parte superior del ensamblaje del nucleado. El atrapánúcleos de cierre total opera por el levantamiento del barril nucleador interno y la manga elástica en el atrapánúcleos. El levantamiento de la manga elástica deja al descubierto y activa el atrapánúcleos de cierre total. Durante el nucleado el lodo de perforación circula a través del ensamblaje del hydrolift, entre el barril nucleador interno y externo hacia la barrena nucleadora, ver Figura 4.25 (3a). Cuando el núcleo es terminado un balín de plástico con diámetro de 1¼ [in] es bombeado al fondo del pozo. Este balín se asienta en el ensamblaje del hydrolift desviando el flujo del lodo de perforación hacia una pequeña cámara cerca de la parte superior de la herramienta (Figura 4.25 (3b)). La presión del lodo reduce el levantamiento del resorte y del mecanismo de seguridad. El hydrolift es ahora libre para moverse hacia

arriba, mientras que el lodo es bombeado hacia la cámara. La herramienta sube hasta donde choque y abra la válvula de descarga. En la Figura 4.25 (3c) el lodo de perforación es entonces cuando reanuda la circulación entre los barriles nucleadores internos y externos. La apertura de la válvula de descarga descende la presión del fluido permitiendo comprimir el resorte para cerrar la herramienta en la parte superior.

Cuando el núcleo es completado una segunda bola de acero se deja caer activando el sistema Hidro-Lift. La presión del fluido de perforación levanta varias pulgadas al barril interno.

Esta acción mantiene resguardado y protegido al núcleo fuera de la manga del ensamblado del receptor permitiendo un cerrado enérgico y fuerte en el receptor tipo spring de cierre total.

Tres grandes criterios de diseño fueron los elementos de un sistema de recuperación de cierre total para la recuperación de núcleos no consolidados.

- i. El receptor debe estar totalmente abierto mientras se corta el núcleo y no debe presentar absolutamente ningún tipo de obstrucción para su entrada. Este tipo de núcleo de arenisca es muy susceptible al daño físico.
- ii. Los núcleos no consolidados deben ser protegidos de los efectos del lodo que pasa a través de la barrena. Esto se logró colocando una extensión al barril interno y proveyendo a la barrena con caras de descarga. Esto permite que el lodo fluya lejos de la barrena.
- iii. Finalmente el barril nucleador se adaptó con un receptor que una vez que el núcleo ha sido cortado queda 100% cerrado. En formaciones extremadamente no consolidadas se ha encontrado que incluso la más pequeña abertura hará salir y caer al núcleo, especialmente si ha sido muy lavado con el lodo.

Características y beneficios del sistema Hydro-Lift de cierre total.

- ✓ Debido a su configuración puede usarse para nuclear formaciones suaves y duras. Debido a que el cierre sella completamente al tubo interno, haciendo menos improbable que ocurra una pérdida del núcleo.
- ✓ Este sistema puede ser usado con una gran variedad de barrenas nucleadoras permitiendo una entrada suave del núcleo eliminando el daño en el receptor y preservando la calidad del núcleo.
- ✓ Los tubos internos hechos de PVC, aluminio y fibra de vidrio proporcionan un fácil manejo y protección de las muestras del núcleo.
- ✓ Un asiento del balón permite la circulación del volumen requerido a través del barril muestrero asegurando la limpieza del pozo y la tubería interior antes de que la toma de la muestra empiece.

- ✓ El procedimiento de operación del hydrolift realiza extracciones de núcleo en arenas no consolidadas con un barril muestrero de 30 pies y tuberías internas disponibles. El procedimiento puede variar adaptando al tipo de formación más adecuada.
- ✓ Asegura una captura a un ritmo de recuperación alta en aplicaciones tales como fracturas profundas.
- ✓ Para garantizar la entrada del núcleo en el barril sin daño y retenerlo hasta su llegada a la superficie se deberían emplear barriles de entrada completa y sellado total. Asimismo se debe proteger el diámetro interno que se encuentra sobre la barrena. También se debe proteger el barril interno para evitar la rotación.
- ✓ Se debe emplear un lodo con propiedades de baja filtración (filtración API de entre 4 y 9 cc/30min). Un lodo con estas características formará rápidamente un enjarre en el diámetro externo del núcleo que ayudará a preservar el diámetro interno.
- ✓ Es necesario utilizar una barrena nucleadora de diámetro tan grande como sea posible con la finalidad de evitar dañar el núcleo por fricción al momento de su entrada al barril interno, además así se obtiene mayor volumen de núcleo intacto puesto que el diámetro externo estará recubierto por el enjarre.
- ✓ Es necesaria una presión diferencial sobre balance en el fondo del pozo puesto que si las presiones se equilibran el núcleo se invadirá de fluidos y se perderá.
- ✓ Al emplear un lodo de baja filtración y presión diferencial sobre balance la resistencia de la formación será muy alta. Las barrenas de diamante natural no tienen suficiente fuerza como para penetrar la zona "difícil". En este caso se emplean barrenas PDC.
- ✓ Es importante evitar cortar de una manera demasiado agresiva o de lo contrario se podría llegar a cortar demasiado profundo en la zona de filtrado dinámico. Si esto ocurre el núcleo se invadirá de fluido y se perderá debido a que no hay enjarre que lo mantenga unido y aislado.
- ✓ Para minimizar el lavado del núcleo en la proximidad de la barrena se recomienda emplear gastos pequeños y barrenas nucleadoras con caras desviadoras de flujo.

Es importante reconocer la debilidad de los sedimentos friables y no consolidados y la facilidad con que pueden dañarse mecánicamente debido al manejo imprudente del núcleo una vez cortado. El uso del transportador del núcleo es necesario, al igual que el uso del receptor de cierre total también es necesario y es obligatorio el uso del sistema de preservación adecuado.

4.1.6 NUCLEO ORIENTADO

La toma de núcleos orientados se requiere cuando un núcleo se corta y una vez recuperado en la superficie puede ser orientado como estuvo en el yacimiento, Figura 4.26, exactamente como estaba antes de que se tomara de la formación. Este tipo de muestreo se utiliza para análisis de orientación de fracturas, estudios de rumbo y echado, estudios de permeabilidad y porosidad direccional, estudios estratigráficos, obtención de secciones delgadas orientadas. También es utilizado para ubicar en azimut los esfuerzos sobre los pozos (dirección de los esfuerzos mínimos y máximos). Todo lo anterior y otras aplicaciones se pueden realizar debido a que los núcleos orientados reúnen confiable información.

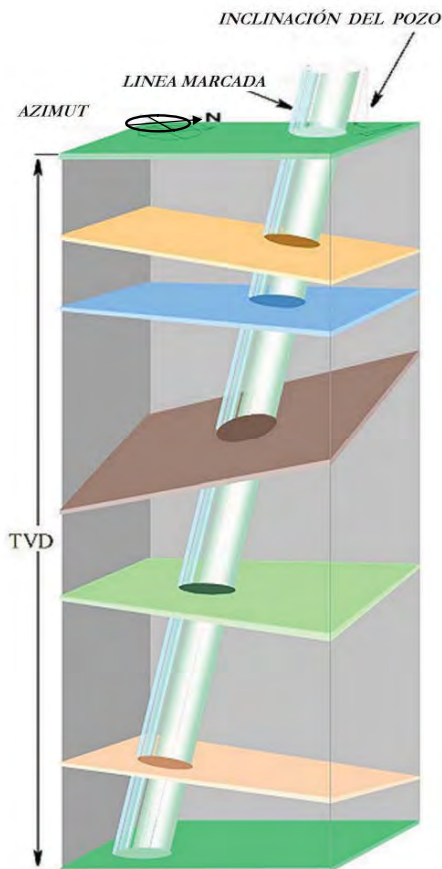


Figura. 4.26. Muestreo orientado.

El cambio del ensamblado del barril nucleador convencional al orientado es simple y puede hacerse con la incorporación de algunas partes.

El equipo adicional en la sarta de perforación incluye una lastrabarrena no-magnética, un instrumento de medición y un equipo de extensión no magnético.

En el núcleo orientado son marcadas físicamente 3 líneas sobre la circunferencia de la muestra a diferentes distancias una de la otra o a diferentes ángulos respecto al eje del núcleo. Esta información debe de estar incluida en el reporte final de la toma del núcleo junto con los levantamientos direccionales tomados a lo largo del corte del núcleo.

La Figura 4.27 de la izquierda muestra tres líneas de orientación trazadas en la circunferencia del

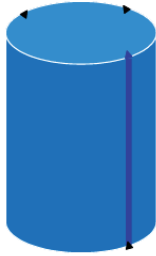


Figura. 4.27. Líneas de orientación marcadas en el núcleo.

núcleo físicamente marcadas, formando ángulos distintos entre cualquiera de las líneas. A veces la línea puede “desaparecer” debido a la recuperación de parte del núcleo con un diámetro menor que el núcleo en general, o tramos donde se recupera solo pedacería. Por lo general, un técnico o analista de laboratorio experimentado con estudios de fractura puede “recomponer” el núcleo en estos tramos dándole la orientación correcta. Las marcas son relacionadas a los medidores electrónicos dentro de la herramienta, utilizando los campos magnético y gravitacional de la tierra.

El instrumento de medición tradicional usado para medir la orientación in-situ de un núcleo al momento del corte o extracción ha sido un sistema mecánico de registro fotográfico desarrollado para pozos desviados. Tal instrumento desarrollado para mediciones direccionales en tiempo real está compuesto por un transductor, el cual es usado continuamente dentro de las operaciones de núcleo, evitando detener la rotación de la sarta de perforación y la circulación del fluido, para poder realizar las mediciones de orientación.

El canal de referencia en el núcleo recuperado se orienta hacia el norte por medio de un instrumento registrador magnético o giroscopio. Este instrumento registrador se bombea por la tubería de perforación antes del comienzo del corte del núcleo y se asienta en la ranura de referencia de una lastrabarrena (drill collar) no magnético por encima del barril. Este aparato toma fotos periódicas durante la operación y mide el ángulo y dirección del echado contra el tiempo. Después de extraer el instrumento, se revela la película y el ángulo y dirección del echado contra profundidad se determinan fácilmente. El núcleo entonces puede fijarse a un goniómetro orientador usando el ángulo y dirección del echado. De esta manera se pueden leer directamente en el goniómetro, la dirección, el ángulo del echado y el rumbo. También se puede determinar el rumbo, la dirección y echado de una fractura.

En el estudio de núcleos orientados existe el problema, de que si se sospecha una pérdida de parte del núcleo, se presentan dudas con relación a qué sitio se le asignará la porción perdida, lo cual afectará los estudios de orientación, debido a que las medidas direccionales están relacionadas a tiempo y profundidad. Otro problema que se presenta, es cuando el núcleo fracturado gira en la

entrada de la barrena antes de ser marcado por la zapata receptora del núcleo. Los tres marcadores mantienen suficiente presión sobre los segmentos del núcleo para prevenir cualquier movimiento rotatorio debajo de ellos.

Barril para corte de núcleo orientado

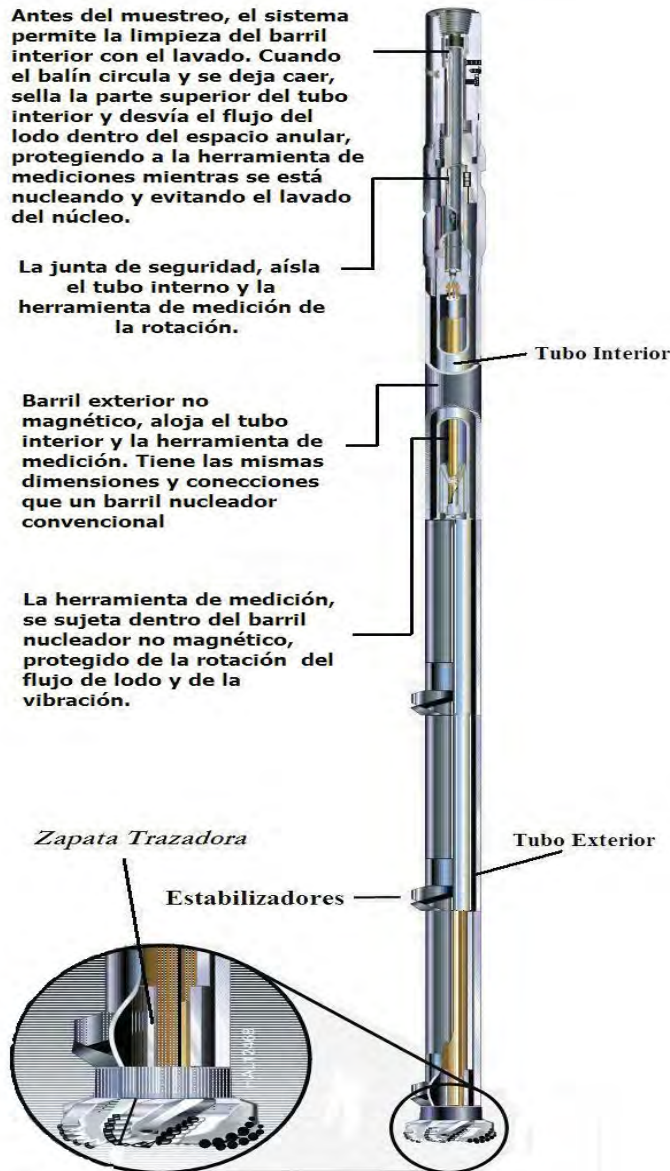


Figura 4.28. Barril para corte de núcleo orientado.

El tamaño del barril para la toma de núcleos orientados varía de $4\frac{1}{8}$ a $7\frac{5}{8}$ pulgadas y el tamaño de las barrenas varía de 5 a $8\frac{7}{8}$ pulgadas. Se puede disponer de núcleos en diámetros de $1\frac{7}{8}$ a $5\frac{1}{4}$ pulgadas. En las Figuras 4.28 y 4.29 se muestra el esquema de un barril para el nucleado orientado.



Figura 4.29. Partes internas esenciales del barril para corte de núcleo orientado.

Para determinar la inclinación de la formación es necesario primero determinar la orientación del núcleo. Esto se hace usando una zapata trazadora localizada debajo del receptor del núcleo. Este arreglo permite la determinación de la dirección del núcleo, la desviación del agujero y el echado de la formación.



Figura 4.30.
Atrapanúcleos orientado
con tres marcadores de
tungsteno de carbón.

El núcleo orientado una vez cortado, se extrae y se maneja de una forma similar al núcleo convencional. La principal diferencia entre las dos técnicas es la presencia de 3 cuchillas de tungsteno de carbón o marcadores dentro del atrapanúcleos, como se muestra en la Figura 4.30. A medida que el núcleo pasa hacia el barril interior los tres marcadores producen canales verticales a lo largo del núcleo. Estos canales varían desde 1/16 hasta 3/32 pulgadas en profundidad.

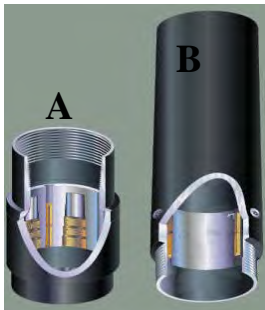


Figura 4.31. Tipos de
zapatas trazadoras para
varios tipo de formación.

La zapata trazadora del núcleo orientado tiene desigual los ángulos entre cada cuchilla. La Figura 4.31(A) es más adecuada para formaciones deleznable no consolidadas, mientras que la figura 4.31(B) es más utilizada para formaciones duras o fracturadas.

Una vez que se han registrado datos obtenidos del núcleo con la ayuda del goniómetro se verifica el echado de la formación por medio de la inspección del núcleo con el fin de comparar resultados y ver si los resultados obtenidos con el barril son confiables.

Dos sistemas de servicios completos y equipo de medición especiales son utilizados para el nucleado orientado: El Medidor Magnético Electrónico y La Herramienta Magnética Modular.

La siguiente información es necesaria para ayudar en la selección de la herramienta de estudio apropiada:

- ♣ Diámetro del barril nucleador.
- ♣ Diámetro, profundidad y ángulo del agujero.
- ♣ Diámetro interno más pequeño de la sarta de perforación.
- ♣ Temperatura en el fondo del pozo.
- ♣ Tipo y peso del fluido de perforación.
- ♣ Características de la roca y la formación

HERRAMIENTA DE MEDICION MAGNETICA ELECTRONICA (EMS)

La herramienta de medición Electrónico Magnético ofrece registros magnéticos de alta precisión (tanto en modo simple como multi-shot) y servicios de orientación del núcleo. Más rápido, más preciso y más confiable que la herramienta convencional basada en cámara magnética; este instrumento electrónico de estado sólido usa acelerómetros triaxiales y magnetómetros para obtener lecturas precisas de la inclinación del pozo, dirección y orientación de la cara de la herramienta.

El paquete terminal en el pozo tiene un control electrónico programable, la fuente de poder y un sistema de memoria que almacena los datos iniciales para cada estación de seguimiento.

Al usar memoria electrónica para almacenar datos de registro, el sistema elimina muchas de las fuentes de error asociadas a los sistemas basados en cámaras, como los problemas de las películas y los errores de interpretación de las mismas. Los sensores electrónicos del instrumento ofrecen mayor precisión que la instrumentación mecánica. Los registros magnéticos pueden ser obtenidos en los ambientes más difíciles. Por ejemplo, el protector térmico disponible de 2" de diámetro externo resiste hasta 500°F (260°C) por 8 horas y presiones de 22.000 psi (151.686 Kpa).

Esta herramienta está hecha únicamente para el nucleado orientado. El tiempo de adquisición de datos puede ser programado por el operador antes de la medición para contrarrestar por anticipado las condiciones de la perforación. El sistema de la sonda permite datos en la superficie de la herramienta y por conexión mecánica en el barril interno, los datos marcados en el núcleo por la cuchilla son tomados continuamente durante el proceso de corte del núcleo.

Esta herramienta de nucleado no tiene que ser detenida para tomar o realizar la medición de datos, minimizando el rompimiento del núcleo y la marca trazada en espiral, reduciendo las posibilidades de atascamiento del núcleo y mejorando en general el nucleado y la eficiencia de orientación.

Los datos del fondo del pozo son descargados de la herramienta de Medición Magnética Electrónica después de que el nucleado es completado. La información es editada por el operador, salvando solo fotografías las cuales satisfagan criterios rigurosos de edición. Un informe final de la herramienta es preparado, identificando el pozo, al núcleo, herramienta, y todos los datos pertinentes. El informe identifica la orientación de la superficie de la herramienta contra la profundidad, generalmente cada pie, así como la revisión completa al principio y al final del intervalo nucleado. La herramienta debe ser revisada antes de la reanudación del nucleado.

La herramienta de medición electrónica magnética, Figura 4.32, es compatible con herramientas de núcleo convencional. El uso preciso de centralizadores de rotación no-magnético para aislar completamente el ensamblaje de medición de los efectos de rotación del lastrabarrenas (drill collars). Estos centralizadores protegen a la herramienta y mejora la integridad de los datos en el fondo del pozo.

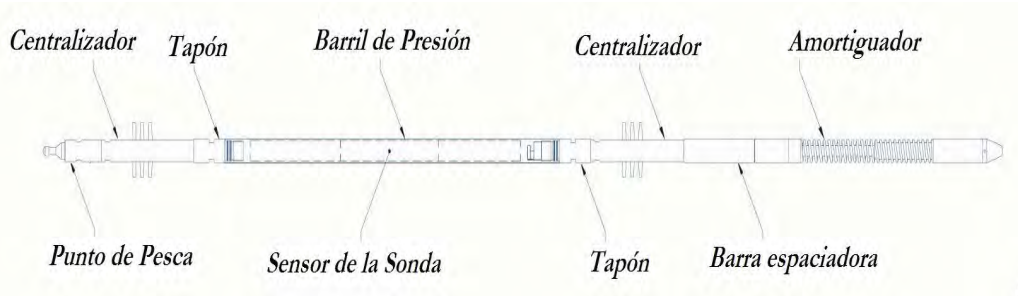


Figura 4.32. Herramienta de medición electrónica magnética.

En la siguiente Tabla 4.6, se muestran las especificaciones de la herramienta de medición electrónica magnética.

Tabla 4.6. Especificaciones de la herramienta de medición electrónica magnética.

DIÁMETRO NOMINAL	1.75" - 2.00"
CAPACIDAD NORMAL DE TEMPERATURA	125°C - 260°C
CICLOS POR SEGUNDO	64
CAPACIDAD DE LA HERRAMIENTA	1023 FOTOS
TIPO DE BATERÍA	ALCALINO
ACELERÓMETROS	MIDE LA INCLINACIÓN
MAGNETÓMETROS	MIDE DIRECCIÓN DEL NORTE GEOGRÁFICO

Las características de la herramienta de medición electrónica magnética incluyen:

- ♣ Línea trazada continuamente.
- ♣ No hay interrupciones del nucleado al momento de las mediciones.
- ♣ No hay pérdida de datos debido al daño de la herramienta de medición durante la operación de nucleado.
- ♣ Capacidad de la descarga de fluido del tubo interior antes del nucleado.
- ♣ Exposición es limitada a 4 horas para 260 °C con un escudo o protector de calor.

HERRAMIENTA MODULAR MAGNÉTICA

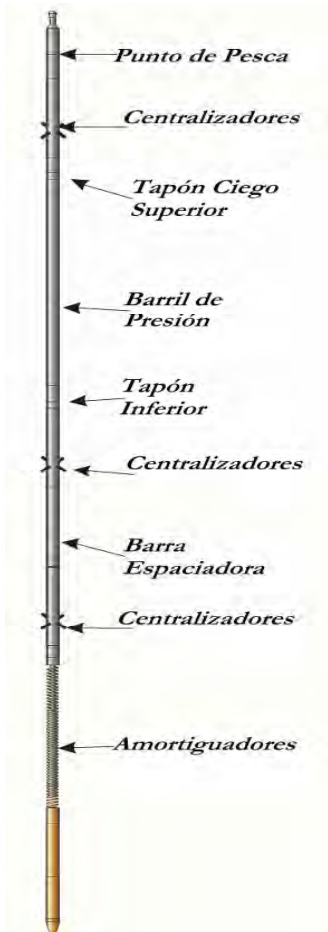


Figura 4.33. Herramienta modular magnética.

La herramienta modular magnética, Figura 4.33, es un aparato direccional magnético que puede ser usado como cable para nucleado orientado.

Esta herramienta usa un acelerómetro, el cual es un sensor resistente a golpes, a altas temperaturas y vibraciones. Los datos son transmitidos a tiempo real hacia la superficie vía cable.

El uso de centralizadores giratorios permite al sistema alcanzar una precisión superior de posicionamiento dentro del pozo, minimizando la posibilidad de daño instrumental durante el registro por causa de choque o vibración.

Características.

- ✓ Puede ser usada en aplicaciones geotermales.
- ✓ Produce la transferencia de datos a tiempo real por cable.
- ✓ Ideal para aplicaciones de radio pequeño.
- ✓ Puede ser usada in operaciones bajo-balance y perforación con aire.
- ✓ Se usa para definir la dirección de la herramienta, orientación del núcleo, inclinación y azimut del pozo, temperatura en el fondo del pozo.

La información direccional del corte de núcleo es tomada vía multi-shot o con un registro continuo de dirección y verticalidad del pozo. Para los estudios donde se requieren núcleos orientados, esta información es vital, y debe ser comprobada y verificada antes que los núcleos lleguen al laboratorio. Una vez revisada la información, se envía el reporte al laboratorio para comenzar el análisis del núcleo.

El equipo de medición de orientación puede ir unido a la herramienta y viajar con el barril nucleador. También puede ir colocada y unida por medio de una línea de acero en el ensamblaje de la zapata, por lo que puede viajar con el barril nucleador y recuperarse antes de que el barril sea sacado.

4.1.7 NUCLEO CON LÍNEA DE ACERO

El corte convencional de núcleos de fondo en un pozo petrolero utilizando la sarta de perforación es mucho más lento que la operación de perforación del pozo debido a los viajes completos (sacar y meter) que se realizan con la tubería para llevar a la superficie las muestras que se tomen en los intervalos de interés.

Cuando de usa el sistema de nucleo convencional se requiere sacar toda la tubería de perforación junto con el ensamble del fondo del agujero preparado para perforar y cambiarlo por uno apropiado para cortar los núcleos, hecho ésto se mete toda la sarta con el nuevo ensamble y se procede a nuclear.

La experiencia ha demostrado que el nucleo convencional es la operación que genera el porcentaje más alto del costo de un equipo de perforación, razón por la cual se han diseñado técnicas y herramientas para reducir tal costo. Una de esas técnicas es la llamada nucleo con línea de acero que, además de reducir los costos, acelera la operación.

El nucleo con línea de acero es un método derivado del convencional. Requiere de una barrena nucleadora conectada a un barril exterior que se acoplan en el extremo de la tubería de perforación y se llevan al fondo del pozo. El ensamble o barril interior se coloca dentro del barril exterior. Se realiza la operación de nucleo y al terminarla se saca el núcleo del pozo, junto con el barril interior, por medio de una línea de acero que engancha al barril interior y lo lleva a la superficie por dentro de la tubería de perforación. Se saca el núcleo del barril interior y ya vacío éste se coloca nuevamente

en el barril exterior que se encuentra en el fondo del pozo y se corta otro núcleo. Con este procedimiento no se requieren operaciones de meter y sacar toda la tubería de perforación para obtener el núcleo ya cortado, por lo que se ahorra tiempo y dinero.

En la Figura 4.34, se presenta un diseño de barril nucleador para línea de acero, indicándose las partes principales que lo forman:

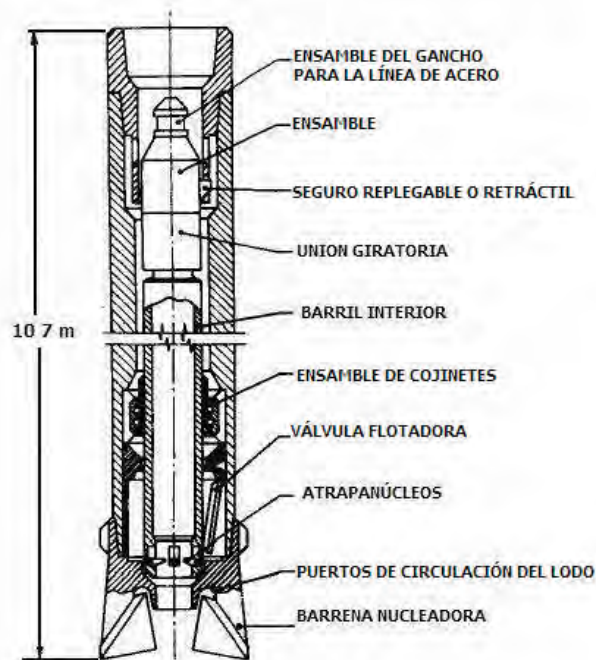


Figura 4.34. Barril muestreador para línea de acero.

En general, un barril nucleador para línea de acero tiene un tubo interno, receptáculo del núcleo, que puede ser levantado hacia la superficie, por dentro de la sarta de perforación, con la ayuda de una línea de acero que está sujeta a un malacate auxiliar en la superficie mientras la barrena nucleadora permanece en el fondo del pozo.

Los barriles interiores para línea de acero tienen diámetros pequeños con el fin de que puedan ser retirados del fondo por el interior de la tubería de perforación. Se muestran en la Tabla 4.7 los diámetros comunes de los barriles, de los núcleos que se cortan y de la tubería de perforación requerida.

Los barriles para línea de acero están hechos en una gran variedad de tamaños y generalmente cortan de 15 a 30 pies (5 a 9 m.) de núcleo.

Tabla 4.7. Diámetros de herramientas y de núcleos relacionados al muestreo con línea de acero.

Barril muestreador Diámetro Exterior [pg]	Tamaño de Núcleo, Diámetro [pg]	Tubería de Perforación, Diámetro Interior [pg]
5 ³ / ₄	1 ⁵ / ₈	2 ¹³ / ₁₆
6 ¹ / ₄	2 ³ / ₈	2 ¹³ / ₁₆
6 ³ / ₄	2 ³ / ₄	3 1/2
6 ³ / ₄	2	2 ¹³ / ₁₆
7	2 ³ / ₈	2 ¹³ / ₁₆

En algunos casos, se usa un sistema en el que el barril interior nucleador puede ser reemplazado por un tapón perforador, Figura 4.35, por lo que se puede alternar el nucleado y la perforación con sólo viajes de la línea de acero.



Figura 4.35. Tapón perforador solo y ensamblado.

El tapón perforador consiste de una barrena de diámetro pequeño unida a un eje o soporte, ver Fig. 4.35a, que se incorpora y se fija firmemente en el cabezal de núcleo, Fig. 4.35b.

La rotación de la barrena en el fondo del pozo se usa para hacer girar el tapón perforador en la posición de enganche. Este tapón se ha usado, con buenos resultados, para perforar intervalos sin tener que sacar la sarta de perforación para cambiar la barrena nucleadora por una de perforación.

Antes de iniciar las operaciones de muestreo, la tubería de perforación debe sacarse del agujero para sustituir la barrena usual de perforación por una barrena muestreadora que acepte un tapón perforador. Una vez que se ha hecho ésto, se pueden ejecutar, alternativamente, operaciones de muestreo y de perforación sin sacar la tubería.

Para obtener un núcleo, una vez que se ha colocado la barrena muestreadora en el fondo del pozo, el sistema de barril interno o sacanúcleos se forza dentro de la tubería de perforación usando la presión del lodo de perforación. Cuando el conjunto del barril sacanúcleos llega al extremo inferior de la columna un dispositivo de cerrojo lo sostiene en su lugar.

Durante las operaciones de muestreo, el fluido de perforación pasa entre el conjunto del barril de muestreo y el lastrabarrena. Después que se ha cortado el núcleo, el conjunto del barril con el núcleo se recupera bajando por el interior de la tubería de perforación una herramienta recuperadora por medio de un cable de acero que está diseñada para enganchar el extremo superior del receptor. Al bajar el cable de acero sobre la parte superior del conjunto, se sueltan los cerrojos permitiendo que se saque todo el conjunto. Posteriormente, se jala el cable de acero para sacar el barril junto con el núcleo obtenido.

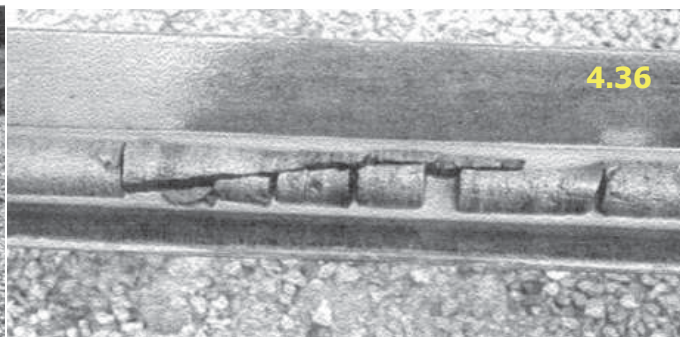
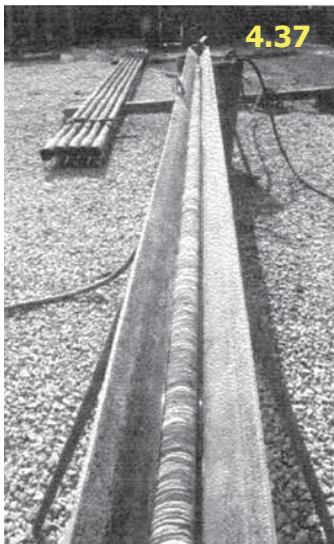


Figura 4.36. Núcleo inmediatamente después de removerlo del barril muestreador.

Figura 4.37. Ejemplo de una buena recuperación en núcleo fracturado en calizas duras.

Una vez que el barril ha sido llevado hasta la superficie, se le saca el núcleo y este barril o uno de repuesto se envía por la tubería de perforación y se asienta en la barrena de núcleo. Este barril interior se acopla en el barril exterior aplicándole presión hidráulica y se lleva a cabo otro corte de núcleo. Si ya no se desea tomar más muestras, en lugar del barril muestreador se introduce un

tapón perforador que se asienta firmemente en la barrena nucleadora de tal manera que el cabezal se convierte a un sistema que permitirá continuar con la perforación del pozo.

En la Figura 4.38, se muestra el ensamble para nuclear y para perforar, acoplando el tapón perforador y utilizando línea de acero.

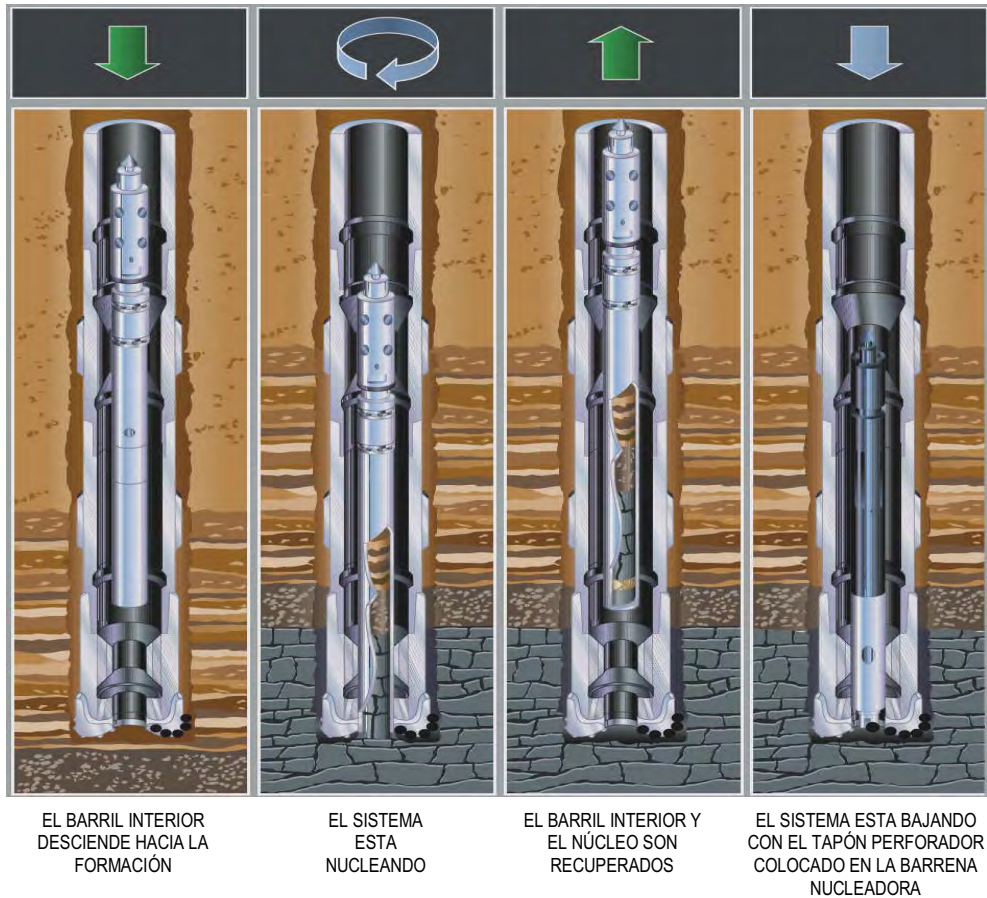


Figura 4.38. Esquemas que muestran las etapas de núcleo y de perforación, utilizando tapón perforador, con equipo para línea de acero.

El muestreo con línea de acero debe realizarse en forma eficiente. La extracción del núcleo mal realizada o sin el equipo necesario puede generar incrementos grandes en tiempo y costo y por lo tanto reducir los beneficios que este procedimiento normalmente proporciona.

A continuación se enlistan ventajas y desventajas de los sistemas de núcleo con línea de acero.

Ventajas:

- ✓ Ahorro de tiempo que se genera al no tener que sacar toda la tubería de perforación para colocar el barril nucleador y luego otra vez para recuperar el núcleo y por ello se cortan mucho más muestras que con otros procedimientos. Como el promedio de profundidad de los pozos continúa aumentando, el tiempo y el dinero ahorrado al no tener que sacar la tubería de perforación para obtener una muestra, es sustancial. Por lo que se incrementa el rendimiento considerablemente.
- ✓ Se pueden obtener múltiples núcleos y se puede nuclear de forma continua conforme se lleva a cabo la perforación.
- ✓ Es especialmente útil cuando se analizan los cambios estratigráficos durante la perforación. Debido a las restricciones de espacio, los núcleos con línea de acero generalmente oscilan en diámetro entre 1.5 y 3 pulgadas.
- ✓ Se usa en proyectos costa afuera, aguas profundas o en operaciones de núcleo en las que los viajes para sacar y meter los barriles cortanúcleos son antieconómicos.
- ✓ El equipo de cable y el convencional son similares, los barriles son diseñados de la misma forma. La diferencia principal entre estos barriles, es que el barril interior del equipo de cable, donde se retiene el núcleo cortado, puede ser retirado con un pescante accionado mediante un cable dejando el barril exterior con la barrena en el fondo. El barril interior es una parte independiente de la herramienta y puede ser removido y retirado como una sección separada; esto no puede hacerse en el núcleo convencional.
- ✓ El sistema proporciona un indicador instantáneo de atascamiento en la superficie.
- ✓ El sistema es particularmente ventajoso para nucleado en intervalos largos o cuando la profundidad exacta del objetivo es desconocida.
- ✓ Es efectivo en todo tipo de formación.

Desventajas:

- ✗ El barril interior removible que contiene al núcleo debe ser de diámetro muy pequeño para lograr que sea retirado por dentro de la tubería de perforación.
- ✗ El diámetro del núcleo obtenido es pequeño.

4.1.8 NUCLEO CON MOTOR DE FONDO

Un motivo importante que propició el diseño de equipos para nuclear con motor de fondo se debió a la necesidad de proteger la tubería de revestimiento en secciones desviadas de un pozo sobre las formaciones que han sido perforadas, reduciendo de esta manera el desgaste en la tubería. Además, en el aspecto económico y de seguridad es ventajoso, ya que los experimentos han mostrado que bajo ciertas condiciones difíciles se puede tener más éxito cuando el barril nucleador se maneja con un motor de fondo. La perforación a una alta velocidad rotacional proporcionada por el motor de fondo permite operaciones con menos peso en la barrena, pero sin ninguna pérdida en el ritmo de penetración. Menos peso en la barrena significa una baja fuerza de torsión en el barril nucleador, así como vibración y esfuerzo de contacto mínimos en el núcleo. Como resultado se tiene una muestra menos dañada, reducción del atascamiento y un incremento de recuperación del núcleo.

El núcleo con motor de fondo es una buena opción para cortar núcleos en pozos donde las herramientas de núcleo convencional no aportan óptimos resultados. Algunos de estos casos son los siguientes.

- ♣ Formaciones duras o formaciones altamente fracturadas en donde las barrenas pueden inducir fracturas o generar más de las existentes.
- ♣ Pozos en los que la rotación de la tubería de perforación causa daños a ésta y a la de revestimiento, como son los pozos desviados, multilaterales y horizontales.

Existe una amplia variedad de motores de fondo para esas situaciones difíciles de nuclear, con los que se tiene por lo regular:

- ♣ Ligero torque sobre la barrena nucleadora.
- ♣ Reducido peso sobre la barrena.
- ♣ Se reduce el fracturamiento de la roca por el bajo peso sobre la barrena
- ♣ Incremento de las revoluciones por minuto y del torque a la barrena.
- ♣ Se mejora el ritmo de penetración (ROP)

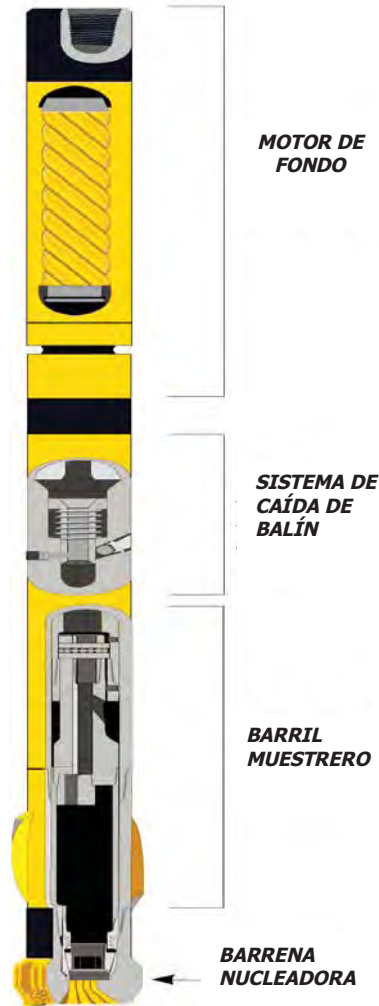
Los motores tienen herramientas de núcleo que cortan 300 ft (90 m) de núcleo en una sola operación. Se dispone de motores especiales para nuclear con aire, niebla o espuma.

El sistema de núcleo con motor de fondo puede maximizar su trabajo en pozos desviados y horizontales o cuando la toma de muestras se realiza en formaciones duras pero que tienden a fracturarse.

En operaciones de núcleo con motor de fondo, el barril muestreador se coloca abajo de un motor de desplazamiento positivo (PDM). El PDM es impulsado por el flujo del fluido de perforación a través del motor. El funcionamiento consiste en hacer girar la barrena con un determinado torque independientemente del resto de la sarta. El motor de fondo consta de 3 secciones: la de potencia, la de transmisión y la de fuerza. Los motores de fondo se dividen en alto y bajo torque, utilizándose los primeros en la perforación de pozos horizontales. Con respecto a las vueltas (revoluciones) en que se hace girar la barrena, se pueden dividir en altas, medianas y bajas.

Los motores de fondo tienen muchas ventajas en comparación con el resto de las herramientas desviadoras de pozos ya que la construcción de la curva se realiza desde el mismo punto de inicio del desvío, lo cual reduce los tiempos por viajes adicionales. Tanto la construcción como la orientación del agujero son más precisas, por lo que se puede obtener un control directo sobre la perforación, contribuyendo a un mejor control de la trayectoria del agujero durante la construcción de la curva, teniendo como resultado una curva más homogénea. Existen diseños de sistemas de núcleo para pozos con radios de curvatura de desviación medios (87 a 218 m) y grandes (más de 218 m), así como para pozos horizontales. Una gama amplia de opciones de motor puede satisfacer los requisitos de la toma de muestras en muchas situaciones.

SISTEMA INTEGRAL DE NUCLEO CON MOTOR DE FONDO



El sistema integral de núcleo con motor de fondo, mostrado en la Figura 4.39, es una combinación de un motor de desplazamiento positivo con un barril muestrero. El motor transmite potencia a la barrena muestradora independientemente de la rotación de la sarta de perforación; esto ofrece una ventaja significativa en las operaciones de núcleo en pozos horizontales, así como un torque constante y un RPM controlable, logrando un ritmo alto de penetración, mayor que el de las operaciones de perforación por rotación.

El sistema integral de núcleo con motor de fondo se caracteriza por tener una tubería interna sin rotación que recibe al núcleo, minimizando el potencial de atascamiento de la muestra cortada incrementando la recuperación y la calidad del núcleo, especialmente en formaciones no consolidadas. El sistema también tiene un elemento para caída de canica que facilita el lavado del barril interior cuando la circulación sale del fondo del pozo, Figura 4.40.

Figura 4.39. Núcleo con sistema de motor integral.

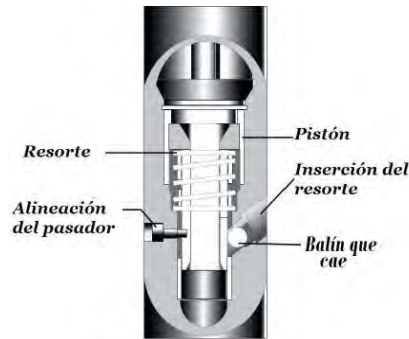


Figura 4.40. Elemento para caída de canica.

Cuando se utiliza el motor de desplazamiento positivo el desvío de la descarga del flujo del fluido en el tubo interior puede ser logrado solo por el deslizamiento de la canica o un desviador de flujo activado en el fondo del pozo, colocado entre el motor y el barril muestrero.

El impulsor utilizado en el motor, con frecuencia incrementa el desempeño en la toma de muestras y reduce el potencial de atascamiento. En algunas situaciones de núcleo se requiere que el impulsor esté colocado en la parte superior del motor de desplazamiento positivo para proporcionar hacia abajo la potencia en el BHA. El impulsor es responsable de: generar y mantener constantes, en el fondo del pozo, el peso sobre la barrena (PSB) y las revoluciones por minuto (RPM), así como mantener estable el ensamblado en el fondo del pozo y amortiguar el rebote de la barrena.

La fuerza que produce el fluido de perforación es convertida a peso sobre la barrena (PSB) y las toberas al ser intercambiables optimizan el PSB (WOB, siglas en inglés) dependiendo de las diferentes velocidades de flujo. El beneficio que se tiene con esta unidad es que el PSB se puede regular para tener una aplicación más uniforme del peso, lo cual recae en una mayor duración de la barrena.

Los estabilizadores, Figura 4.41, usados en el barril interior son cojinetes tipo rodillo minimizan la rotación del barril interior. Esto mejora la integridad y el incremento en la recuperación del núcleo, incluso en pozos con un alto ángulo de desviación.

La estabilización de los tubos exteriores e interiores proporcionan una óptima rigidez en operaciones horizontales y permite una velocidad de núcleo alta para una penetración rápida y una máxima recuperación del núcleo.



Figura 4.41. Estabilizadores.

En la Tabla 4.8, se proporcionan las especificaciones técnicas del sistema integral de núcleo con motor de fondo.

Tabla 4.8. Especificaciones del sistema integral de núcleo con motor de fondo.

Tubo exterior	6¾"
Diámetro del núcleo	4"
Longitud del núcleo	30 a 60 ft.
Gasto de la bomba	700-1400 L/min.
Presión máxima del motor	40 bar / 580 psi
Rango de velocidad de la barrena	90 a 180 rpm
Torque máximo	3500 N-m / 2630 ft-lb
Rango de la Potencia	33-66 kW / 44-90 hp
Temperatura máxima de operación	140°C / 284 °F
Gasto de circulación para el lavado en el tubo interior	800 L/min. / 211 gpm
Gasto de circulación para activar la caída del balón	1400 L/min / 370 gpm
Material del tubo interior	Acero, Fibra de vidrio o Aluminio

Debido a sus características, el sistema integral de muestreo con motor de fondo ofrece las siguientes ventajas, entre otras:

- ✓ La calidad del núcleo mejora desde el momento que no es afectado por la rotación de los tubos exteriores.
- ✓ Incrementa la recuperación y reduce el atascamiento del núcleo.
- ✓ Aplicable en formaciones fracturadas o en formaciones duras propensas a ser fracturadas.
- ✓ Se pueden cortar núcleos orientados.
- ✓ Reduce el desgaste de la tubería de revestimiento y de perforación en pozos desviados y horizontales.
- ✓ Incrementa el ritmo de penetración reduciendo los viajes y disminuyendo costos de núcleo.

4.1.9 NUCLEO Y PERFORACIÓN CON LA MISMA BARRENA

La mayor parte del costo de las operaciones de núcleo convencional se relaciona a los viajes de ida y vuelta del ensamble de muestreo que se ubica en el extremo inferior de la tubería de perforación, por lo que se requiere hacer también trabajos para meter y sacar la tubería. Mientras más profunda esté la formación por nuclear y más núcleos se corten en ella, el costo será mayor. Este aspecto se presenta principalmente en pozos exploratorios, en los que no se pueden precisar las profundidades de núcleo o en casos donde haya varios horizontes de interés y se requieren núcleos de ellos.

Se ha propuesto un diseño de barrena para eliminar el impacto en el costo del núcleo. Con tal barrena, mostrada en la Figura 4.42, se pueden cortar todos los núcleos que se necesiten y seguir perforando sin tener que sacar la tubería de perforación y el ensamble de núcleo, es decir, se pueden alternar las operaciones de núcleo y las de perforación de pozo, manteniendo en el fondo del pozo la barrena de diseño especial, la cual también evita el giro cortando, por lo tanto, núcleos de calidad.

El ensamble especial consta de la combinación de una barrena con un inserto o tapón removible que se coloca en la parte central de la barrena, ver Figura 4.42.

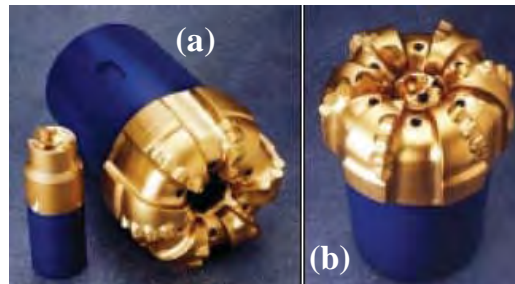


Figura 4.42. Barrena nucleadora con tapón removible (a) acondicionada para nuclear y (b) acondicionada para perforar.

La operación de perforación del pozo se lleva a cabo con el tapón colocado firmemente en la barrena y siguiendo la técnica de perforación convencional. Cuando se requiere cortar un núcleo, por medio de línea de acero o cable se saca el tapón por dentro de la tubería de perforación y es remplazado por un barril para recibir al núcleo que se corte. Este barril se coloca en el fondo también con la línea de acero, convirtiendo al ensamble en un cortanúcleos.

Después de cortar el núcleo se saca el barril con línea de acero y se baja otro, en caso de requerir más núcleos, o se baja y coloca el tapón para seguir perforando el pozo.

Existe en el mercado otra barrena especial que comprende todas las características mencionadas anteriormente e incorpora la toma de registros de pozo mientras se perfora o nuclea, así como sensores direccionales y de inclinación. Todas estas características permiten seleccionar con precisión el punto a nuclear por medio del registro de rayos gamma, con la tecnología direccional acercar la barrena al punto de núcleo y tener la capacidad de muestrear con el cabezal de perforación acondicionado para nuclear, todo lo anterior sin sacar y meter la tubería de perforación, solo con el manejo de la línea de acero.

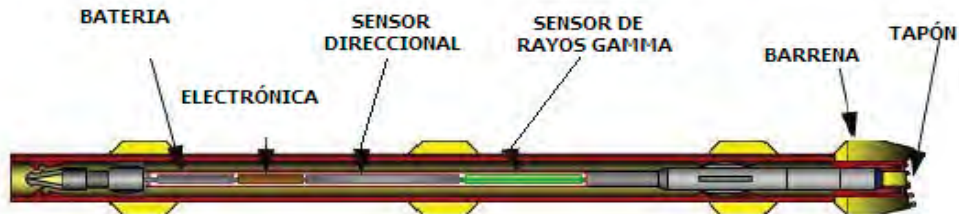


Figura 4.43. Muestra la herramienta perforadora-nucleadora con elementos para tomar registros de rayos gamma, así como direccionales y de inclinación.

Ventajas de los equipos mencionados:

- Permite la extracción de muestras durante la perforación, produciendo altos rendimientos operativos.
- El barril nucleador interior es colocado desde la superficie hasta el fondo con línea de acero.
- Con las barrenas nucleadoras anti-giro, se estabiliza el cabezal de núcleo y se recuperan muestras de calidad.
- El barril interior y el núcleo son retirados rápida y eficientemente por medio de línea de acero.
- Se pueden recuperar núcleos con diámetros de 2 pg.
- Proporciona una alternativa en costos para el muestreo de núcleos de pared de pozo.
- Puede nuclear intervalos grandes sin viajes múltiples de la tubería de perforación.

- Recupera núcleos en formaciones altamente fracturadas donde el atascamiento es común.
- Se elimina la necesidad de cambiar el ensamble en el fondo del pozo para perforar el agujero antes de nuclear.
- Nuclea formaciones con varias zonas de interés y donde el muestreo de pared de pozo no es factible.
- Nuclea en áreas donde comúnmente son utilizadas barrenas de perforación de cortadores fijos y en zonas de interés a nuclear difícilmente de detectar.
- Puede nuclear formaciones altamente presionadas donde se incrementa la seguridad del pozo por la eliminación de los viajes de la tubería de perforación.
- El equipo con registros de rayos gamma y sensores direccionales y de inclinación permite ubicar la barrena en el punto preciso de núcleo.

4.2 NUCLEO EN LA PARED DEL POZO

Durante la perforación de un pozo petrolero, en ocasiones algunos intervalos prometedores son pasados inadvertidamente debido principalmente a cambios imprevistos en la estratigrafía de la columna geológica; sin embargo, al correr los registros geofísicos de pozos aparecen estos intervalos de interés; pero como el pozo ya fue perforado entonces no es posible obtener núcleos de fondo para analizar y evaluar en forma directa las propiedades de la roca. Para esos casos, existen otros métodos para obtener muestras de rocas de las formaciones de interés conocidos como núcleo de pared. Los núcleos de pared pueden obtenerse a cualquier tiempo después de que la formación de la cual se desea la muestra ha sido penetrada o atravesada por el pozo y éste no ha sido revestido.

Las herramientas de muestreo en la pared del pozo permiten tomar núcleos de la formación que, como los de fondo, ayudan a mejorar el análisis de los registros de pozos, a identificar el origen y tipo de roca y se pueden utilizar para determinar la localización exacta de los contactos gas y aceite, gas y agua o aceite y agua dentro del yacimiento. En algunos casos, los núcleos de pared pueden descubrir, incluso, yacimientos productivos que los registros no detectan.

La introducción de los registros de pozos como una herramienta de confianza para la caracterización de las formaciones aumentó considerablemente el uso del equipo para muestreo de pared. Esto complementa la información del pozo no solo bajo el punto de vista de los registros eléctricos y radiactivos, sino también desde el punto de vista de las muestras en las formaciones. Sin embargo, existen limitaciones asociadas con el proceso de la toma de muestras de pared, así como el hecho de que las formaciones se encuentran alteradas en algún grado debido al proceso de perforación y el pequeño tamaño del núcleo que se corta.

También las mediciones realizadas sobre las muestras obtenidas son menos representativas que las efectuadas sobre muestras obtenidas con núcleo de fondo y los resultados deberán corregirse por condiciones de presión, temperatura, alteraciones de mojabilidad y esfuerzos en el punto de muestreo.

Con esta técnica se obtienen muestras cilíndricas de una pulgada de diámetro y poca longitud, provenientes de la pared del pozo, por lo que se aprovechan solo volúmenes pequeños de la formación. Los mecanismos de accionamiento de las herramientas nucleadoras pueden ser por **percusión** o por **rotación**. Existen las desventajas del pequeño tamaño de las muestras y que éstas sufren muchos daños en su extracción, por lo que el rango de pruebas que pueden ser realizadas sobre ellas es muy limitado.

Sin embargo, el perfil de presión del lodo y el tipo de formación son importantes para obtener un núcleo con poca invasión de filtrado de lodo. Por lo general, la invasión ocurre dentro de pocas horas de haber perforado la roca antes de que se forme un enjarre efectivo en la pared del pozo. Aún con enjarre, a medida que se incrementa la diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación, el filtrado sigue invadiendo la roca sobre todo en areniscas. Los núcleos de pared, tomados posteriormente, son afectados en cierto grado por los siguientes factores:

- ♣ Los sólidos del lodo que entra en el sistema poroso antes que el enjarre se forme
- ♣ La permeabilidad de la formación y el tamaño de las gargantas de los poros
- ♣ La presión diferencial sobre la pared del pozo
- ♣ El tiempo que la pared está expuesta a la filtración del lodo
- ♣ La calidad del enjarre y rapidez con que se forma
- ♣ La composición del filtrado del lodo

Estos factores son críticos para la calidad de los núcleos de pared que se toman. También, influyen muchos de los factores que intervienen al obtener un núcleo convencional. El efecto del barrido de lodo frente a la barrena, aún cuando se utiliza una barrena de baja invasión, puede tener un efecto sobre la calidad del núcleo recuperado.

4.2.1 HERRAMIENTA DE MUESTREO DE PARED POR PERCUSIÓN

Principio del equipo

El núcleo de pared se realiza con la ayuda de un cable de acero, generalmente el mismo que se utiliza en la corrida de registros. Las muestras se toman de la pared del agujero descubierto, los sitios exactos donde las muestras son tomadas se determinan después de haber analizado los registros geofísicos. Tal como implica el nombre, el núcleo de pared tomado por percusión es obtenido de la pared del pozo con un pequeño barril disparado por un explosivo, de la misma forma que se realizan los disparos a la tubería para poner el pozo en producción.

Este dispositivo (cañón) consta de un cuerpo pesado de acero que contiene varios barriles pequeños cortadores de núcleos, que pueden proyectarse separadamente dentro de la pared del pozo desde pequeños disparadores (pistolas) con la ayuda de un poderoso explosivo. Construido mas o menos como un perforador de disparos para producción, la herramienta se baja dentro del pozo por medio de un cable blindado multiconductor, disparándose las cargas eléctricamente desde controles superficiales.

Se baja un cañón de nucleamiento de pared hasta con 30 pistolas. Los barriles son disparados dentro de la formación, hacia la pared del pozo, con cargas de pólvora encendida por medio de impulsos o ignición eléctricos controlados desde la superficie. Los barriles nucleadores, que

funcionan como tubos de extracción de muestras, cortan núcleos de $1\frac{3}{4}$ pulgadas de largo y $13/16$ de pulgada de diámetro, ver Figura 4.44.

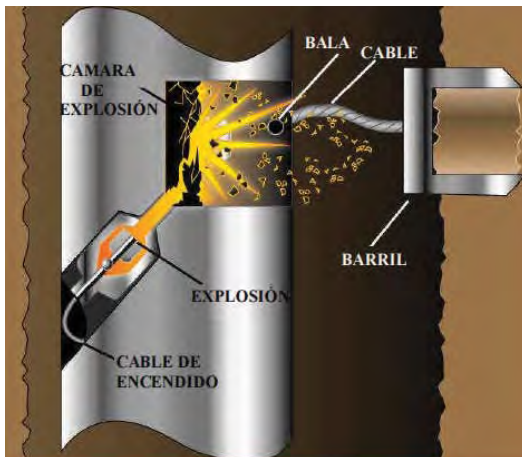


Figura 4.44. Herramienta de muestreo de pared por percusión.

El barril permanece sujeto al cañón y a la pistola, por medio de cables, el cual se puede recuperar mediante la aplicación de tensión al cable que está fijado al cañón; por lo tanto, el barril puede ser extraído de la formación junto con el cañón.

Los cañones para disparar los barriles están diseñados para tomar 25 muestras, pero pueden ser armados en forma múltiple, dependiendo de la sofisticación del equipo utilizado. Las cargas explosivas pueden ser de diferentes magnitudes dependiendo de la consolidación o compactación de las litologías que se estén muestreando.

De igual forma, dependiendo de la sofisticación del equipo, se pueden tomar las muestras selectivamente, moviendo el cañón a la profundidad programada y disparando solo la cantidad de barriles para las muestras que se requieren del intervalo. Las muestras son cortadas en la última etapa de la toma de información, después de los registros geofísicos. En el esquema siguiente, Figura 4.45, se muestra cómo se realiza la recuperación del núcleo de pared por percusión.

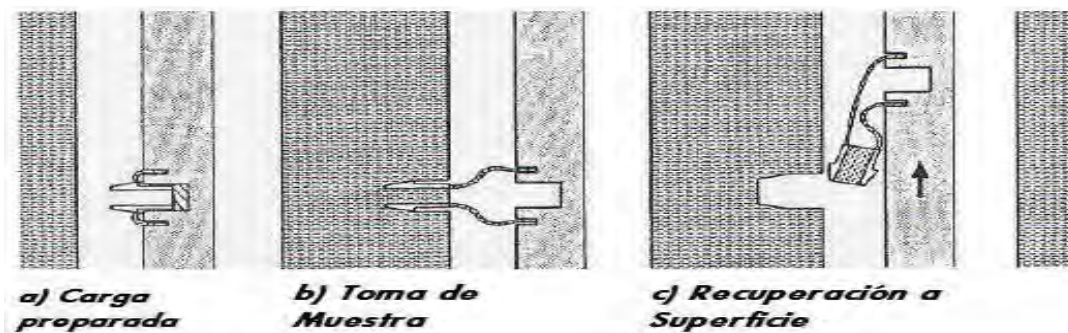


Figura 4.45. a) se encuentra la carga lista para ser disparada; b) se ha disparado el pequeño barril muestreador y c) se recupera la muestra.

Al sacar el cañón del agujero, se recuperan primeramente las pistolas que fallaron y las cargas se remueven de la herramienta.

Se ha notado que las cámaras de disparo de las pistolas perforadoras, con frecuencia contienen fragmentos de la formación de la pared del pozo cuando se sacan a la superficie. La contracción de los gases creados por los explosivos inmediatamente después de su máxima expansión aparentemente forman un vacío que jala fragmentos de rocas, desprendidos por los barriles, hacia adentro de las cápsulas de las cuales se dispararon los proyectiles. La cantidad de material es poca y muy desintegrada para pruebas cuantitativas, pero está bastante limpio y no contaminado con el enjarre del fluido de perforación.

El cañón.



Figura 4.46. Muestra el cañón con la serie de pistolas con los cilindros donde se aloja la muestra.

Este dispositivo consiste de varios cilindros como se muestra en la Figura 4.46, cada cilindro es disparado por una pistola, con una separación entre cada una de ellas a un nivel determinado para la toma de muestras.

El cañón se baja en la perforación sujeto en la punta del mismo cable que se utiliza para el registro geofísico. La conexión al cable está hecha por medio de juntas roscadas, de modo que los cañones pueden intercambiarse con rapidez, en el caso que se utilice más de un cañón.

Existen varios modelos de dispositivos para la extracción de núcleos de pared, de los más comunes se encuentran:

- ♣ Extractor de muestras grande, de 30 disparos. El diámetro y largo máximo de los núcleos son, respectivamente, de $1 \frac{3}{16}$ y $2 \frac{1}{4}$ de pulgada para formaciones blandas y formaciones duras. El mínimo diámetro del pozo en el cual puede usarse el extractor de muestras grande es de $7 \frac{1}{2}$ pulgadas.
- ♣ Extractor de muestras mediano, de 24 disparos. Este instrumento toma testigos de diámetros de 1 y $1 \frac{3}{16}$ ”, respectivamente para formaciones blandas y duras, siendo su largo máximo de $1 \frac{3}{4}$ ” en ambos casos. El diámetro mínimo requerido del pozo es de $6 \frac{1}{4}$ ”.
- ♣ Extractor de muestras pequeño, de 6 y 18 disparos, para formaciones blandas solamente. Los núcleos son de $\frac{3}{4}$ ” de diámetro y pueden ser hasta de $2 \frac{1}{4}$ ” de largo. El diámetro mínimo de pozo seguro para el modelo de 18 tiros es de $6 \frac{1}{2}$ ” y para el modelo de 6 tiros es de $5 \frac{1}{2}$ ”.

La eficiencia del cañón depende del tipo de formación que se esté muestreando. Su recuperación promedio es mayor de 70%. Las muestras de pared de pozos son tomadas cuando ya se corrieron los registros eléctricos y/o radioactivos. Estos indicarán las zonas de interés no muestreadas y/o zonas sobre las cuales es deseable mayor información.

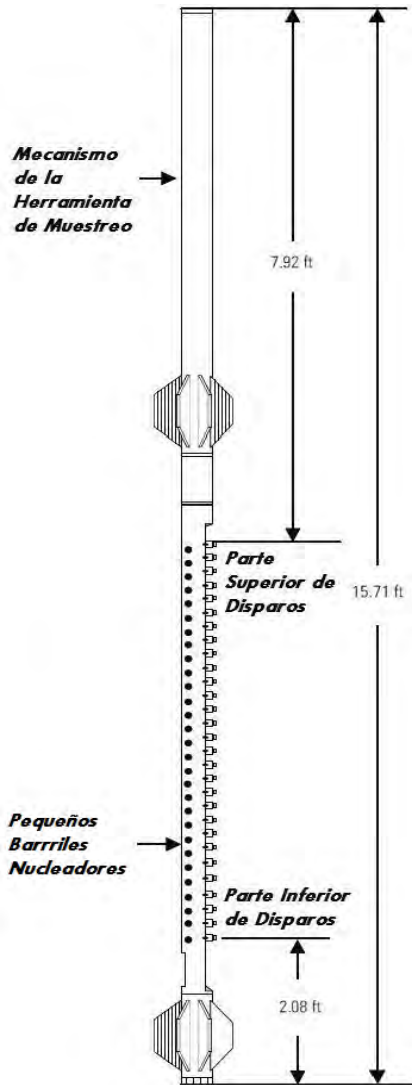


Figura 4.47. Herramienta de muestreo de pared por percusión.

Para fijar con exactitud la profundidad de disparo, el operador trabajará tanto con el registro de potencial espontáneo (SP) como con el registro eléctrico y/o radioactivo con el fin de determinar las profundidades a las cuales es conveniente realizar el muestreo.

En muchas formaciones los barriles grandes recuperan muestras que son de suficiente tamaño para la determinación cuantitativa de porosidad, permeabilidad, contenido de fluidos y otros datos usualmente obtenidos por análisis de núcleos de fondo convencionales. En otros casos, la información obtenida de las muestras es esencialmente cualitativa.

Normalmente, los barriles pequeños cortadores de núcleos penetran varios centímetros dentro de las paredes del pozo, mas allá del enjarre de lodo depositado en las paredes por el fluido de perforación. Por lo tanto, los núcleos están menos contaminados y su contenido de fluidos es probable que se aproxime en composición al representativo del que hay en la formación.

La Figura 4.47 muestra la herramienta completa que se utiliza en la obtención de núcleos de pared del pozo por percusión.

Características de la herramienta .

Ventajas:

- ✓ El método es rápido debido a que se obtienen varias muestras de núcleos en un periodo aproximado de 3 horas y en un solo viaje.
- ✓ El nucleamiento de pared es más barato y puede llevarse a cabo después de que el pozo ha sido perforado pero antes de que sea revestido.
- ✓ Estos núcleos también se pueden emplear para analizar los cambios de la formación que pueden afectar la producción.
- ✓ Los núcleos de pared proveen evidencia física de los datos de los registros eléctricos de la formación y ayudan a determinar si se requieren análisis más detallados.
- ✓ Los barriles muestreadores están hechos de acero de aleación y presentan un filo cortador agudo a la formación.
- ✓ Cada carga se dispara separadamente a cualquier profundidad del pozo que se desee.
- ✓ El diseño de los disparos puede arreglarse para una aplicación específica y lograr la optimización en la recuperación de los núcleos.
- ✓ Se utiliza en operaciones de manera segura por arriba de los 400°F (204.4°C) y 25000 psi (172362 kPa).
- ✓ Los intervalos que se van a muestrear serán determinados con precisión por la inspección de los registro geofísicos.
- ✓ La herramienta proporciona a tiempo real la fase de monitoreo mejorando la localización del disparo por medio de un acelerómetro.
- ✓ Los núcleos de pared normalmente se usan para examinar los contenidos de fósiles.

Desventajas:

- ✗ Las herramientas de percusión algunas veces deterioran las muestras de núcleos, particularmente en formaciones duras.
- ✗ Tratando de evitar que la herramienta se pegue por la rugosidad del agujero. Ciertos disparos pueden fallar, ésto debido a que no se tuvo una ignición adecuada del disparo.

- X Debido a su tamaño, las muestras tomadas con este procedimiento usualmente no son buenas para determinar la porosidad, permeabilidad o saturación de fluidos.
- X Las propiedades de la roca algunas veces resultan alteradas por el impacto de los barriles.
- X En ocasiones, las muestras recuperadas sufren microfracturamiento por compactación o desarreglo intergranular.

4.2.2 HERRAMIENTA DE MUESTREO DE PARED POR ROTACIÓN

La técnica fue desarrollada en los años 80's. En la actualidad existen varios diseños de esta herramienta, pero su principal operación es muy similar en todas ellas. La toma del núcleo de pared con barrena se realiza normalmente después de haber corrido los registros de pozos. La herramienta varía poco entre sus diferentes diseños. Se cortan núcleos de 7/8" o 15/16" en diámetro, con una longitud máxima de 2" aproximadamente, ver Figura 4.48.



Figura 4.48. Muestras de núcleos de pared de pozo obtenidas por el método de rotación.

Las herramientas son capaces de cortar la muestra y guardarla dentro del cuerpo de la sonda, por lo que se pueden tomar varias muestras por corrida. Dependiendo de la litología, presión de formación, esfuerzos sobre la formación, entre otros factores, el corte de una muestra puede durar entre 5 y 30 minutos.

Muestreador Mecánico Rotario De Pared (MSCT)

Es una herramienta con línea de acero hidráulico/eléctrico equipada con una pequeña barrena nucleadora, la cual funciona por medio de un motor de fondo para perforar y recuperar la muestra en todo tipo de superficies de rocas, como se muestra en la Figura 4.49. Está constituida por una sección de rayos gamma para una correlación más exacta de los registros de pozos, una bomba

hidráulica que activa el ancla que retiene a la herramienta contra la pared del pozo. En el interior del barril existen dos juntas universales que van desviadas a un conjunto de sondas internas.

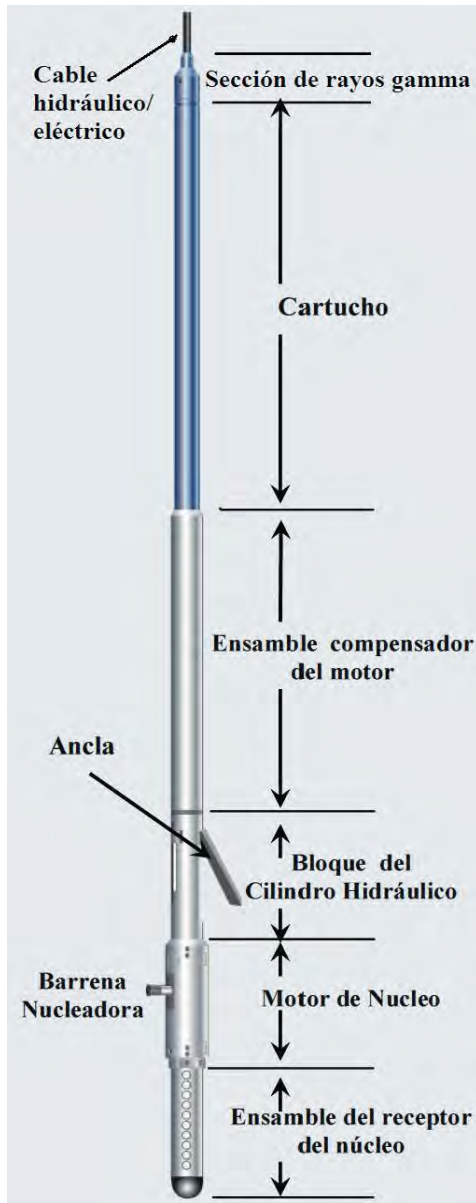


Figura 4.49. Muestrero mecánico rotario de pared.

La herramienta se baja dentro del pozo en el extremo de la columna de perforación con el ancla plegada. Cuando la herramienta está a la profundidad deseada y suspendida en el punto donde se han de sacar las muestras se aplica presión a la herramienta y el ancla se extiende hacia fuera contra la formación aproximándose de esta manera la herramienta a la pared del pozo; al mismo tiempo, el barril que contiene la pequeña barrena muestradora se posiciona frente a la formación, donde puede iniciar el proceso de nucleo. La rotación y la circulación comienza cuando el lodo en movimiento proporciona la fuerza que la barrena requiere, necesaria para activar que el barril interno nucleador quede fuera del barril exterior y frente a la formación.

Cuando el barril interno nucleador está lleno se inclina ligeramente para separar el núcleo de la formación, el barril es replegado hacia la herramienta donde el núcleo es colocado en un tubo de almacenamiento capaz de albergar varias muestras por viaje. Los núcleos son identificados con un balín de acero colocados antes de cada núcleo que ha sido extraído, ver Figura 4.50. La circulación es puenteada y el barril muestrador se mueve a una nueva profundidad para nuclear.

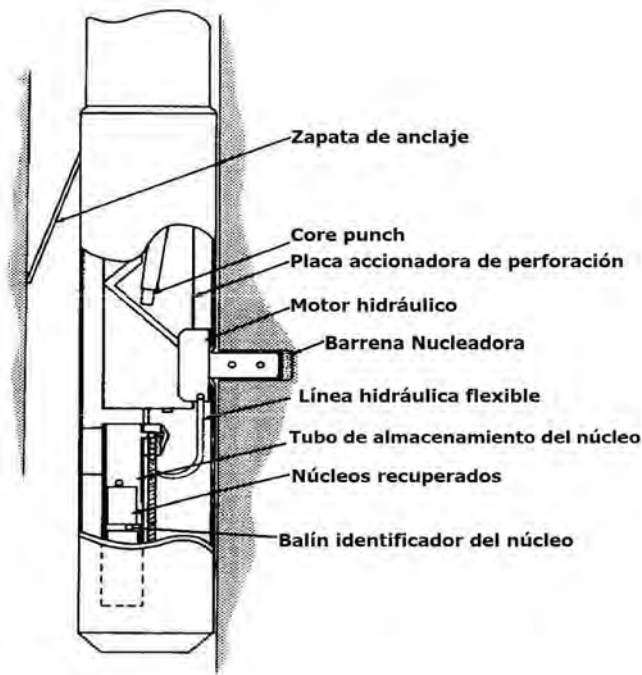


Figura 4.50. Mecanismo de la toma del núcleo de pared por rotación.

Las pequeñas barrenas muestreadoras, como se muestra en la Figura 4.51, están hechas de un



Figura 4.51. Pequeñas barrenas muestreadoras de pared de pozo.

acero especial de aleación de tungsteno, seleccionado para dar un filo duro y fuerte que se trata térmicamente para acentuar esas propiedades. El exterior de cada tubo está biselado del filo de corte al tope para darle resistencia adicional y para facilitar su salida de la formación. El interior de cada tubo está reforzado, siendo más chico en el filo cortante que en la base, ésto permite al núcleo una ligera expansión a medida que entra en el tubo y evita que se caiga al sacarlo del agujero.

Características de la herramienta.

Tabla 4.9. Características de la herramienta de rotación para cortar núcleos de pared.

TEMPERATURA	177 °C [350 °F]
PRESIÓN	Estándar: 138 Mpa [20000 psi] Presión alta: 172 Mpa [25000 psi]
TAMAÑO DE POZO -MÍNIMO	15.87 cm. [6¼ in.]
TAMAÑO DE POZO -MÁXIMO	48.26 cm. [19 in.]
DIÁMETRO EXTERIOR	13.65 cm. [5.375 in]
LONGITUD	9.54 m [31.29 ft]
VELOCIDAD DE NUCLEO	Tiempo de nucleado: 3 a 5 min. por núcleo
RANGOS DE MEDIDAS DEL NÚCLEO	50.8 mm. [2 in] largo x 23.4 mm. [0.92 in] diámetro

Ventajas:

- ✓ Permite tomar 30 o más núcleos en una corrida en pozos horizontales, desviados o extensamente largos.
- ✓ Diseñado para recuperar núcleos en formaciones de rocas duras o muy compactadas inaccesible con herramientas de percusión y puede ser usado con igual éxito en formaciones de rocas suaves.
- ✓ También se pueden obtener núcleos de 1" de diámetro y 1" de longitud, por lo que se tiene una mayor calidad que los núcleos de percusión.
- ✓ Recupera arriba de 20 núcleos en un solo viaje, sin daños asociados con la percusión. Arriba de 50 núcleos pueden ser recuperados, usando un ensamblaje especial opcional.
- ✓ Proporciona muestras de roca sin daños y deformaciones, libres de micro-fracturas, permitiendo un análisis de núcleos más exactos.
- ✓ En combinación con la herramienta de rayos gamma permite correlacionar el control de la profundidad a tiempo-real de los puntos de nucleos.

Desventajas:

- ✗ Se debe tener cuidado en el contacto de la herramienta con la pared, ya que solamente se obtienen las muestras en agujero no entubado y la rugosidad de las paredes le afecta.

La herramienta de muestreo de pared descrita se complementa con la facilidad de análisis de núcleos en pozo, a través de una unidad móvil, que ayuda a una rápida determinación de las propiedades del yacimiento integradas con los datos de registros de pozo, proporcionando una mejor evaluación de la formación. Ayuda a una rápida determinación de porosidad, permeabilidad, mineralogía y la descripción de las muestras para una optimización de la producción. Pero solo una pequeña parte del núcleo obtenido es usado.

Como cualquier muestra de roca que se corte en un pozo, las muestras de pared, recuperadas por percusión o rotación, debe ser preservada tan pronto sean recuperadas, de acuerdo con las pruebas a realizar en el laboratorio. Las muestras son colocadas en tubos, marcadas con la profundidad y nombre del pozo, además de su número consecutivo. La numeración debe seguir la misma secuencia en la cual fueron obtenidas, normalmente del fondo hacia arriba. Antes de colocar las muestras en el recipiente, se pueden envolver en papel plástico para prevenir la deshidratación y evaporación de los fluidos móviles. El papel servirá de protección a las muestras durante el transporte al laboratorio. También se pueden practicar las técnicas de enfriamiento y congelamiento de las muestras de pared antes de ser transportadas al laboratorio. Los tubos deben llevar sello de teflón en sus tapas para asegurar un sello hermético. Esto es debido a que frecuentemente el gas acumulado en el recipiente es analizado por técnicas cromatográficas.

4.3 NUCLEO DEL FONDO DE MAR EN AGUAS PROFUNDAS

Durante años recientes, muchos cambios e innovaciones en las técnicas y equipos de perforación y núcleo del fondo del mar en aguas profundas han sido desarrollados. Los proyectos son principalmente programas de investigación geológica enfocada directamente a la toma de núcleos para relacionar la historia y la evolución de los océanos profundos. El fondo de los océanos y sus sedimentos y rocas subyacentes guardan un registro de alta resolución tanto de la historia de la Tierra como de sus condiciones actuales. Los programas de perforación y extracción del núcleo proporcionan respuestas para una mejor comprensión de los recursos minerales y energéticos. Los avances registrados en la tecnología de perforación, extracción de núcleos y adquisición de registros han facilitado importantes descubrimientos.

Las técnicas de extracción de núcleos desarrolladas para fondo de mar se diseñaron cuando se llevaron a cabo diversos programas de perforación de pozos profundos en los océanos con fines científicos: Proyectos de Perforación Marina Profunda (DSDP - Deep Sea Drilling Project) y Programas de Perforación de Pozos Profundos en el océano (ODP - Ocean Drilling Program), cubriendo la totalidad de los océanos con excepción del Océano Antártico que se encuentra cubierto de hielo. Tales programas de perforación se realizaron utilizando barcasas o embarcaciones convenientemente acondicionadas.

La siguiente cronología indica los descubrimientos científicos y los avances tecnológicos en proyectos marinos de muestreo de rocas en los fondos marinos.

- 1968** Descubrimiento de domos salinos en el golfo de México en un tirante de agua de 1067 m.
- 1975** Utilización de cono de re-entrada para reingresar en un pozo en un tirante de agua de 5519 m.
- 1979** Pruebas de extracción de núcleos con pistón hidráulico (HPC) para recuperar muestras de sedimentos sin perturbar.
- 1982** Recuperación de núcleo de hidratos de gas, de 1 m de longitud.
- 1989** Utilización de barrenas para la extracción de núcleos con diamante para perforar a través de la corteza dura en los océanos.
- 1995** Recuperación de muestras con extractor de núcleos a presión, a altas presiones locales.
- 1997** Recuperación de núcleos antiguos de sedimentos blando correspondiente al límite del Cretácico/Terciario.
- 2002** Prueba exitosa del sistema de adquisición de registros durante la extracción de núcleos con la herramienta de resistividad frente a la barrena (RAB).

Se consideran aguas profundas a aquellas que presentan una profundidad mayor de 500 metros y ultra-profundas aquellas con más de 2000 metros de profundidad. Los sedimentos en aguas profundas varían en espesor de 610 a 760 m aproximadamente. Los sedimentos superiores son usualmente muy suaves (limonitas calcáreas y/o de silicio cerca del Ecuador y arcillas fosilíferas en las latitudes altas) y gradualmente llegan a consolidarse (calizas y lutitas cerca del basamento). En ciertos ambientes dificultosos, por ejemplo, en intercalaciones de roca dura y roca blanda, las rocas se deterioran después de la perforación, lo que se traduce en recuperaciones de núcleos y toma de registros pobres.

El mejoramiento de la recuperación de núcleos en aguas profundas no contaminadas e inalteradas es objetivo importante. La contaminación producida por el proceso de perforación puede afectar los estudios de las propiedades magnéticas, la estructura sedimentaria, la microbiología y la textura de las muestras de núcleo. Las tecnologías de perforación y muestreo de los programas de perforación en los océanos han sido adaptados a la dureza de las rocas y la litología.

En aguas profundas el sistema de núcleo rotario básico (RCB) es uno de los más utilizados. El uso de barrenas nucleadoras tipo PDC, diamante y de conos mantienen eficientemente la rotación en diferentes tipos de litologías. Sistemas de ODP sin viajes de la sarta de perforación tienen innovaciones específicas que incluyen técnicas de extracción de núcleos con pistón de avanzada (APC), para el muestreo de rocas suaves a rocas de dureza intermedia, un barril nucleador extendido (XCB) y un barril nucleador de diamante para la extracción de núcleos en rocas de dureza intermedia a rocas duras.

En general, los ensambles en el fondo del pozo (BHA, por sus siglas en inglés) son parecidos para todos los sistemas, están constituidos por la barrena muestreadora, el barril muestreador externo, el ensamble superior al barril y los lastrabarrenas (drill collars). El barril muestreador externo es el encargado de soportar el sistema de la línea de acero que recupera el barril muestreador interno, que se encuentra dentro del barril externo y es el que recibe al núcleo. Los lastrabarrenas son segmentos de tubería que proporcionan peso sobre la barrena.

Cuando se perfora utilizando un tubo que va de la superficie hasta la barrena (riser), el fluido de perforación circula por el tubo, a través de la barrena y luego retorna a la superficie junto con los recortes de rocas por la parte externa de la columna de perforación. Sin no se usa riser, el fluido de

perforación sale por la parte superior del pozo derramándose sobre el lecho marino y no retorna a la superficie. No obstante, dado que no se agrega ningún sólido, no se forma ningún enjarre de filtración. Sin enjarre, el pozo es menos estable, lo que puede conducir a un colapso. Por lo tanto, fue preciso desarrollar tecnología para solucionar los problemas asociados con el movimiento vertical de la embarcación, la estabilidad de los pozos, la re-entrada de pozos y otras cuestiones técnicas. El reingreso en un pozo en el fondo del océano se logró con la utilización de un equipo de cono de re-entrada.

El arreglo de cono de re-entrada comprende un embudo de re-entrada instalado en una placa de soporte que descansa sobre el fondo marino y una cubierta para soportar las sartas de revestimiento múltiples. El sistema de re-entrada es ancho en la parte superior, por encima del lecho marino, y se estrecha en la parte inferior cerca de la base del fondo marino, lo que facilita que el embudo guíe a la columna de perforación dentro del pozo. El cono de re-entrada permite reingresar en un pozo en viajes múltiples para profundizarlo o para la obtención de mediciones y muestras de rocas de fondo de pozo a largo plazo.

El programa de operaciones (ODP, por sus siglas en inglés) emplea diferentes sistemas de núcleo y barrenas nucleadoras para obtener núcleos continuos en todo tipo de sedimentos oceánicos y basamentos. Una vez que el sistema de nucleado es seleccionado, basado en la litología y en el desempeño de la barrena en áreas o litologías similares anteriores, se determina el tipo de barrena nucleadora que será utilizada. Si las condiciones de muestreo de roca cambian, la barrena puede ser cambiada con el fin de mejorar la recuperación y la velocidad de penetración.

Una vez que la barrena es removida, es clasificada (examinada para determinar el desgaste sobre la estructura de los cortadores, el calibre, cojinetes, etc., basándose en los estándares de la industria) para optimizar el rendimiento en el muestreo de rocas en aguas profundas.

Las barrenas nucleadoras son clasificadas de acuerdo a la estructura de los cortadores y al tipo de cojinetes. Existen diferentes tipos de barrenas nucleadoras usadas por la ODP basados en el principio de funcionamiento y estructura de la misma.

- ♣ Barrenas de arrastre tienen superficie plana para formaciones suaves (arcillas).
- ♣ Barrenas de PDC para formaciones suaves y formaciones duras (lutitas o basaltos).
- ♣ Barrenas cónicas para formaciones suaves o duras diseñadas con una combinación de procesos tanto de compresión como de desgaste.
- ♣ Barrenas tipo martillo utilizan el método de percusión. Es muy común en pozos de aguas muy someros. El sistema de recuperación APC utiliza el corte por pistoneo que es muy similar al acústico o de martillo.
- ♣ Barrenas pequeñas llamadas “zapatas cortadoras” son ensambladas en el fondo del barril nucleador interno y tiene la finalidad de anticiparse a la barrena primaria para cortar el núcleo y evitar el desgaste debido a la fuerza de la barrena primaria, se utiliza para formaciones suaves. Son usadas comúnmente por la ODP con las barrenas de rodillos cónicos.

4.3.1 BARRIL MUESTREADOR ROTARIO BÁSICO (RCB)

El barril muestreador rotario básico (RCB, por sus siglas en inglés) cuenta con un barril muestreador interno que se aloja en el fondo del arreglo de fondo. La barrena principal corta el núcleo de 2.312 [pg.] mientras la tubería sigue girando permitiendo que el barril interno quede en forma estacionaria teniendo la capacidad de alojar hasta 9.5 [m] y que se puede recuperar con línea de acero. La estructura de la herramienta permite la continuidad de la rotación de la tubería y la circulación del fluido de perforación mientras se recupera la sección de núcleo, Figura 4.52.

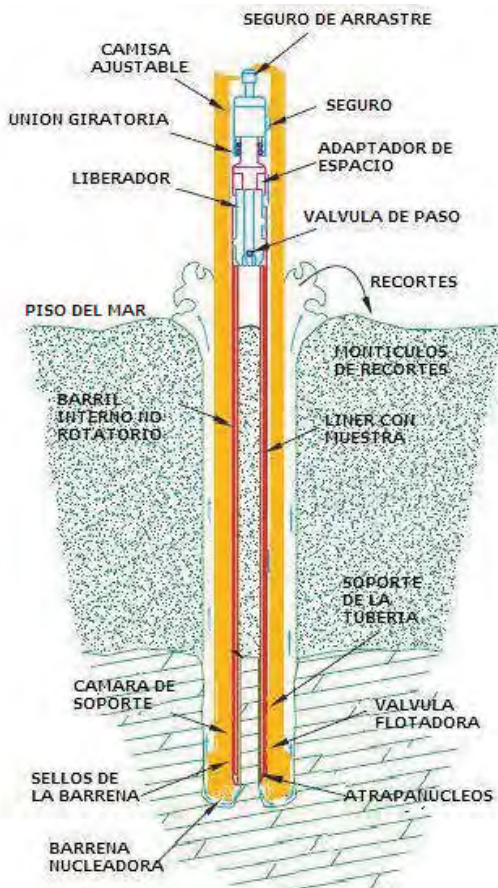


Figura 4.52. Esquema de la herramienta RCB y componentes principales, la imagen muestra el esquema de trabajo de la herramienta.

Cuenta con un mecanismo que puede ser operado con cable para poder soltar una barrena en el pozo, esto provee un ensamble de fondo (BHA) con un amplio panorama para la toma de registros de pozo. El beneficio es que se pueden tomar registros de pozo después de recuperar la muestra sin tener que realizar un viaje especial para instalar el ensamble de registros de pozo.

La recuperación continua de núcleos a través de cable; por ejemplo, es normal en casi todos los pozos perforados a través de Programas de Perforación en el Océano (ODP, *Ocean Drilling Program*). Sin embargo, en la industria petrolera los programas de nucleado, normalmente se limitan a intervalos clave debido al tiempo y costo que conllevan.

Los pozos perforados en ODP a más de 2,000 m de profundidad sin una tubería de elevación (*riser*) en aguas semiprofundas y profundas que van de los 500 m a los 6,000 m. El agua de mar es empleada a altas presiones, para limpiar el agujero de recortes.

Se puede perforar con una barrena centradora sin la recuperación de la muestra, ésto se utiliza para perforar en formaciones duras, y es colocada en el barril muestreador interno en el cual se puede bloquear la rotación del barril externo. El beneficio es que la barrena centradora se puede cambiar para tener un muestreo intermitente dependiendo de la dureza de la formación.

Ventajas

- ✓ Este es un sistema diseñado para recuperar muestras de formaciones de dureza media a duras y de basamentos ígneos o metamórficos.
- ✓ La herramienta está diseñada de manera rugosa para poder utilizarla en sedimentos abrasivos, sedimentos duros fracturados y basamento ígneo.
- ✓ El beneficio es que se tiene un mayor tiempo de operación de la barrena e incrementa la penetración en formaciones duras.

Desventajas.

- X *No se pueden recuperar muestras de sedimentos suaves o granulares como arenas, formaciones fracturadas o gravas.*

4.3.2 NUCLEO DE PISTÓN AVANZADO (APC)

EL sistema de núcleo de pistón avanzado (APC, por sus siglas en inglés) ha sido desarrollado para recuperación de núcleos en sedimentos suaves con un porcentaje de recuperación del 100 % y ha resultado ser una eficaz herramienta para la toma de núcleos especialmente en capas de sedimentos superiores suaves. El sistema ha sido usado de forma rutinaria con una recuperación aproximada del 90% en la mayoría de los pozos. En la Figura 4.53 se muestra un esquema de este nucleador.

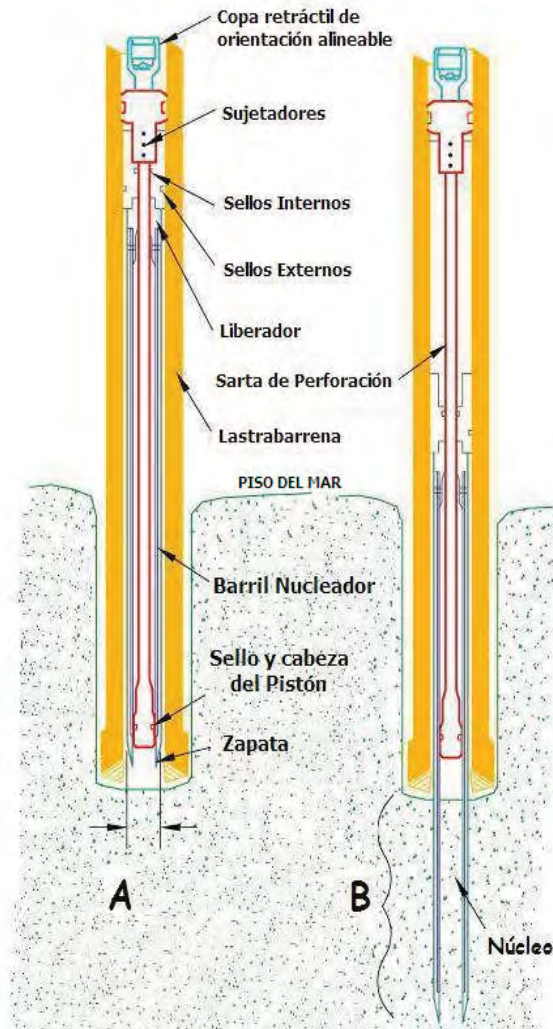


Figura 4.53. Esquema del funcionamiento de la herramienta APC y sus componentes principales. (a) antes de la recuperación del núcleo, (b) durante la recuperación del núcleo.

El barril nucleador es bajado y recuperado por medio de una línea de acero a través de la sarta de perforación. Por lo tanto, el funcionamiento es repetitivo y pueden tomarse núcleos continuos de alta calidad a través de secciones de sedimentos no litificados. También está diseñado para una penetración sub-fondo total aproximándose a los 300 metros bajo el piso del mar y utiliza principalmente un pistón hidráulico.

El fluido es bombeado a través de la tubería de perforación que activa un pistón en el barril nucleador, el cual es expulsado a través de la barrena nucleadora a una velocidad aproximada de 3 a 7 m/seg. Esta velocidad alta eficazmente desengancha el barril nucleador del movimiento de la sarta de perforación. La fuerza aproximada del pistón es de 23000 – 28000 [lb_f] y la presión de la bomba es de 2300 a 2800 [lb/pg²].

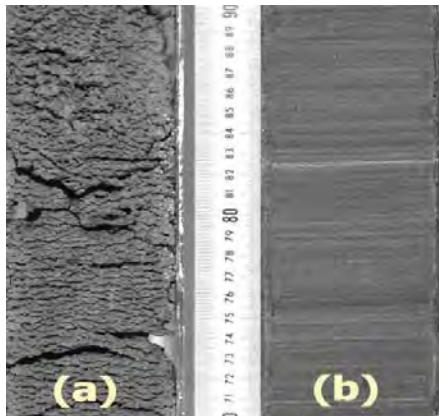
El APC es colocado hasta el fondo del pozo y se aplica presión a través de la tubería lo que provoca que el pistón se introduzca hacia la formación, una vez accionado el mecanismo del pistón, se retrae el barril contenedor por medio de cable de acero. La estructura de la herramienta permite la continuidad de la rotación de la tubería y la circulación del fluido de perforación mientras se recupera la sección de núcleo.

Ventajas:

- ✓ Despliegue por medio de cable. La herramienta es desplegada y recuperada por medio de la línea de acero para evitar el accionamiento de los retenedores, los cuales determinan la profundidad de penetración del barril dentro de la formación. Su mayor beneficio es que ahorra tiempo debido a la rápida recuperación del barril muestreador.
- ✓ Orientación de la Muestra. Puede ser orientada con respecto al campo magnético terrestre colocando la herramienta de orientación arriba del barril muestreador. El mayor beneficio que se tiene con la orientación es que se pueden recuperar muestras específicamente para estudios paleo-magnéticos.
- ✓ Medición de la temperatura *in-Situ*. La herramienta cuenta con un termostato que detecta la temperatura de la formación. Esto permite determinar el flujo calorífico para tomar las medidas de seguridad pertinentes al fluido de perforación y fluidos de la formación.

Desventajas:

- ✗ No es capaz de recuperar en formaciones granulares como arenas, puede producir atascamientos en sedimentos firmes y la calidad de las muestras es deficiente



En la Figura 4.54, se muestra la calidad de los núcleos comparando el método de recuperación rotario contra el de pistón.

Figura 4.54. Calidad de núcleos: (a) obtenido por método rotario y (b) obtenido por pistón.

4.3.3 BARRIL MUESTRADOR EXTENDIDO (XCB)

Esta herramienta es utilizada para estudios sedimentológicos, climáticos o paleo-oceanográficos. Es posible recuperar muestras de 9.5 [m] de longitud de formaciones suaves a moderadamente duras. Es utilizada cuando la formación se vuelve demasiado rígida para el muestrador de pistón (APC) o para formaciones que no son lo suficientemente duras para el barril muestrador rotario básico (RCB).

El muestrador central de la herramienta se puede desplazar más allá de la barrena y se retrae cuando encuentra una litología más dura o cuando el peso sobre la barrena se incrementa. Utiliza el mismo ensamble de fondo (BHA) que la herramienta de pistón. El funcionamiento básico de la herramienta recae sobre el giro de la barrena mientras el elemento muestrador corta el núcleo de la formación, ver Figura 4.55.

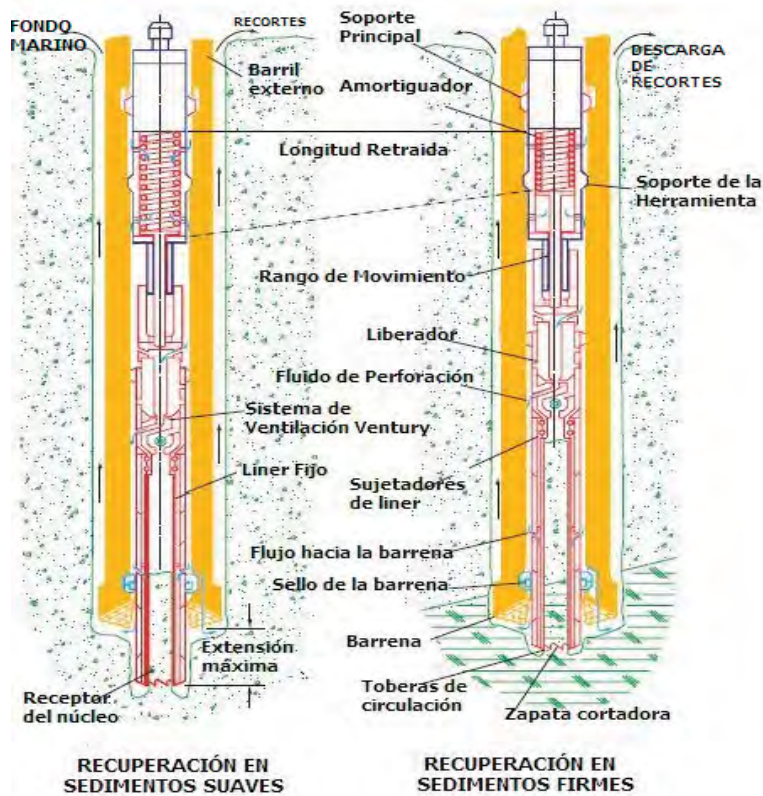


Figura 4.55. Esquemas de la herramienta XCB en dos escenarios diferentes, a la izquierda se tiene el esquema de la herramienta utilizada en sedimentos suaves, a la derecha en sedimentos más consolidados.

Esta herramienta utiliza el mismo BHA que el muestreador de pistón, por lo que ahorra tiempo eliminando corridas de tubería innecesarias, ya que se pueden intercambiar las herramientas en caso de ser necesario.

Se tiene un barril interno que permite que la muestra permanezca relativamente estacionaria a la formación, lo que reduce la transmisión del torque a la muestra, muy útil en formaciones laminadas. El beneficio es que se reduce la perturbación de los sedimentos causados por la transmisión del torque, aumentando la calidad de la muestra.

La herramienta utiliza la zapata cortadora que se posiciona afuera de la barrena principal, lo que reduce sustancialmente el “lavado prematuro” de la muestra; ésto se refiere a que la muestra no es dañada por el chorro de fluido de perforación de las toberas de la barrena. El beneficio que se tiene es que reduce el deterioro de la muestra si ésta es de formaciones suaves o moderadamente duras.

- **Formaciones suaves.** Los dientes de la herramienta están contruidos con carburo de tungsteno, con los cuales se corta la muestra.
- **Formaciones moderadamente duras.** En este caso las barrenas cuentan con cortadores que contienen diamantes como son las PDC (Compactos de Diamante Policristalino), cortadores impregnados de diamantes, con superficie de diamantes o con diamantes artificiales térmicamente estables.

Ventajas

- ✓ El beneficio que se tiene con esta característica es que la muestra se mantiene con mayor calidad si se extraen sedimentos suaves a moderadamente duros.

Desventajas

- ✗ La herramienta no recupera núcleos en formaciones muy suaves, granulares como arenas, en formaciones altamente fracturadas y rocas ígneas.

A continuación, la Tabla 4.10 muestra un resumen de las características más importantes de las herramientas mencionadas anteriormente.

Tabla 4.10. Especificaciones técnicas de las herramientas de muestreo de rocas RCB, APC, XCB.

TIPOS DE HERRAMIENTAS DE MUESTREO DE ROCAS EN EL FONDO DE AGUAS PROFUNDAS				
		RCB	APC	XCB
RANGOS TÍPICOS DE OPERACIÓN	TIPO DE FORMACIÓN	Para todo tipo de formación pero en formaciones suaves la calidad es muy pobre	Sedimentos limos firmes a suaves, carbonatos, arcillas	Calizas firmes a moderadamente firmes, dolomitas y limitada penetración en basalto.
	PROFUNDIDAD	Desde el lecho marino hasta el basamento ígneo. Limitado a 230°C	100 a 300 m bajo el piso del mar	Hasta 700 m bajo el piso del mar
	% DE RECUPERACIÓN DE NÚCLEOS	50% - 75% en sedimentos firmes 20 al 35% en rocas ígneas y metamórficas.	100%	55% - 75% en sedimentos 15% - 35% en basalto
	VELOCIDAD DE RECUPERACIÓN DEL NÚCLEO	19 - 1.3 m/ hr.	28.5 - 9.5 m /hr.	19 - 4.5 m/hr.
	VELOCIDAD DE PENETRACIÓN	Puede tener un aproximado de 4 a 20 m / hr.	Aproximadamente 70 - 30 m/hr.	Aproximadamente 30 - 12 m/hr.
	LONGITUD Y DIÁMETRO DE LA MUESTRA	9.5 [m] y 5.7 [cm] respectivamente	9.5 [m] y 6.2 [cm] respectivamente	9.5 [m] y 6.0 [cm] respectivamente

4.3.4 BARRIL MUESTREADOR CON DIAMANTES (ADCB).

Esta herramienta es utilizada cuando se requiere recuperar núcleos continuos en formaciones firmes o bien consolidadas, hasta en rocas ígneas en dónde los demás métodos ya mencionados son ineficientes. Utiliza tecnología de insertos de diamante para incrementar tanto la cantidad como la calidad de los núcleos.

La herramienta utiliza un ensamble de fondo de 6 ¾ [pg.] y requiere de un agujero de por lo menos 20 [m] de profundidad para su utilización y para empezar a cortar los núcleos. El funcionamiento de la herramienta recae en la rotación de la tubería y generalmente se perfora con una barrena de 7 ¼ [pg.], como se muestra en la Figura 4.56.

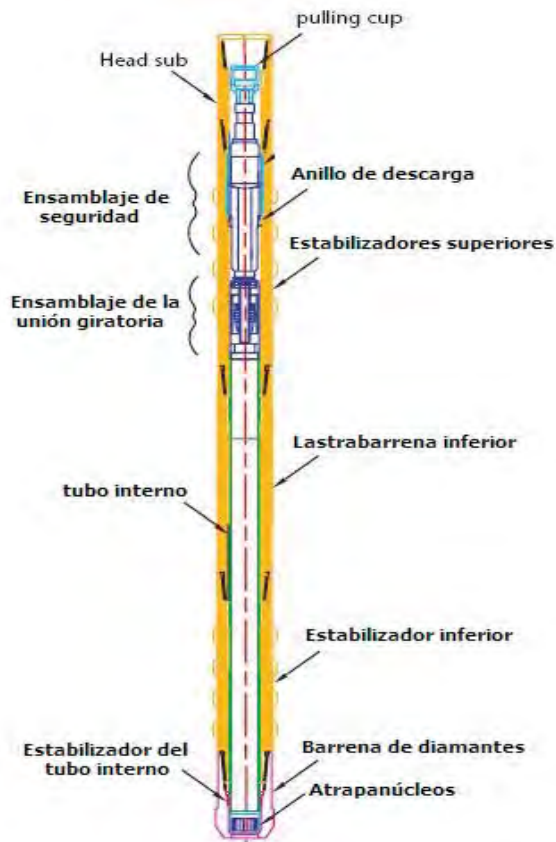


Figura 4.56. Esquema de operación de la herramienta ADCB y sus principales componentes.

La herramienta utiliza una barrena con diamantes para cortar la muestra e incorpora un indicador de presión para monitorear el estado de la muestra y no dañarla en caso de atascarse. El mayor beneficio es que se incrementa la cantidad y calidad de núcleos en formaciones duras, en formaciones intercaladas (secuencias con dos o tres litologías) y en formaciones poco consolidadas.

Ventajas.

- ✓ Se incrementa la calidad en los registros geofísicos ya que se tiene un agujero más regular, menos rugoso y más estrecho en comparación con un agujero perforado con un método rotario convencional.
- ✓ Se obtienen núcleos con diámetros de 8.3 cm y sin tubería de revestimiento (liner) de 8.5 cm, con una longitud del núcleo de 4.75 m.
- ✓ Contiene un indicador que permite confirmar que la muestra se encuentra ya dentro del barril muestreador.
- ✓ Diseñada para formaciones duras bien consolidadas e ígneas.
- ✓ Tiene reductores de vibración, los cuales son una serie de cortadores laterales.

Desventajas.

- ✗ No es capaz de recuperar muestras en sedimentos suaves ni granulares como arenas o gravas. Requiere de un buen control en cuanto al peso sobre la barrena. El barril muestreador puede ser sacado anticipadamente, pero se pierde parte de la muestra cuando ésta presenta atascamientos.

- ✗ La profundidad está limitada por el diámetro de los lastrabarrenas (drill collars), además debido a que los núcleos obtenidos con esta herramienta tienen mayor diámetro, es difícil su manejo sobre plataformas en perforaciones marinas debido a cuestiones de espacio.

4.3.5 MUESTREADOR CON MOTOR DE FONDO (MDCB).

Esta es una herramienta retráctil, compatible con los métodos de recuperación APC y XCB. Está diseñada para formaciones de roca cristalina fracturada, roca intercalada tanto suave como dura y conglomerados no bien consolidados.

Esta herramienta tiene un barril muestreador, que tiene la característica de no rotar al momento de estar cortando el núcleo de la formación. Esto reduce el esfuerzo sobre el núcleo y aumenta su calidad y recuperación.

Está compuesta por la sección del motor de fondo, una sección de empuje, la sección del barril interno y la barrena cortadora. El motor es alimentado de forma hidráulica por el fluido de perforación y la sección de empuje utiliza la fuerza hidráulica para producir peso sobre la barrena e impulsar el barril muestreador interno. En la Figura 4.57 y la Tabla 4.11 se muestra un esquema de este equipo y sus características técnicas principales, respectivamente.

Las limitaciones del muestreo con motor de fondo es que no trabaja bien con formaciones suaves o poco consolidadas o granulares, además debido a la longitud de las muestras requiere de más tiempo en comparación con aquellas herramientas que obtienen muestras del doble de longitud.

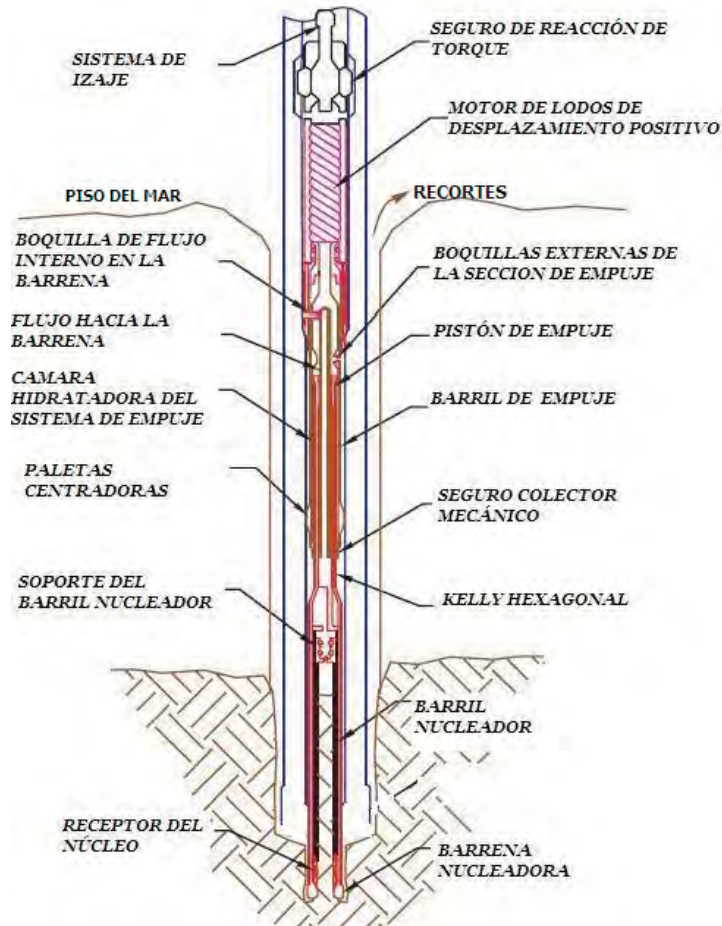


Figura 4.57. Esquema del barril nucleador con motor de fondo y sus componentes principales. Se aprecia en la figura el funcionamiento del barril muestreador interno.

Tabla 4.11. Características técnicas del barril nucleador con motor de fondo.

Presión del motor	1160 [lb/pg ²]
Velocidad de bombeo	190 [gpm]
Velocidad de la barrena	410 [rpm]
Velocidad de flujo de la barrena	15-35 [gpm]
Potencia de alimentación	96 [hp]
Peso sobre la barrena	2000 -8000 [lb]
Torque	1250 [ft-lb]
Eficiencia de recuperación	83%
Diámetro del núcleo	57 [mm], 2.25 [pg]
Longitud del núcleo	4.5 [m]

4.4 NUCLEO Y TOMA DE REGISTROS SIMULTANEAMENTE

Durante mucho tiempo ha sido práctica común en los pozos petroleros tomar muestras de las formaciones del subsuelo mediante el corte de núcleos en el fondo del agujero siguiendo diversas técnicas de acuerdo, principalmente, al tipo de pozo, a las características de las rocas por nuclear y a la aplicación de los resultados de los análisis de campo y de laboratorio que se realicen. Posterior a esta operación se toman registros geofísicos de pozo, generalmente con cable. En casos especiales, después de realizar la perforación de cierto intervalo en un pozo se toman primero los registros geofísicos y posteriormente se cortan las muestras de roca por medio de núcleo en la pared de pozo.

En ambos procedimientos se requiere de tiempo, en ocasiones mucho tiempo, para disponer de la información que proporcionan ambas fuentes (núcleos y registros) para combinarlas y llevar a cabo caracterizaciones y evaluaciones más confiables de las formaciones o de los yacimientos petroleros.

Actualmente, se ha propuesto una nueva tecnología llamada Registro Durante el Nucleado (*logging while coring*), o sea, corte de núcleo y toma de registros al mismo tiempo. El principal objetivo de esta tecnología, es reducir el tiempo requerido para correr un registro después de que la perforación y el nucleado han sido terminados en el pozo.

La unión de las tecnologías de nucleado y registros durante la perforación, proporciona dos conjuntos de datos vitales sin tener que sacrificar tiempo, o aumentar los riesgos asociados con largos periodos de tiempo en que el pozo está abierto sin circulación de lodo. La combinación de estas dos técnicas, tiene dos beneficios principales:

- ✓ Reduce el tiempo requerido para obtener un registro después de que se ha terminado la perforación y la toma de núcleos dentro del agujero.
- ✓ Realiza mediciones *in situ* usando registros LWD sobre el mismo intervalo nucleado en un pozo en particular.

Este nuevo método se utiliza para el corte de núcleos y en forma simultánea realizar mediciones en la formación, de alta resolución, de la porosidad y saturación de fluidos. El método se basa en un banco de sensores localizados en el interior del barril de núcleos, directamente por encima de la barrena. Los sensores permiten realizar mediciones que se toman a medida que el núcleo va entrando al barril y pasa por el arreglo de sensores. La geometría cilíndrica bien definida del núcleo permite construir una imagen de su sección transversal (tomografía) con una alta resolución (escala de cm). El núcleo puede ser recuperado en superficie, o desechado como recortes.

Este es un método para obtener, durante las operaciones de nucleado, datos de propiedades geológicas y petrofísicas de formaciones subterráneas. La conveniencia de tener un sistema que es capaz de medir en pozo propiedades de la formación y al mismo tiempo extraer núcleos de la misma, ha sido ampliamente reconocida. Pero hasta ahora no ha sido posible coleccionar núcleos de gran diámetro de forma continua y tomar datos *in situ* de forma simultánea.

Además, la tecnología LWD toma imágenes durante la perforación y la herramienta de resistividad frente a la barrena (RAB), ayudan a identificar las fracturas naturales inmediatamente después de perforar más allá de las mismas. La incorporación de información sobre fracturas naturales y propiedades mecánicas de las rocas en los diseños de las operaciones reduce el riesgo de abrir las fracturas naturales o de fracturar accidentalmente la formación, situaciones ambas que podrían causar pérdidas de circulación.

PRINCIPIO DE LA NUEVA TECNOLOGÍA

Sistemas conocidos para la obtención simultánea de núcleos y registros (LWD), emplean una serie de tuberías, denominadas tubería de perforación y lastrabarrenas, para perforar el pozo en la formación. El extremo inferior de la sarta de perforación, llamado ensamble de fondo de pozo (BHA), contiene un mecanismo de corte (barrena) que se encuentra de forma concéntrica. Un lastrabarrena, colocado cerca de la barrena, incluye sensores para medir varias propiedades de la formación, lo que se conoce como herramienta LWD.

La tecnología requiere principalmente un dispositivo rotario de nucleado situado en el extremo de la sarta de perforación, un lastrabarrena y un barril de núcleos, teniendo herramientas LWD colocadas en el lastrabarrena. El dispositivo de nucleado es usado para obtener muestras de la formación. La herramienta combina un dispositivo de nucleado de pozo con un lastrabarrena para tomar mediciones LWD. El dispositivo de nucleado tiene un barril cortanúcleos con una barrena nucleadora colocada en el extremo inferior, la cual corta un agujero anular en la formación. El núcleo de roca resultante entra en el barril de núcleos y es colocado en su lugar por un receptor de núcleos.

Las mediciones de las propiedades de la formación, se realizan mientras se lleva a cabo el proceso de nucleado. Los sensores para medir propiedades de la formación funcionan mediante una batería interna contenida en el lastrabarrena. Los datos de las propiedades de la formación son guardados en un dispositivo de memoria, como una Memoria de Acceso Aleatorio (RAM) y/o comunicados por un sistema de transmisión de datos a la superficie.

El propósito de esta herramienta es proponer una solución a los problemas mencionados anteriormente. Uno de los objetivos es procurar que el lastrabarrena permita que el barril de núcleos pase a través de él y que sea capaz de realizar mediciones en tiempo real.

Un esquema del diseño del sistema de corte de núcleos y toma del registro eléctrico durante el nucleado (LWC) se muestra en la Figura 4.58.

Esta tecnología tiene las características que se presentan a continuación:

- ⊕ El ensamble de pozo para desarrollar operaciones de corte de núcleo y toma de registros durante el nucleado incluyen una barrena cortanúcleos, colocada en el extremo del ensamble, y un barril para núcleos acoplado a la mencionada barrena. El ensamble también contiene un lastrabarrena con, al menos, un sensor de registro. El lastrabarrena permite que el barril de núcleos pase a través de él.

- ⊕ El ensamble de fondo de pozo también incluye herramientas LWD, receptor de núcleos, uno o más dispositivos de vibración (sacudir), uno o más estabilizadores, una batería de alimentación (por lo menos uno de los sensores de registros).

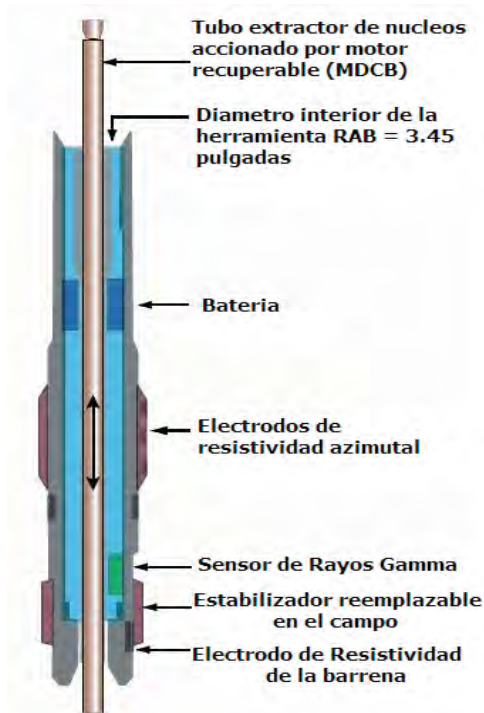


Figura 4.58. Sistema de corte de núcleo y toma de registro de resistividad durante el nucleado.

- ✦ El método incluye ensamble de fondo de pozo, núcleos del agujero y mediciones recibidas de una o más herramientas de registro.
- ✦ El método incluye la perforación para tomar el núcleo, capturar el núcleo a través de la barrena de nucleado y la activación de por lo menos un sensor de registro. Cada sensor de registro mide una o más propiedades de la formación, se deben recibir mediciones de los sensores de por lo menos un sensor de registro.
- ✦ Las mediciones pueden ser transmitidas por un dispositivo de transmisión de los datos o pueden ser guardadas en un dispositivo de memoria de almacenamiento.

La Figura 4.59, muestra un ensamble de pozo LWD (A), este ensamble incluye una barrena (B), una sub-barrena (C), una sección de mediciones durante la perforación (D), un sub-ensamble inferior LWD (E), una sección de una turbina mecánica giratoria (F), y un sub-ensamble superior LWD (G).

La barrena (B) se compone de tres cabezas rotarias que perforan la roca cuando se aplica una fuerza al ensamble de pozo LWD (A). La sub-barrena (C) es una tubería del sub-ensamble que acopla la barrena (B) al resto del ensamble de pozo LWD (A).

La sección de mediciones durante la perforación (MWD, (D)), realiza mediciones como presión y el peso en la barrena. El ensamble inferior LWD (E), realiza registros de pozo, como resistividad somera, resistividad media, resistividad profunda, resistividad del pozo y rayos gamma. La turbina mecánica rotaria (F), incluye un motor hidráulico de turbina, magnetos y antenas.

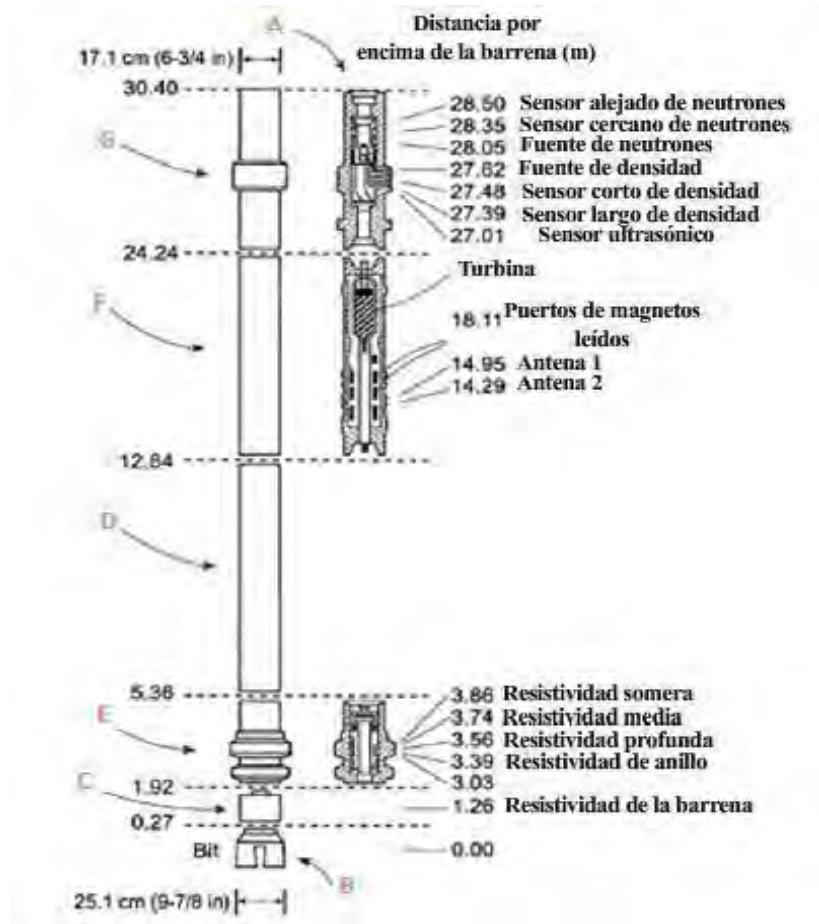


Figura 4.59. Esquema de la tecnología LWD.

El ensamble LWD superior (G), toma los registros de pozo, incluye un sensor de neutrones lejano, un sensor de neutrones cercano y una fuente de neutrones, además incluye un sensor largo de densidad, uno corto de densidad, una fuente de densidad y un sensor ultrasónico.

La Figura 4.60 ilustra una herramienta de la presente tecnología LWC, el sistema de registros durante el nucleado (H), está colocado en el extremo distal de la sarta de perforación (no mostrada) y es colocado dentro del pozo para realizar operaciones de perforación, nucleado y registro.

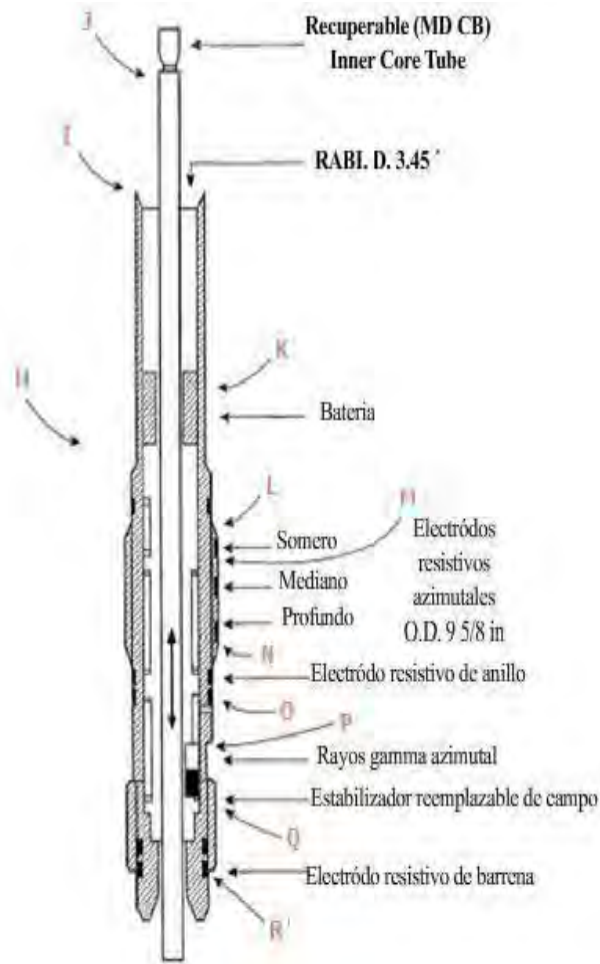


Figura 4.60. Ilustración de un ensamblaje de fondo de pozo LWC.

Este sistema incluye un barril de núcleo (I), un barril de recuperación de núcleos (J), una batería (K), un electrodo de resistividad de anillo (O), un detector azimuthal de rayos gamma (P), un estabilizador reemplazable de campo (Q), y una barrena con electrodos de resistividad (R). El sistema de pozo LWC (H), también incluye un electrodo azimuthal de resistividad somero (L), un electrodo azimuthal de resistividad medio (M) y un electrodo azimuthal de resistividad profundo (N).

Hoy en día, las herramientas MWD pueden monitorear los parámetros de perforación críticos en tiempo real, permitiendo que los ingenieros de perforación reduzcan los problemas de pérdida de circulación.

VENTAJAS DE LOS REGISTROS DURANTE EL NUCLEADO

Las mediciones de los registros a través de cable proporcionan datos valiosos del pozo. Estas mediciones se basan en fuentes que transmiten las señales directas a través de la formación y son detectadas por sensores en superficie. El registro de radiactividad inducida en la roca del yacimiento es interpretado en términos de las propiedades de la formación. La geometría y características en las que se realizan estas mediciones introducen ciertas limitaciones inherentes; la rugosidad del agujero y la invasión del lodo y de su filtrado, pueden influir en las mediciones de forma significativa.

El volumen de roca investigado, impactado por la señal, reaccionará de acuerdo a las propiedades del volumen de roca y a la invasión del filtrado del lodo. Para alejarse de la zona invadida, los detectores y las fuentes deben estar colocados lo suficientemente lejos para incrementar la profundidad de investigación de la herramienta, lo cual lleva a una pérdida en la resolución vertical.

Para superar algunas de las limitaciones de las mediciones a través de registros de cable, se ha buscado una metodología para llevar a cabo mediciones en formas totalmente diferentes. Se propone realizar mediciones a través de volúmenes de roca definidos en el pozo. Las fuentes y detectores colocados en un anillo detrás de la barrena, son usados para realizar mediciones de una sección cilíndrica de roca a medida que los núcleos de roca se toman. Estos se mueven más allá del arreglo de sensores para obtener imágenes tridimensionales de la roca. Hay muchas ventajas clave para realizar las mediciones de esta forma:

- ✓ A través de las mediciones mejora de forma significativa la relación señal/ruido y en algunos casos (por ejemplo las mediciones nucleares) contienen información que no pueden estar disponibles si se utilizan mediciones con cable.
- ✓ La geometría cilíndrica bien definida permite interpretar las mediciones de forma mucho más confiable que si la geometría fuera desconocida o pobremente definida.
- ✓ Los efectos por la rugosidad del pozo es eliminada.
- ✓ La invasión de los fluidos filtrados puede ser mapeada y proporciona información adicional acerca de la permeabilidad de la roca. La saturación de los fluidos en las zonas invadidas y las no invadidas de la roca pueden ser determinadas.
- ✓ Debido a que las mediciones se hacen directamente detrás de la barrena, los datos pueden ser usados en tiempo real para la geonavegación.
- ✓ La resolución de las mediciones (cm), lateralmente y verticalmente, es de 1 a 2 órdenes de magnitud mejor que las mediciones a través de cable o las mediciones MWD.
- ✓ Si se desea, los núcleos pueden ser recuperados en superficie para un análisis más detallado.

Esta metodología puede ser aplicada a técnicas de mediciones eléctricas, acústicas, nucleares, entre otras técnicas usadas en los registros de pozo actuales. Un registro durante la perforación, muchas veces es la única alternativa para tomar datos *in situ* en ambientes difíciles de perforación.

4.5 RESUMEN DE ASPECTOS RELACIONADOS A LOS MUESTRADORES DE FONDO Y DE PARED

TIPO DE MUESTREO	TIPO DE FORMACIÓN	CARACTERÍSTICAS	APLICACIONES
CONVENCIONAL	Formaciones consolidadas, no consolidadas y fracturadas y en todo tipo de litología (areniscas, calizas, dolomías, rocas ígneas, metamórficas)	Se utiliza el equipo más común y se obtienen núcleos largos. En formaciones fracturadas o no consolidadas se utiliza camisas de PVC. Es necesario en yacimientos con alta temperatura el uso de fibra de vidrio y compuestos de grafito, pues estos son resistentes a altas temperaturas, la limitante es que se eleva el costo apreciablemente.	Para pozos verticales
PRESIÓN	Aplicable en arenas muy suaves, en secuencias de arena/lutitas, en carbonatos consolidados y en carbonatos sumamente fracturados	El barril es similar al convencional pero tiene una válvula de bola que permite que se mantenga la presión de la formación durante el corte y la recuperación del núcleo. Costos de operación elevados.	Se puede obtener la presión del yacimiento siempre y cuando se tomen en cuenta las variaciones que sufrió el núcleo en el viaje hacia la superficie. Para análisis de saturación de fluidos.
ESPONJA	Formaciones suaves y no consolidadas	Barril que posee un espacio anular lleno con esponja, poroso y permeable y permite conservar las saturaciones de aceite, agua y gas del núcleo.	Se usa en aplicaciones de Ingeniería de yacimientos y recuperación mejorada.
GEL	Formaciones duras, medias y suaves o deleznales con resistencia compresiva baja, no confinada. Apto para calizas y areniscas que tienen porosidad de matriz.	Barril que posee un espacio anular alrededor del núcleo lleno de gel y encapsula al núcleo protegiéndolo de esfuerzos mecánicos que amenacen romperlo.	Se utiliza para la determinación de la saturación de aceite residual o para análisis especiales
MANGA ELÁSTICA	Se usa en formaciones suaves poco consolidadas, y en conglomerados escasamente cementados.	La manga envuelve al núcleo manteniéndolo intacto e inhibe la contaminación por lodo o filtrado de lodo y le provee estabilidad mecánica para que posteriormente en la superficie sea cortado. No recomendable en yacimientos con altas temperaturas. El manejo de los núcleos debe de ser muy cuidadoso.	Se obtienen parámetros geomecánicos y petrofísicos necesarios para analizar rocas deleznales
ORIENTADO	Se aplica en yacimientos fracturados con tendencia a atascamientos, en formaciones consolidadas, no consolidadas y fracturas.	Orienta el núcleo en el subsuelo por medio de una zapata trazadora unida al atrapánúcleo para determinar la inclinación y buzamiento estructural de la formación y evaluar las fracturas. Costos de operación elevados. Las operaciones, preservación y manejo del núcleo deben realizarse con mucho cuidado.	En aplicaciones de Ingeniería de yacimientos e investigaciones de mecánica de roca. En estudios de rumbo y echado, de permeabilidad direccional, estratigráficos.

LÍNEA DE ACERO	Formaciones consolidadas	Un barril nucleador para línea de acero tiene un receptáculo para el núcleo, que puede ser levantado hacia la superficie, por dentro de la sarta de perforación, con la ayuda de una línea de acero que está sujeta a un malacate auxiliar en la superficie mientras la barrena nucleadora permanece en el fondo del pozo. No recomendable en formaciones poco consolidadas o fracturadas, así como en yacimientos con altas temperaturas.	Se usa en proyectos costa afuera, aguas profundas o en operaciones de muestreo en las que los viajes para sacar y meter los barriles cortanúcleos son antieconómicos.
MOTOR DE FONDO	Aplicable en formaciones duras o altamente fracturadas	Tiene una tubería interna sin rotación que recibe al núcleo, minimizando el potencial de atascamiento de la muestra cortada.	Para pozos desviados, horizontales o multilaterales. Se reduce el peso requerido en la barrena.
NÚCLEO Y PERFORACIÓN	Formaciones fracturadas y consolidadas.	La extracción de muestras se produce durante la perforación con rápidos cambios de herramientas y mínima interrupción del proceso de perforación, sin necesidad de viajes de tubería. La barrena cortanúcleos se convierte en barrena perforadora al insertarle un tapón removible y una rápida recuperación con línea de acero.	Permite la toma de núcleo en pozos exploratorios donde la determinación de puntos de muestreo es difícil
TIPO DE MUESTREO	TIPO DE FORMACIÓN	CARACTERÍSTICAS	APLICACIONES
NÚCLEO DE PERCUSIÓN	Apropiadas para areniscas de granos medios a gruesos o tamaños menores, calizas con porosidad intercrystalina o intergranular (mudstones y grainstones, algunos wackestones, mientras no sean fracturadas) y lutitas.	Este muestreo tiene lugar en las primeras pulgadas de la pared del agujero, en regiones que generalmente están invadidas por el filtrado de fluido de perforación. El núcleo de pared es obtenido del pozo con un pequeño barril, disparado por un explosivo, consta de un cuerpo pesado de acero que contiene varios barriles pequeños cortadores de núcleos.	Proporcionan evidencia física de los datos de los registros eléctricos de la formación y ayudan a determinar si se requieren análisis más detallados. se usan para examinar los contenidos de fósiles
DE ROTACIÓN	Formaciones consolidadas y en areniscas delgadas que no presenten fracturas distribuidas en intervalo más o menos profundo.	Es una herramienta con línea de acero hidráulico/eléctrico equipada con una pequeña barrena nucleadora, la cual funciona por medio de un motor de fondo para perforar y recuperar la muestra en todo tipo de superficies de rocas	Se requiere para ajustar registros geofísicos y hacer una caracterización petrográfica de la roca. Así como, análisis mecánicos de rocas para el diseño del fracturamiento hidráulico y predicción de arenas potenciales.

TABLA 4.12 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS DIFERENTES MUESTRADORES DE NÚCLEO DE FONDO Y DE PARED

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se realizó una investigación bibliográfica en distintas fuentes y se recopilaron datos sobre las técnicas existentes para cortar muestras de roca en pozos petroleros. Aunque se intentó, es de suponerse que no se logró tener toda la información que se ha publicado hasta la fecha. Con base en la información recopilada, y en especial la editada por compañías que proporcionan el servicio de corte de muestras de roca, se preparó este trabajo que presenta un panorama general de la tecnología referente a la obtención de núcleos del subsuelo.

En la industria petrolera existen varias técnicas y, por consiguiente, diversos diseños de equipos cortadores de núcleos en los pozos que tienen como objetivo llevar a la superficie muestras representativas de las rocas de los yacimientos.

Los aspectos más importantes que se toman en cuenta para establecer un diseño de equipo muestreador de roca y las técnicas de operación correspondientes, son los siguientes:

- Parámetros de las formaciones que se desean medir o conocer en el campo y en el laboratorio.
- Ubicación del pozo (terrestre, marino somero, aguas profundas)
- Tipo de pozo (vertical, direccional, horizontal)
- Tipo de roca a nuclear (arena, arenisca, carbonato)
- Tipo de formación a nuclear (consolidada, deleznable, fracturada)
- Profundidad de muestreo (somera, mediana, grande)
- Lugar de núcleo en el pozo (fondo, pared)

En los diseños de los equipos, por lo general, cambian principalmente las características de los barriles muestreadores. La mayoría de las técnicas de operación de corte de núcleos de fondo que utilizan la tubería de perforación siguen la conocida como técnica convencional, con algunas modificaciones de acuerdo al barril nucleador que se utilice.

Constantemente se mejoran las técnicas en uso y se proponen otras con el propósito de cortar muestras de roca que conserven, desde diversos puntos de vista, las condiciones a las que se encuentran en el subsuelo; por ejemplo: los barriles muestreadores con doble tubo han remplazado efectivamente los métodos de muestreo con manga elástica para rocas fracturadas y no consolidadas. Los barriles interiores disponibles hechos de fibra de vidrio o aluminio trabajan mejor debido a su bajo coeficiente de fricción y capacidad para evitar el atascamiento. El sistema receptor de núcleo de cierre completo ha contribuido para obtener mejores

recuperaciones en rocas no consolidadas. El equipo de muestreo de baja invasión ha resultado crucial en estudios de yacimientos. Se dispone de equipo de muestreo acoplado a un motor de fondo, así como dispositivos que toman registros geofísicos al mismo tiempo y se han diseñado barrenas que perforan y con un pequeño cambio pueden cortar núcleos.

Los problemas comúnmente asociados durante las etapas de corte y manejo de núcleos pueden ser eliminados o reducidos al máximo si se hacen buenos diseños del ensamblado del muestreo en el fondo del pozo y del programa de fluidos de perforación para minimizar la invasión del lodo y maximizar los parámetros de perforación, así como buena selección de los métodos para prevenir la pérdida de fluidos o la absorción de contaminantes y la aplicación apropiada de técnicas del manejo de núcleos y métodos de preservación basados en los tipos de rocas, grados de consolidación y tipos de fluidos saturantes.

No se dispuso de información de los costos de núcleo pero indiscutiblemente son elevados. Por diversos factores, algunas técnicas son más costosas que otras. Tomando en cuenta lo anterior, se recomienda que las operaciones de corte de núcleos sean realizadas por personal capacitado. Asimismo, los trabajos de manejo de núcleos en superficie (extracción de los barriles, protección, preservación y empaque) deben llevarse a cabo con mucho cuidado y por personal experimentado. Igualmente, los análisis de campo y de laboratorio deben ser los apropiados de acuerdo a las técnicas de núcleo y preservación utilizadas y a la aplicación que tendrán los resultados que se obtengan de tales pruebas.

Existe la necesidad en la industria petrolera de tener datos precisos de las propiedades de la formación, como las proporcionadas por los núcleos; sin embargo, un porcentaje muy bajo del total de pozos que se perforan para explotar un yacimiento son nucleados, por lo que es muy recomendable que se establezcan relaciones entre datos de núcleos y datos de los variados registros que se toman en los pozos, relación comúnmente llamada calibración de registros, para realizar estudios y trabajos que exijan características y propiedades de la roca y del sistema roca-fluidos.

Se considera que el conocimiento del yacimiento empieza a través de la adquisición de núcleos y su análisis, es por ello necesario que los estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera conozcan las características más importantes de la tecnología que se utiliza para la extracción de núcleos y sus análisis de campo y de laboratorio, por lo que se considera que este trabajo puede ser apoyo en la impartición de materias como Elementos de Perforación de Pozos, Caracterización Estática de Yacimientos y Petrofísica y Registros Geofísicos.

BIBLIOGRAFÍA.

- ♣ Arango Solano Gloria, “Tecnologías de monitoreo en tiempo real en pozo” Tesis de licenciatura Junio 2009. UNAM-Facultad de Ingeniería
- ♣ Arrellano G. J.: “Notas del curso de licenciatura: Geología de explotación” UNAM.
- ♣ Baker - Hughes, INTEQ. “Coring Handbook” August 1999.
- ♣ Baker Hughes, INTEQ “Gel Coring System”
- ♣ Baker - Hughes INTEQ. “Coring Applications and Technology: Tools for geologic Modeling of Petroleum Reservoirs” 1999
- ♣ Brewer Tim, Fox P.J., Goldeberg D., Kittredge S., Mrozewski Stefan.: “Perforación de Pozos profundos en los Océanos con fines científicos: revelación de los secretos de la Tierra” Oilfield primavera del 2005
- ♣ Brindley C.P. : “ Continuous Orientation Measurement Systems Minimize Drilling Risk During Coring Operations” SPE 17217. February 28-March 2, 1988.
- ♣ Cancino O. R.: “Características Geológicas-Petrofísicas de Yacimientos Petroleros en Rocas Carbonatadas.” Tesis de licenciatura. Diciembre 2004
- ♣ Castillo Tejero C.: “Notas de curso licenciatura: Geología de Yacimientos” UNAM
- ♣ Filshtinsky Michael, Aumann J.T., Quinn Joel: “New Tools Improve the Economics of Coring” SPE 12092, October 1983.
- ♣ Garduño Aguilar Gersón Jesús, “Recuperación Continua de Núcleos en la Plataforma Carbonatada de Yucatán, Golfo de México, Análisis y evaluación de Sistemas de Recuperación Continua e Intermitente de Núcleos” Tesina 2009. UNAM-Facultad de Ingeniería
- ♣ Goldeberg D., Grigar K., S. Mrozewski & Shipboard Scientific Party, ODP.: “ Logging while coring: First tests of a new technology for scientific drilling”

- ♣ Hagedorn, A. R. y Blackwell, R. J.: “Summary of Experience with Pressure Coring” SPE 3962. October, 1972.
- ♣ Ham William E.: “Classification of carbonate rocks a symposium.” AAPGE. 1962
- ♣ Hashmy K.H., Robinson K.A., Rojas J.M., and Skopec R.A.: “Wireline Coring Device Aids Evaluations of Complex Geologic Areas”. SPE 14299 September 22-25, 1985
- ♣ Hyland, C.R., “Pressure Coring - An Oilfield Tool” SPE 12093. October 5 - 8 1983
- ♣ Keelan Dare.: “Coring Part 1 - Why it is done”, World Oil, March 1985. Pags. 83-90
- ♣ Kull Tamara: “Coring and core analysis” oil and gas production.
- ♣ Larson V.F.: “Deep - Water Coring for Scientific Purposes” SPE 5171, August 1975
- ♣ Larson Valdemar F., Foss Glen N.: “Deep Ocean Coring - Recent Operational Experiences of the Deep Sea Drilling Project” SPE 9409 September 1980.
- ♣ Laubach S. E., and Doherty E.: “Oriented Drilled Sidewall Cores for Natural Fracture Evaluation” paper SPE 56801. October 1999.
- ♣ Lindsey, H. E. Courter, C. N. y Lebourg, M. P.: “A New Tools for Core Recovery of Soft, Unconsolidated Formations” SPE 3603. October, 1971.
- ♣ Lucia, F. Jerry “Carbonate Reservoir Characterization.” Springer. 1999
- ♣ McKay A.M., Moore T.A.: “ Core Data Acquisition - An Alternative Approach” SPE 57554. 8-10 November 1999.
- ♣ McKay, A.M., and Moore, T.A., “Core Data Acquisition - An Alternative Approach”, paper SPE 57554 presented at the 1999 SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference, Abu Dhabi, UAE, 8-10 November, 1999

- ♣ McCray Arthur W. “Tecnología de la Perforación en Pozos Petroleros”
- ♣ Ocean Drilling Program (ODP) Logging Services. “Logging While Coring Resistivity at bit System”
- ♣ Park Arthur, Devier C.A.: “Improved Oil Saturation Data Using Sponge Core Barrel” SPE 11550 February 27-March 1, 1983.
- ♣ Part Art.: “Coring Part 2 - Core Barrel Types and Uses”, World Oil, April 1985. Paginas 83-90
- ♣ Part Art.: “Coring Part 3 - Planning the Job”, World Oil, May 1985. Paginas 79-86
- ♣ PEMEX Capitulo 4: “Guía para la selección de Barrenas”
- ♣ PEMEX “Historia de la perforación en México” Capitulo 4: barrenas e hidráulica de la perforación.
- ♣ PEMEX. Exploración y Producción: “Guía para el manejo y la preservación de núcleos” Subdirección de la coordinación técnica de Explotación
- ♣ Rodríguez Santana Eduardo: “Apuntes de geología del petróleo” UNAM Facultad de Ingeniería
- ♣ Servet Unalmiser & James J Funk.: “Engineering core analysis,” paper SPE 36780. April 1998.
- ♣ Skopec R.A.: “Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Toward Reliable Core Analysis” SPE 28153 April 1994. Pagina. 280
- ♣ Skopec R.A., Collee P.E. y Shallenberger L.K.: “ High-Viscosity Gel Encapsulation for Core Preservation and Improved Reservoir Evaluation” JPT. May 1995. Pagina 399.
- ♣ Tibbitts, G.A. y Radford, S.R., “New Technology and Tools for the Recovery of Representative Cores from Uncemented Sand Formations,” SPE 14297, September 22-25, 1985

- ♣ Vargas Hernández José de Jesús, “Tecnología para el corte y recuperación de núcleos en yacimientos naturalmente fracturados” Tesis de licenciatura Junio 2009. UNAM-Facultad de Ingeniería
- ♣ Warren Tommy, Powers Jim, Bode David, and Smith Lee.: “Development of a Commercial Wireline Retrievable Coring System”. SPE 52993 December 1998.
- ♣ Warren, T.M., Powers, J., and Bode, D.: “Development of a Wireline Retrievable Coring System,” paper SPE 36536 presented at the 71st Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Oct. 6-9, 1996.
- ♣ Whitebay L.E.: “Improved Coring and Core-Handling Procedures for the unconsolidated Sands of the Green Canyon Area, Gulf of Mexico”. SPE 15385, October 5-8, 1986.

Baker-Hughes: <http://www.bakerhughesdirect.com>

Halliburton: <http://www.halliburton.com>

Schlumberger: <http://www.slb.com>

Society of Petroleum Engineers: <http://www.spe.org>

Ocean Drilling Program: <http://www.oceandrilling.org>