



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO.
FACULTAD DE INGENIERÍA.**



**TECNOLOGÍAS PARA EL CORTE, MANIPULACIÓN,
PRESERVACIÓN Y ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN POZOS
PETROLEROS.**

**T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A:

Christian Mario Pillado Torres.

**DIRECTORA DE TESIS:
Ing. María Cristina Avilés Alcántara**

CIUDAD UNIVERSITARIA, D. F.

2016



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.

CONTENIDO.

	Pág.
OBJETIVO	
RESUMEN	
INTRODUCCIÓN	1
1. CORTE	3
1.1. Fluidos de corte.....	4
1.2. Barril de corte para el nucleo.....	11
1.2.1. Convencional.....	11
1.2.2. Para formaciones duras.....	13
1.2.3. Tipo liner.....	13
1.2.4. Desechable.....	14
1.3. Barriles especiales para el nucleo.....	15
1.3.1. Presurizados.....	15
1.3.2. Liner con esponja.....	16
1.3.3. De sello hermético.....	17
1.3.4. Con mangas de hule.....	17
1.3.5. Recuperable con línea de acero.....	18
1.3.6. Núcleos orientados.....	18
1.4. Corte de pared de pozo con línea de acero.....	19
1.4.1. Por percusión.....	19
1.4.2. Rotación.....	19
1.5. Barrenas de corte.....	20
1.5.1. De diamante natural.....	21
1.5.2. De Diamante Poli-cristalino Compacto (PDC).....	22
1.5.3. Con diamante térmicamente estable (TSP).....	24
1.6. Cátcher de núcleo.....	25
2. MANIPULACIÓN	26
2.1. Barril interno reusable estándar.....	27
2.2. Etiquetado y registro de núcleo.....	28
2.3. Liners y barril interno desechable.....	29
2.4. Núcleos confinados a presión.....	31
2.5. Núcleos con recubrimiento de esponja.....	32
2.6. Núcleos orientados.....	32
2.7. De pared de pozo recuperados con línea de acero.....	32
3. PRESERVACIÓN	34
3.1. Estabilización Mecánica.....	35
3.2. Mediante el controlando del ambiente.....	35
3.3. Con láminas de plástico	36
3.4. Bolsas de plástico.....	36

	Pág.
3.5. Inmersión y revestimiento de resina.....	37
3.6. En barriles, liners y/o tubos.....	38
3.7. Recipiente al vacío.....	38
3.8. Descripción y preparación del núcleo.....	39
3.8.1. Registros.....	40
3.8.2. Limpiado de núcleo.....	43
3.8.3. Secado de núcleo.....	44
3.8.4. Preservación de la muestra.....	45
4. ANÁLISIS	46
4.1. Métodos para determinar la saturación de fluidos.....	46
4.1.1. Retorta a presión atmosférica.....	46
4.1.2. Extracción por destilación (Dean Stark)	49
4.1.3. Extracción de fluidos con solvente.....	54
4.1.4. Escaneo.....	56
4.2. Medición de porosidad.....	57
4.2.1. Medición del volumen bruto de roca.....	57
4.2.2. Medición del volumen de poro.....	61
4.3. Determinación de la permeabilidad.....	67
4.4. Mecánica de Rocas.....	69
4.5. Prueba biaxial de laboratorio.....	83
5. AVANCES RECIENTES EN EL ANÁLISIS DE NÚCLEO	87
5.1. Mejoras en el corte, manipulación y preservación de núcleos.....	88
5.2. Herramientas de corte de núcleo completo.....	89
5.3. Corte de núcleos con línea de Acero.	90
5.4. Preservación y manipulación de núcleo.....	90
5.5. Análisis rutinario de núcleo.....	94
5.6. Análisis en las instalaciones.....	95
5.7. Tecnologías de imagen de núcleo.....	95
5.8. Propiedades de la roca.....	99
5.9. Análisis estándar de núcleo. Permeabilidad relativa y presión capilar.....	99
5.10. Análisis Digital del Núcleo.....	101
6. CONCLUSIONES	105
7. BIBLIOGRAFÍAS	107

OBJETIVO.

- Exponer los principales equipos, procedimientos y protocolos en el corte, manipulación, preservación y análisis de núcleos; haciendo énfasis en las ventajas y desventajas de cada uno de ellos. Además de distinguir los principales avances y tendencias en cuanto a la extracción de núcleos se refiere.

RESUMEN.

El análisis de núcleos ha recorrido un largo camino desde la época en que eran considerados como un gasto innecesario por la poca importancia que se les daba, hasta nuestros días, que son considerados parte fundamental en la caracterización de los yacimientos.

Nuestras herramientas y métodos para el corte y análisis de núcleos han cambiado, pero nuestros intereses no. Nuestro interés sigue siendo la adquisición de las propiedades de la roca del yacimiento que determinan la producción de hidrocarburo, la variación de estas mismas propiedades y de cómo estas propiedades son responsables de la recuperación total de hidrocarburo.

Los datos obtenidos del análisis de núcleo son complemento de los datos de producción y de campo. Dichos datos son usados para eliminar las incertidumbres que existen en el yacimiento y que los registros, pruebas de pozo y datos sísmicos no cubren. Este requisito define el objetivo principal del corte y análisis de núcleos; el cual, al mismo tiempo define el tipo de fluido de control a usarse, las herramientas y procedimiento de manipulación que serán empleadas. En la mayoría de los casos, este objetivo no puede ser cumplido con la extracción de núcleos de un solo pozo, por lo que se hacen correlaciones entre múltiples pozos. De esta manera, la toma de núcleos es parte integral del ciclo de vida del yacimiento. La información obtenida servirá para generar el modelo geológico, de producción y de ingeniería.

En el primer capítulo de este trabajo describimos como se hace la planeación de un programa de corte de núcleo, cual decisión, de múltiples alternativas, debe ser tomada y por qué. Posteriormente nos enfocamos en los fluidos de control para el corte de núcleos, su diseño y principales factores que influyen en la recuperación de un buen núcleo. Las herramientas para el corte de núcleo son de mucha importancia, así que, describimos cada herramienta usada para recuperar núcleos del fondo del pozo hasta la superficie.

Una vez que el núcleo está en la superficie, la manipulación que se tenga de él debe seguir las mejores prácticas posibles puesto que el valor de la información proveniente de un análisis de núcleo es función directa de la calidad y cuidado en las operaciones iniciales. Así, el objetivo de un programa de manipulación es minimizar la

alteración física entregando un núcleo lo más representativo del yacimiento. Existen rocas que necesitan algún cuidado en particular según las características específicas de las mismas.

La preservación de núcleos para su análisis es de vital importancia debido a que de ello depende la exactitud de los datos obtenidos. La preservación de núcleos es un intento de mantenerlos, hasta antes de su análisis, en las condiciones con las que fueron extraídos del barril de núcleo. En el proceso de cortar, recuperar y transportar el núcleo a la superficie, los fluidos contenidos en la roca son alterados de forma inevitable debido a cambios de presión, temperatura, etc. El método de mantener el núcleo a presión es un intento de mitigar dichas alteraciones. En el capítulo cuatro describimos los métodos y técnicas para la preservación del núcleo.

Los objetivos del análisis de núcleos han permanecido constantes desde hace más de 20 años: reducir la incertidumbre en la evaluación del yacimiento y hacerlo rápido. Básicamente, son necesarios tres parámetros principales: la saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad. En el capítulo cinco presento los métodos, tecnologías y protocolos para obtener las propiedades de la roca dando un caso de aplicación real.

Finalmente, se exponen algunos avances en el análisis de núcleos. En la actualidad el análisis de núcleos parece dar menos importancia a las mediciones estándar del análisis de núcleo y mayor importancia adquiere las tecnologías de imagen y simulación numérica del núcleo. Hoy, el tiempo que separa la exploración/explotación, perforación y la toma de decisión del proyecto, ha disminuido al punto que el administrador de proyecto requiere datos de análisis en el menor tiempo posible. La solución óptima de lograr tener información rápida es mediante la simulación numérica de la física de la roca, la cual, actualmente, aún requiere de datos experimentales para su validación. Las mediciones por Resonancia Magnética Nuclear sobre el núcleo y la calibración núcleo/registro se iniciaron alrededor de los años 1990, sin embargo, actualmente son ciencias mejor comprendidas.

Introducción.

Al pasar de los años la extracción de petróleo cada vez se presenta con mayores dificultades y retos. La mayoría de los yacimientos del mundo y en particular de México han alcanzado su pico de producción entrando en su natural etapa de declinación, si bien a la fecha es imposible contrarrestar esta situación, si es posible suavizarla y prolongar la vida productiva del yacimiento dentro de parámetros económicos favorables. Para lograr que los yacimientos maduros mantengan o incluso aumenten su producción mediante técnicas como la recuperación secundaria y mejorada es necesario tener una buena caracterización del yacimiento, para lo cual es necesaria suficiente información y sobre todo buena calidad en la información obtenida por diferentes estudios.

Para la caracterización petrofísica del yacimiento se usan diversas técnicas como son los registros geofísicos de pozos que usan las propiedades eléctricas, radioactivas o de densidad para determinar alguna propiedad de forma indirecta, entre dichas propiedades se tienen la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, litología, etc. Sin embargo, como ya se mencionó, en los registros geofísicos de pozo, las mediciones son indirectas y por ello siempre cabe entre sus resultados cierto error. Una forma directa de obtener las mismas propiedades físicas de la roca es obteniendo una fracción de la misma, lo que en la industria petrolera nombramos: núcleo de roca.

Estas muestras de roca permiten que los geo- científicos examinen directamente las secuencias depositacionales penetradas por una barrena de perforación. Además, brinda evidencia directa de la presencia, distribución y capacidad de producción de hidrocarburo y permiten la revelación de variaciones en los rasgos del yacimiento, que podrían no haber sido detectadas a través de las mediciones derivadas de los registros de fondo de pozo solamente. Mediante la medición o el análisis de la porosidad, permeabilidad y la saturación de fluido, basadas en muestras de núcleo, los operadores pueden caracterizar mejor los sistemas porosos de la roca y modelar con precisión el comportamiento de los yacimientos para optimizar la producción.

El análisis de núcleos es vital para determinar las propiedades de la matriz en las rocas y constituye un recurso importante para la caracterización de formaciones. El proceso, conocido como análisis rutinario de núcleo, ayuda a los geocientíficos a evaluar la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluido, la densidad de grano, la litología y la textura. Los laboratorios de análisis rutinario de núcleos (SCA) con frecuencia ofrecen una diversidad de servicios adicionales, tales como el servicio de adquisición de registros (perfilaje) de rayos gamma en núcleos para correlacionar la profundidad del núcleo con la profundidad de perfilaje de pozos, barridos por tomografía computarizada (TC) de los núcleos para caracterizar la heterogeneidad de las rocas y fotografías de núcleo para documentar y describir al mismo.

Cuando los operadores necesitan conocer los comportamientos de los yacimientos complejos, recurren a los análisis especiales de núcleos para la obtención de mediciones detalladas de propiedades específicas. Los laboratorios de análisis

especiales de núcleo (SCAL) normalmente se encuentran equipados para medir la presión capilar, la permeabilidad relativa, las propiedades eléctricas, el daño de formación, el tiempo de relajación de resonancia magnética nuclear (RMN), el factor de recuperación, la mojabilidad y otros parámetros utilizados para la calibración de los registros. Los servicios SCAL también son utilizados con el fin de caracterizar los yacimientos para los proyectos de recuperación mejorada y para el estudio de flujo multifásico y de la interacción entre roca y fluidos.

No obstante, las ventajas de obtener núcleos de roca, también presenta algunas complicaciones. Para obtener núcleos es necesario detener las operaciones de perforación, lo que eleva enormemente el costo de tomar núcleos, es por ello que los procedimientos de corte se han ido mejorando al punto de reducir al máximo este tiempo de corte. Una vez obtenido el núcleo, el cuidado que se tenga de él es esencial para la confiabilidad de los resultados obtenidos; es decir, que la confiabilidad de las propiedades petrofísicas o cualquier otro parámetro obtenido a partir del núcleo es función directa del cuidado que se tuvo al momento del corte, de la manipulación, de la preservación y el análisis.

Existen diferentes protocolos estandarizados y nuevas técnicas para las operaciones de corte, de manipulación, del análisis y la preservación de núcleos que ayudan a dar confiabilidad y reducir el error al máximo; sin embargo, pocos los conocen o posiblemente no las ponen en práctica debido a que desconocen la importancia que tiene el cuidado del núcleo para la confiabilidad de los resultados finales. Esta tesis es un esfuerzo por dar a conocer estas técnicas y procedimientos pero no solo eso, sino que también muestra los avances que se han dado en el corte, la manipulación y el análisis de núcleos, sus ventajas y por supuesto las tendencias que existen en cuanto a esto se refiere, observando que, en definitiva, las tendencias no se orientan al desarrollo de nuevos protocolos de análisis, sino más bien al procesamiento digital y la aplicación de registros de imagen practicados sobre núcleos.

El corte, la manipulación, el análisis y la preservación de núcleos adquirió nuevos retos con el surgimiento de los yacimientos no convencionales o de baja permeabilidad, así como por aquellos yacimientos constituidos por rocas no consolidada; sin embargo, para cada caso surge una nueva herramienta o un nuevo protocolo diferente.

1. Corte

El diseño de un programa de corte de núcleo es muy parecido a cualquier proyecto de ingeniería. La planeación inicia al determinar aquello que se desea lograr o alcanzar para posteriormente recabar toda la información que se tenga hasta el momento: pruebas de pozo, núcleos anteriores, recortes o núcleos de pared de pozo, etc.

Como ya se dijo, la planeación inicia listando los objetivos del programa de corte de núcleo. Para determinar los objetivos será necesario contar con un equipo multidisciplinario conformado por petrofísicos, ingenieros de yacimientos, geólogos, ingenieros de perforación y producción. Al momento de discutir los objetivos se debe tener en mente que la meta es producir más aceite y gas al menor costo unitario. Es necesario considerar las limitaciones en recursos, localización y tiempo. Otros aspectos que seguramente influyen son el tamaño del pozo, ángulo de inclinación, temperatura, presión y tipo de roca. De esta forma, la planeación se transforma en un proceso interactivo donde se construye consenso y se formula un programa detallado.

Los objetivos deben contemplar los siguientes temas:

- a. Objetivos geológicos.
 1. Información litológica.
 - i. Tipo de roca.
 - ii. Ambiente de depositación.
 - iii. Tipo de poro
 - iv. Mineralogía y geoquímica
 2. Mapas geológicos.
 3. Orientación de fracturas
- b. Petrofísica y de Ingeniería de Yacimientos:
 1. Información de permeabilidad:
 - i. Correlación porosidad/permeabilidad.
 - ii. Permeabilidad relativa.
 2. Datos de presión capilar.
 3. Datos para refinar los cálculos de registros.
 - i. Propiedades eléctricas.
 - ii. Densidad de grano.
 - iii. Registros gamma de núcleo.
 - iv. Mineralogía y capacidad de intercambiar cationes.
 4. Estudios de recuperación mejorada.
 5. Estimación de reservas:
 - i. Porosidad.
 - ii. Saturación de fluidos.
 6. Perforación y Terminación.

- i. Estudios de compatibilidad de fluidos de formación.
- ii. Datos de tamaño de grano para el diseño del empaque de grava
- iii. Datos de mecánica de rocas.

1.1 . Fluidos de corte.

Un fluido de perforación que es fundamentalmente líquido, se denomina también lodo de perforación. Se trata de una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido. El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como fase continua del fluido de control y las partículas suspendidas en él se llama fase discontinua. De esta forma, según se use agua o aceite para la fase continua el fluido de control se llamará base agua (emulsión directa) o base aceite (emulsión inversa), respectivamente.

Los fluidos de control para el corte de núcleos deben tener las mismas funciones que para una perforación de pozo; sin embargo, como el corte de núcleo se realiza con fines de investigación, es de esperarse que el objetivo central del fluido de control para el corte de núcleo sea minimizar la alteración física y química del núcleo.

A continuación, se enlistan las funciones que persigue cualquier fluido de control:

1. Transporta a la superficie los recortes y derrumbes durante la perforación del pozo.
2. Mantiene en suspensión los recortes cuando se suspende la circulación del fluido (efecto tixotrópico).
3. Controla las presiones de la formación mediante la presión hidrostática que ejerce la columna de fluido en el agujero perforado.
4. Enfría y lubrica la barrena y la sarta de perforación, durante la circulación del fluido.
5. Sostiene las paredes del pozo para evitar cerramientos del agujero perforado y, por ende, resistencias y fricciones durante el movimiento de la sarta de perforación.
6. Mantiene en suspensión la sarta y las tuberías de revestimiento debido al factor de flotación.
7. Genera la trasmisión de energía hidráulica. Se produce con la presión de bombeo del fluido a través de las toberas en la barrena. Mejora la limpieza del agujero y aumenta la velocidad de penetración. Actualmente, esta trasmisión de energía se utiliza para operar motores de fondo en la perforación de pozos direccionales.
8. Genera la toma de información a través de registros eléctricos, radioactivos, sínicos o de densidad al efectuarse con fluidos que no erosionen física o químicamente las paredes del agujero y que propicien la conducción eléctrica, para el caso particular de registros eléctricos, con propiedades iguales a los fluidos contenidos en la formación perforada.

Fase continúa de los fluidos.

La fase continua de un lodo base agua es el agua. Algunos aditivos químicos que son sólidos se disuelven o dispersan en la fase continua. Forman una mezcla homogénea que proporcionará un sistema de fluido de perforación; por ejemplo, la sal de sodio se disuelve por completo y se ioniza en el agua hasta llegar al punto de saturación. Por arriba de este nivel, la sal se mantendrá en forma de cristales en estado sólido, la cual se dispersará como tal en la fase continua del fluido.

Los cationes de las sales (Na^+ , Ca^{++} , K^+ , NH_4^+) producen en la estructura de las arcillas una inhibición, evitando una hidratación posterior al contacto con el agua, que al tener presentes iones hidroxilo (OH^-) mejoraran la dispersión de las arcillas, reduciendo el efecto de contaminantes como los gases CO_2 y H_2S , al tiempo que inhibe la corrosión. Por esta razón no existen dos fluidos iguales. Los elementos contaminantes de una formación, así como la propia estructura litológica producirán alteraciones que, de acuerdo al manejo de los aditivos químicos en la formulación de los fluidos, se han llegado a obtener gran variedad de fluidos base agua.

En el caso de un fluido base aceite, conocido como emulsión inversa, la fase continua es el diesel y los glóbulos de agua salada son la fase discontinua o dispersa. Las teorías modernas que tratan de la formación y conducta de las emulsiones son complejas, sin embargo, está influida considerablemente por la relación aceite/agua, por el tiempo y grado de agitación; así como por el tipo y cantidad de emulsificantes empleados.

El fluido de emulsión inversa se define como un sistema en el que la fase continua es el aceite y el filtrado también lo es. El agua que forma parte del sistema consiste de pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite. Cada gota de agua actúa como una partícula de sólido. La adición de emulsificadores hace que el agua se disperse en el aceite y forme un sistema estable. Los emulsificantes que se usan en el sistema deben ser solubles tanto en agua como en aceite. El uso de otros materiales organofílicos va a proveer las características de gelación, así como la utilización de asfalto o gilsonita para la reducción de filtrado de iones de calcio o de sodio para la inhibición.

La emulsión inversa se formula usando una gran variedad de aceites: por ejemplo, diesel o aceites minerales. Se utilizan para perforar lutitas problemáticas por su alto grado de hidratación, zonas de arenas productoras con altas temperaturas, en medios corrosivos, etc.

Un óptimo fluido de corte de núcleos es definido como aquel que tiene mínima o ninguna interacción con la roca que está siendo cortada. Los esfuerzos que se han hecho al respecto, son para preservar el estado nativo de la roca debido a que los estudios realizados en estos núcleos ayudan a predecir mejor el comportamiento de estas rocas en el campo.

Por años han sido usados diferentes tipos de fluidos para el corte de núcleos. Aunque algunos fluidos se han comportado mejor que otros, casi todos han inducido alguna alteración física y química en la roca extraída. Problemas de tensión interfacial, invasión de fluidos, etc., al operar al mismo tiempo a ciertas condiciones de presión y temperatura producen efectos de daño indeseables, bloques de emulsión, cambios en la mojabilidad y permeabilidad de la roca y alteración en la salinidad del agua congénita.

Sin embargo, los nuevos fluidos de corte base aceite fueron puestos a prueba en un principio, en laboratorios. Debido a que estos fluidos de corte son libres de agua se produjeron grandes cambios. Estos sistemas de emulsión inversa han sido usados exitosamente en el corte de núcleos y en la perforación de pozos.

Teoría.

Cuando una roca es penetrada, los poros y fracturas expuestas son invadidos por sólidos y fluidos provenientes del fluido de corte de núcleo. Las presiones de circulación y la densidad del lodo actúan como fuerzas que introducen sustancias ajenas al núcleo en la matriz de la roca. Las rocas poseen poros que no están conectados, por lo que la invasión de fluido está limitada a las áreas expuestas inmediatamente en la superficie de la roca. Sin embargo, si el núcleo posee alta permeabilidad o micro fracturas que comuniquen zonas aisladas de permeabilidad, la invasión de fluido puede proceder hasta el interior de la roca.

Con el fin de prevenir la invasión de lodo y de disminuir el filtrado de lodo en la formación se han incluido de forma rutinaria en los fluidos de perforación y de corte de núcleos agentes de control de filtrado y materiales de barrera. Estos agentes funcionan como una barrera física que bloquean el poro y las fracturas expuestas. Debido a que estos agentes no forman una barrera 100% impermeable, son considerados más apropiadamente como retardadores de invasión de fluidos. De esta forma, la invasión de filtrado de lodo es función del tiempo de exposición a dichos fluidos de corte.

Las rocas sedimentarias productivas en todo el mundo, inicialmente fueron depositándose en ambientes marinos o acuáticos al mismo tiempo que la presión de sobre carga comprime el agua atrapada en la matriz de la roca. Las arcillas en estas rocas son capaces de absorber agua con lo cual la migración de agua de un fluido de perforación o corte base agua no puede ser evitada. Este fenómeno e invasión acuosa solo puede ser superado con el uso de agentes que inhiban el filtrado. Estos factores hacen que los lodos de perforación base agua no sean tan buenos candidatos para el corte de núcleos.

Sin embargo, cuando un fluido de corte de emulsión inversa contiene sales disueltas en la fase no continua, la migración de agua puede ser detenida o incluso invertida. Esta teoría de la presión osmótica en fluidos base aceite es discutida en la literatura común. El problema en el uso de un sistema de emulsión inversa está en la dificultad de mantener la salinidad en la fase acuosa en los niveles exactos a los del agua congénita. Siempre ocurren cambios impredecibles en la salinidad de la formación.

Con la correcta combinación de las propiedades físicas de la roca y química del fluido de corte, la roca tenderá a estar más limpia de filtrado y de sustancias ajenas a la roca.

Debido a la tendencia de las rocas a absorber fluido dentro de su matriz y la presión capilar se produce la hidratación y/o hinchazón de la matriz. Bajo las condiciones adecuadas, el agua de invasión puede desplazar, casi en su totalidad, el agua congénita.

En resumen, un buen fluido de corte de núcleos no solo debe cumplir las funciones normales de un fluido de perforación, sino que, además, debe minimizar o eliminar cualquier reacción entre el mismo y la formación que se está cortando. No se deben inducir cambios de permeabilidad y mojabilidad. El agua intersticial y los contactos de agua y aceite deben permanecer inalterados. Debido a que no hay formaciones homogéneas, el fluido de corte no debe alterar el estado inicial de las arenas, arcillas, carbonatos, o cualquier mineral presente. Una alteración de alguno de estos factores generará la alteración de todo el sistema.

Fluidos de corte base agua.

El fluido de corte base agua consiste de bentonita mezclada en “agua fresca”. Los núcleos obtenidos con este sistema de fluido, aunque no con un buen porcentaje de recuperación de núcleo, se desearía una mejor recuperación en términos de calidad del núcleo. Los aditivos para el control de filtración fueron usados desde hace mucho tiempo. Algunas formulaciones de estos aditivos contienen thinner como los lignosulfonatos y/o los lignitos. A consecuencia de estos materiales, los fluidos adquieren un elevado pH lo que puede desestabilizar a las arcillas y por ello se reduce su popularidad como fluido de corte.

Actualmente está siendo usado un sistema parecido al anterior compuesto por bentonita, CMC (sodio carboximetil celulosa), fécula común y barita. La determinación exacta de la saturación de agua de formación junto con la salinidad continúa siendo el principal problema de estos sistemas. Más aún, la desestabilización de las arcillas que fungen como cementante del núcleo, continúa siendo un problema.

Existen algunos casos muy especiales en donde el uso de un fluido de corte base agua ofrece la obtención de un núcleo en más o menos buenas condiciones. Pero en general, los fluidos base agua continúan presentando dificultades con respecto a la invasión del núcleo.

Fluidos de corte base aceite.

Los lodos de emulsión inversa, en donde el aceite es la fase continua que contiene pequeñas partículas de agua suspendidas, fueron usados como fluido de perforación desde 1950. En aquel tiempo, éste sistema de fluido de corte no podía estabilizar las arcillas reactivas encontradas en el intervalo perforado, lo que limitó su uso. Posteriormente se descubrió que al disolver sal en la fase no continua del fluido base aceite, se generaba una presión osmótica suficientemente alta como para desplazar el agua de las arcillas reactivas, logrando la estabilidad química de las mismas. Éste hecho

hizo que los fluidos de emulsión inversa fueran ideales para la perforación de formaciones arcillosas.

Aunque la recuperación de núcleos se vio favorecido por los fluidos de emulsión inversa, las investigaciones de laboratorio hallan algunas desventajas definitivas de estos sistemas. Algunos de los reactivos presentes en estos sistemas alteran la mojabilidad de la roca, afectando su permeabilidad relativa. La severidad de estos cambios de mojabilidad depende de la química del reactivo y su concentración en el fluido. Otro problema que se observó es que, si existen diferencias significativas entre la salinidad de la fase dispersa en el lodo de emulsión inversa y la salinidad en el agua congénita de la roca, se genera la migración de agua alterando la roca.

En consecuencia, los estudios de yacimiento muchas veces reportan grandes incrementos en la salinidad del agua intersticial, hasta el punto en que dicha salinidad iguala la salinidad de la fase discontinua en el lodo base aceite. También ocurren problemas de bloqueo de emulsión con algunos sistemas que contiene altas concentraciones de jabón.

Otros tipos de lodos de emulsión inversa contienen pequeñas cantidades de agua, pero mayor concentración de asfaltenos lo que los hace altamente dañinos, con lo cual no son buenos para obtener núcleos en estado nativo.

Para el año de 1970, la relación entre el volumen de aceite y agua era de 95/5. Con esto se esperaba que disminuyera la alteración en las propiedades de la roca. Sin embargo, como aún era necesario el uso de sal en la fase dispersa para controlar las arcillas perforadas, aun se inducía alguna alteración en el núcleo obtenido. Posteriormente, el uso de metanol (CH₃OH) como sustituto de cierta cantidad de agua en el sistema de emulsión inversa permitió mejorar la calidad de los núcleos. Aún con estas mejoras, obtener núcleos en estado nativo era inalcanzable.

Desarrollo de Fluidos de Corte para Estado Nativo.

En 1980 se iniciaron trabajos de laboratorio con el fin de idear un fluido de corte capaz de recuperar núcleos en estado original o nativo. Se obtuvo un fluido capaz de cortar núcleos en estado original, siempre y cuando estos fueran mojados por agua. Para el uso de estos sistemas se proporcionaron los siguientes criterios:

1. El fluido no debe contener agua para evitar la formación de bloques de emulsión, cambios en la salinidad del agua intersticial, permeabilidad de la roca, y en los niveles de saturación de agua.
2. No debe producir cambios o estos deben ser mínimos en la mojabilidad medida con la prueba de Amott.
3. Debe tener bajos gastos de filtración para minimizar la invasión en el núcleo.
4. Debe tener buenas propiedades de flujo y puede ser usado con diferentes densidades.
5. Sus propiedades deben permanecer estables a los cambios de temperatura
6. Debe permanecer estable si se contamina el fluido hasta con un 10% de agua.

Siendo necesaria la ausencia de agua en un fluido de perforación, la inclusión de surfactantes emulsificadores convencionales fue descartada. En lugar de los emulsificadores convencionales se sugirió el uso de un aditivo que podía formar una emulsión débil al ocurrir un influjo de agua al sistema. Este “emulsificador in-situ” se convirtió en la base para los fluidos de corte en estado nativo.

Lo innovador del sistema es que contiene una muy pequeña cantidad de óxido de calcio (CaO). En el instante en que ocurra un influjo de agua, las pequeñas cantidades de óxido de calcio se mezclan con un emulsificador para formar una espuma suave. El óxido de calcio que no reacciona aumenta la alcalinidad del sistema contaminado.

Sin la presencia de agua, las arcillas organofílicas podrían requerir un agente polar alternativo con el fin de dispersarlas. Cantidades muy pequeñas de metanol y de propilen-carbonato fueron escogidas como aditivos polares aceptables en estos sistemas.

Los niveles de filtración medidos según las normas API a altas presiones y temperaturas se mantuvieron bajos. Con el fin de eliminar el uso de materiales que contienen surfactantes contenidos en los aditivos de control de filtración en los lodos base aceite convencional, se iniciaron las investigaciones para encontrar un buen sustituto. Los materiales que contienen asfáltenos y que dañan notoriamente a la formación, fueron especialmente descartados. Después de mucha investigación en el

laboratorio, un asfalteno oxidado fue seleccionado e incorporado en la formulación original del control de filtración.

La tabla 1.1 muestra la formulación estándar para un fluido de corte en estado nativo. Después de numerosas pruebas, los resultados fueron favorables. Se encontró que el fluido no afecta el estado nativo del núcleo. Con estos resultados favorables en la mano, el sistema cumplió con todos los requerimientos técnicos que previamente se expusieron y así se inició su incorporación en la industria.

Después de observar lo expuesto anteriormente, podemos concluir que es posible obtener núcleos en estado original o nativo usando las tecnologías convencionales disponibles actualmente.

Tabla 1.1

Fluido de Corte para Estado Nativo - Formulación Estándar		
Material	Unidades	Concentración
Keroseno	bbbl	0.85
Arcilla organofílicas	lb _m /bbbl	8.0
Metanol	bbbl	0.015
Emulsificador in-situ	lb _m /bbbl	2.0
Oxido de Calcio	lb _m /bbbl	0.75
Asfalténio Oxidado	lb _m /bbbl	24.0
Barita	lb _m /bbbl	250.0

La selección del fluido de control para el corte de núcleos se basa en cuatro puntos.

- a) Seguridad.
- b) El principal objetivo del programa de corte.
- c) Lo referente a la cuestión ambiental.
- d) Costos.

La seguridad toma mayor importancia sobre todas las demás. Los fluidos de perforación deben diseñarse para contener la presión esperada de la formación al tiempo que limpia, lubrica y da estabilidad al fondo del pozo. EL objetivo del programa de corte debe influir en la selección del fluido de corte de núcleo. Los fluidos de corte de núcleo se deben diseñar para tener baja filtración estática API y muy pocas pérdidas de fluido dinámico con el fin de no dañar la formación y al núcleo.

Las cuestiones ambientales deben ser tomadas en cuenta. Sin embargo, esto involucra mayor costo en el sistema de fluidos.

Respecto de los costos, estos son de vital importancia pues intentar ahorrar en la selección de un fluido de perforación puede comprometer la exactitud de los estudios de núcleo o incluso aumentar los costos de dichos análisis.

La respuesta a la pregunta: cuál es el mejor fluido de corte. No puede ser dada de forma directa. Para el corte de núcleos se han usado fluidos base agua, base aceite, espumas, etc., para asegurar la recuperación del núcleo. La mejor recomendación que se puede hacer al respecto es asegurar el cumplimiento de los criterios expuestos arriba, así como mantener la integridad del núcleo al máximo y sin alteración.

1.2 Barril de corte para el nucleo.

Los equipos para corte de núcleo están diseñados para recuperar la muestra de roca en el fondo del pozo con el fin de realizar estudios de geología y de ingeniería. Se han desarrollado equipos especializados, como por ejemplo, atrapar los fluidos del yacimiento y conservarlos a la presión del mismo.

Con algunas excepciones, el sistema de corte consiste de un barril interno de núcleo ensamblado dentro de un barril externo de núcleo que a su vez se encuentra unido a la sarta de perforación. La barrena de corte se encuentra ensamblada en la parte inferior del barril exterior y un cátcher de núcleo se encuentra en el fondo del barril interno. El fluido de perforación se bombea a través de la tubería de perforación, atraviesa el ensamble del barril, fluye por el espacio anular entre el barril externo y el interno para finalmente pasar fuera de la barrena de corte.

La mayoría de los barriles de núcleo están diseñados, como ya mencionamos, con un barril exterior y un interior. El barril exterior, el cual por lo general es de tubería de acero similar a la lastra barrena 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.

Los barriles convencionales usualmente tienen 30 pies de largo. Los núcleos pueden ser de 30, 60 o 90 pies de largo según las características de la formación y la herramienta usada.

1.2.1 Convencional.

El barril de núcleo es quizás la herramienta más importante en la extracción de núcleos. Por tanto, el diseño de tal barril debe proporcionar tanta protección como sea posible contra daños por el fluido de perforación.

Las herramientas de corte convencional están disponibles para cortes de núcleo con diámetro desde 1.7 a 5.25 pulgadas (44.5 a 133.4 milímetros). La longitud puede variar desde 18 pulgadas (0.46 metros) para aplicaciones de pozos horizontales de radio

pequeño hasta 400 pies (121.9 metros) para formaciones consolidadas, uniformes y de radio de núcleo grande. El diámetro y longitud de los núcleos están en función del tamaño de pozo, ángulo de inclinación del pozo (debido a la acción de esfuerzos de sobrecarga), esfuerzos sobre la roca y la litología. La selección de un sistema en particular depende de la formación, de las instalaciones disponibles y de los objetivos del programa de núcleo.

En la siguiente figura se muestran los componentes comunes en un barril de núcleo.

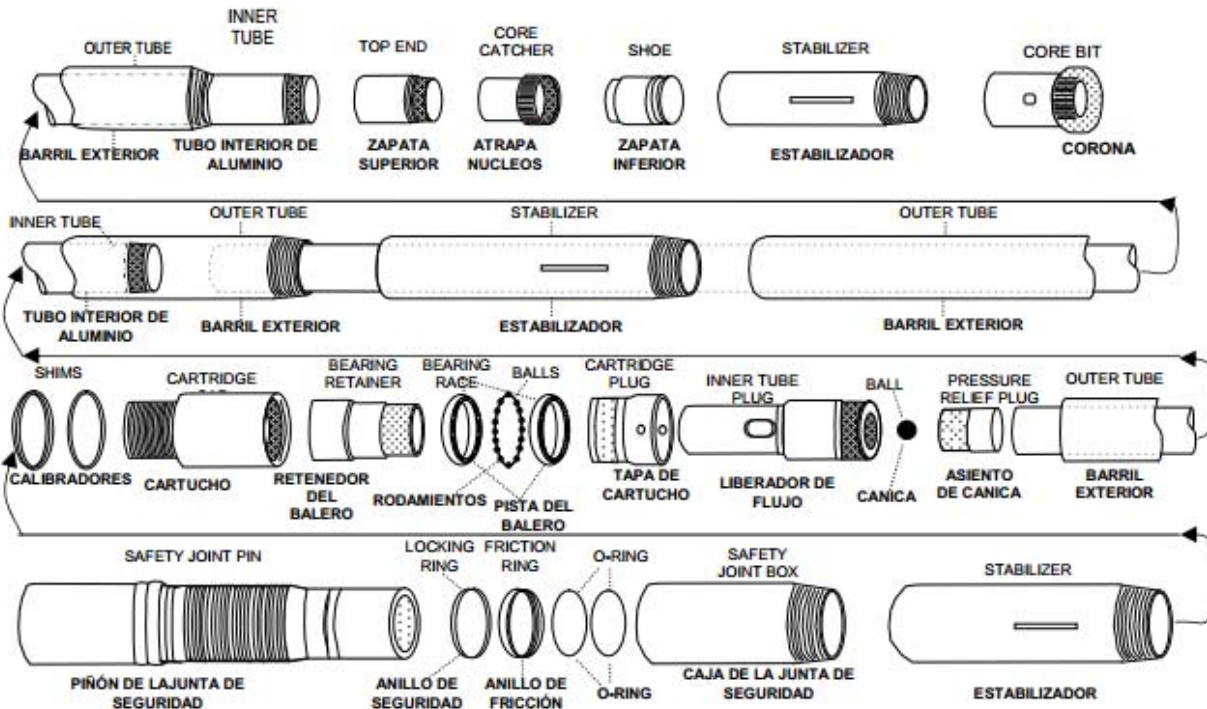


Figura 1.1. Partes internas importantes del barril nucleador convencional

1.2.2 Para formaciones duras.

Las herramientas de corte para uso rudo han sido desarrolladas para núcleos más duros que las formaciones normales y para cortes de longitud extendida. Este equipo permite la aplicación de mayor torque a la barrena y mejora el margen de seguridad ante posibles fallas. Diseñado para cortes de núcleo superiores a 5.2 pulgadas (133.4 milímetros) de diámetro. Estas herramientas son atractivas donde el tiempo consumido para extraer la sarta de perforación del pozo representa un gran costo. Estos barriles de uso rudo son usados para formaciones homogéneas en donde es necesario extraer núcleos largos o donde se anticipan torques mayores a los normales.

EL barril de núcleo marino precedió al barril de núcleo de trabajo pesado que hoy se usa. Fue desarrollado para ser más fuerte que los sistemas de corte existentes hasta el momento, la herramienta fue desarrollada para uso costa afuera. EL barril de núcleo marino incrementa la seguridad disminuyendo la posibilidad de falla; sin embargo, está limitado a diámetros de núcleo de 3 pulgadas (76.2 milímetros).

1.2.3 Tipo Liner.

EL uso de un liner de acero como barril interno de núcleo tiene dos funciones principales: mejorar la calidad del núcleo previendo de un soporte físico durante la manipulación y sirviendo como sistema de preservación. Los plásticos PVC y ABS, fibra de vidrio y aluminio son los materiales que han sido usados para los barriles internos tipo liner. Este liner es colocado dentro del barril interno de núcleo y es sostenido con la ayuda de un catcher de núcleo además de la fricción existente entre los cilindros. El liner, por lo general tiene una longitud de 30 pies (9.14 metros) sin embargo puede ser acortado para aplicaciones especiales.

Los liners son recomendados para formaciones fracturadas o no consolidadas. También son adecuados cuando se hacen cortes en rocas duras de localización remota y costa afuera en donde se requiere de preservación inmediata del núcleo. Los liners de plástico se fabrican para soportar temperaturas máximas de 82.2 °C. Los liners de fibra de vidrio pueden usarse a temperaturas de 121 °C o un diseño especial que soporta los 176.7 °C. Cuando la temperatura excede de los 121 °C se recomienda el uso de liner de aluminio. La desventaja del barril de núcleo tipo liner es que reduce el diámetro efectivo del barril interno en aproximadamente ½ pulgada (12.7 milímetros).

En algunas aplicaciones el liner es ranurado con el fin de distribuir la presión de la formación a lo largo de todo el núcleo y lograr que el acceso al núcleo, una vez que esté en superficie, sea más rápido.



Figura 1.2

1.2.4 Desechable.

Básicamente, sirve para el mismo propósito que el barril interno tipo liner. Estas herramientas mejoran la calidad del núcleo previendo de soporte físico al núcleo durante la manipulación además de servir como un sistema de preservación. Adicionalmente, con el barril interno desechable, el diámetro externo de la muestra no se reduce tanto, como sí lo hace con el barril tipo liner. EL barril interno desechable está disponible en aluminio, fibra de vidrio y en acero dulce además de manufacturarse en variedad de tamaños con el fin de ajustarse al sistema convencional de corte. En particular, el barril interno hecho de fibra de vidrio posee un menor coeficiente de fricción con lo cual ayuda al resbamiento del núcleo al momento del corte reduciendo, así, el daño del mismo.

En la tabla 1.2 se resumen las principales características de los diferentes barriles de corte convencionales.

Tabla 1.2

Sistema Convencional de Corte en Núcleos		
Barril Interno	Longitud de núcleo	Características especiales
Acero dulce	30-120 ft. (9,14-36.58m)	Sistema de preservación. Aplicación a altas temperaturas
Acero dulce	1,5 ft. (0,46m)	Para radios de núcleo pequeño
Acero de alto esfuerzo	120-400 ft. (36,38-121,9m)	Barril fuerte. Incluye estabilizador.
Fibra de vidrio	30-90 ft. (9.14-27.43m)	Sistema de preservación. Formaciones consolidadas y no consolidadas. Temperaturas desde 250-350 F (121-176.7°C)
Aluminio	30-90 ft. (9.14-27.43m)	Sistema de preservación. Temperatura máxima 350 F (176.6°C)
Acero con liner de plástico	30 ft (9.14m)	Sistema de preservación. Máxima temperatura 180 F (82.2°C). Reduce el diámetro de núcleo en ½ in.
Acero con liner de fibra de vidrio	30 ft (9.14m)	Sistema de preservación. Máxima temperatura 250 F (121°C). Reduce el diámetro de núcleo en ½ in.
Acero con liner de aluminio	30 ft (9.14m)	Sistema de preservación. Máxima temperatura 350 F (176,7°C). Reduce el diámetro de núcleo en ½ in.

1.3 Barriles especiales para el nucleo

Los sistemas especiales de corte se desarrollaron para cubrir necesidades específicas del corte de núcleos. Los barriles presurizados y los barriles recubiertos de esponja surgieron con la necesidad de obtener mejores datos de saturación de aceite. Los sistemas de manga de goma y de sellado hermético fueron diseñados para mejorar la calidad de los núcleos obtenidos de formaciones no consolidadas.

1.3.1 Presurizados.

Los barriles de núcleo presurizados fueron diseñados para ser recuperados a la misma presión del yacimiento. Aceptado como el mejor método para obtener la saturación de aceite a partir de un núcleo, también atrapa los gases del yacimiento. Esta herramienta es especialmente útil cuando se analiza la factibilidad de un proyecto de recuperación secundaria o se estima el contenido de metano en yacimientos de carbón.

Los barriles a presión están disponibles en dos tamaños: 152.4 milímetros y 203.2 milímetros de diámetro externo y que corta núcleos de 63.5 y 95.3 milímetros de diámetro externo. El barril de 152.4 milímetros de diámetro externo corta núcleos de hasta 6.1

metros con diámetro de 63.5 milímetros y soporta una presión máxima de 69 MPa. El barril de 203.2 milímetros de diámetro externo corta hasta una longitud de 3.05 metros con un diámetro de núcleo de 95.3 milímetros conteniendo una presión de 34.5 MPa. La máxima temperatura de operación recomendada es de 82°C.

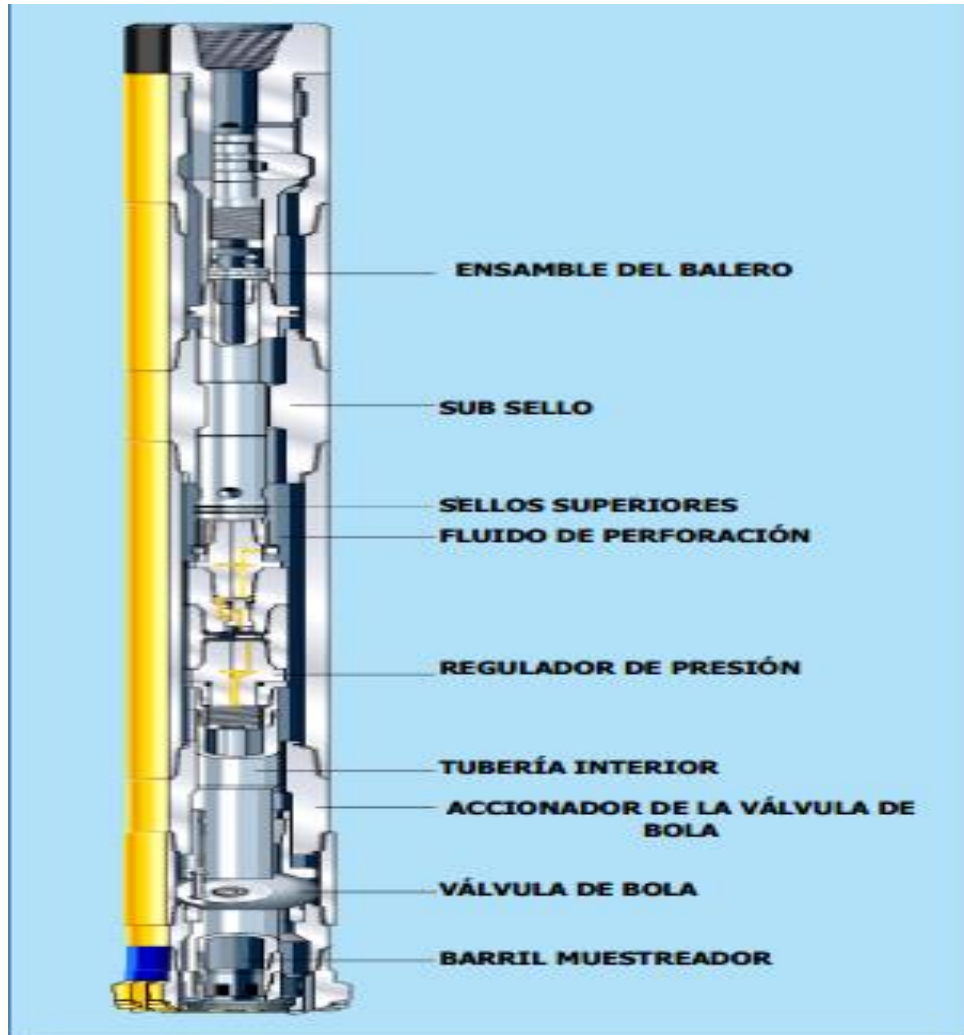


Figura 1.3. Barril de núcleo a presión.

1.3.2 Liner con esponja.

El sistema de corte esponja-liner fue desarrollado para mejorar la exactitud de los datos de saturación obtenidos a partir del núcleo. El sistema de retención de núcleo hecho con esponja no atrapa los gases del yacimiento pero si atrapa el aceite expelido mientras el núcleo es llevado a la superficie. La información de saturación es muy importante al evaluar un proyecto de recuperación secundaria.

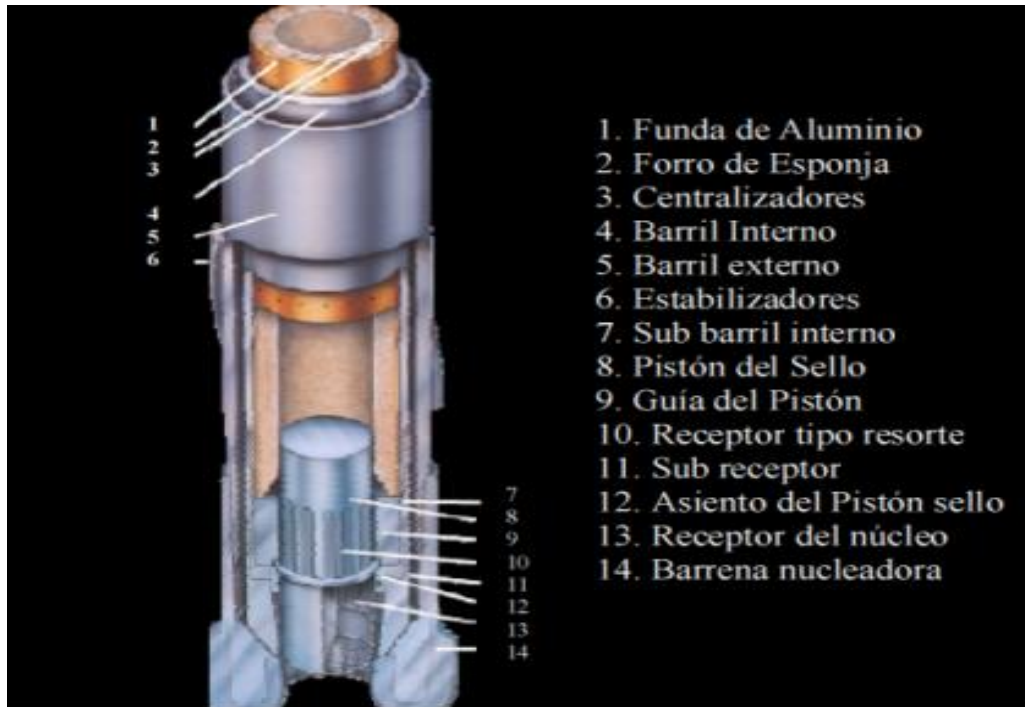


Figura 1.4. Partes esenciales del barril con esponja.

1.3.3. De sello hermético.

Este sistema fue desarrollado para mejorar la recuperación en formaciones no consolidadas. Este sistema usa liners de barril de núcleo o barril interno desechable y un sistema especial para atrapar al núcleo o recuperar rocas difíciles de manejar.

La tecnología de núcleo de sello hermético permite al barril interno de núcleo deslizarse suavemente sobre todo el núcleo con un mínimo de disturbio logrando el sello del núcleo dentro de su barril. Esto es gracias al ensamble de un cátcher de núcleo que permite al núcleo entrar libremente dentro del barril interno y posteriormente el sellado del barril en el fondo del pozo. Esta tecnología está limitada a radios de 3.5 pulgadas (88.9 milímetros) o 4 pulgadas (101.6 milímetros). La longitud recomendada de núcleo es de 30 pies (9.14 metros).

1.3.4. Con mangas de Hule.

El sistema de núcleo con manga de hule o caucho fue el primer sistema desarrollado para mejorar la forma de recuperar arenas no consolidadas, conglomerados y formaciones duras fracturadas. El barril con manga de caucho es el único en donde la cima del barril interno no tiene ningún movimiento relativo al núcleo durante el corte. El barril externo va perforando y formando una columna de roca que es recubierta por una manga de caucho. Esta manga de caucho tiene el mismo tamaño que el diámetro del

núcleo perforado. De esta forma, la manga de caucho ayuda a recuperar núcleos que no son capaces ni de soportar su propio peso.

Solo hay un tamaño de barril con manga de caucho, el cual hace cortes de 6.1 metros con 76.2 milímetros de diámetro por viaje de la tubería. La manga de caucho está limitada a temperaturas de operación no mayores de 93°C. Esta herramienta no se recomienda para ser usada en pozos con inclinación mayor a 45 grados. Además, el corte debe interrumpirse cada dos pies para permitir el restablecimiento del sistema.

1.3.5. Recuperable con línea de acero.

Este sistema es operativamente similar al sistema convencional de corte excepto que el barril interno está diseñado para ser llevado a la superficie mediante una línea de acero. Esto hace más rápidas las operaciones eliminando la necesidad de subir toda la tubería para cada núcleo cortado. Posterior a la recuperación de un barril de núcleo, se bombea al fondo otro barril interno y se ensambla en su lugar para iniciar la recuperación de un nuevo núcleo.

Las herramientas de núcleo recuperables con línea de acero son más pequeñas que el sistema convencional. Esto es una ventaja cuando se debe transportar el equipo a zonas remotas o por helicóptero. Desafortunadamente, el diámetro de núcleo se limita a la configuración de la tubería pues el barril interno debe pasar por toda la tubería de perforación. También se debe extremar precauciones para evitar brotes durante la recuperación de algún núcleo.

1.3.6. Núcleos orientados.

Los núcleos orientados son usados para determinar la orientación de las fracturas, determinar el campo de esfuerzos y las rutas de permeabilidad. Las operaciones de exploración, producción, y perforación usan la información para determinar la orientación de las fracturas, diseñar la inyección de agua y planear pozos horizontales.

Los núcleos orientados por lo general se cortan del yacimiento usando un barril de núcleo convencional ajustado con un sistema especial de agarre y un equipo para registrar la orientación de la aguja orientadora con respecto al norte magnético. El método usado en el laboratorio para orientar los núcleos es una correlación entre el registro de imágenes del pozo y el método paleo magnético.

1.4. Cortes en pared de pozo con línea de acero.

Los sistemas de corte en pared de pozo con la ayuda de una línea de acero fueron desarrollados para obtener muestras de núcleo del pozo después de su perforación, corridas de registros y antes de ser instalada de tubería de revestimiento. Estas herramientas se posicionan en el lugar de interés con la ayuda de los registros de rayos gamma o potencial espontaneo.

1.4.1. Percusión

La mayoría de los núcleos de pared de pozo son obtenidos mediante el sistema de corte por percusión. Esta herramienta dispara una bala cilíndrica hueca y recuperable dentro de la pared de un pozo sin tubería de revestimiento. La herramienta (pistola) es bajada a la zona de interés mediante una línea de acero para después ser disparada desde la superficie con impulsos eléctricos. Las balas permanecen conectadas a la pistola con alambres y así, el movimiento de la pistola extrae la bala que contiene la muestra de la pared de pozo. Se pueden tomar hasta 66 muestras de 1 pulgada (2.54 cm) de diámetro y con una longitud de 1.75 pulgadas (4.45 cm) de longitud en un solo viaje de la herramienta. Existen diferentes configuraciones de balas (barril de núcleo) ya sea para formaciones no consolidadas, suaves, y medio duras. Se recomienda tener más de un tipo de barril de núcleo en las instalaciones hasta que se obtenga la muestra deseada.

La ventaja del corte de pared de pozo por percusión es la velocidad, bajo costo, y la habilidad para muestrear la zona de interés después de haber corrido registros de pozo. La desventaja es que las balas, por lo general, alteran la formación. Esto reduce el análisis de núcleos proveniente de núcleos por percusión. La recuperación de núcleos con percusión tiende a ser baja en rocas muy duras o fracturadas y en arenas no consolidadas y muy permeables.

1.4.2. Rotación.

La herramienta de toma de muestras de pared de pozo por rotación o perforación fue desarrollada para recuperar muestras de pared de pozo con línea de acero sin estrellar la muestra por el impacto hecho por percusión. Disponible para rocas desde duras hasta frágiles, la herramienta de rotación usa barrenas con incrustaciones de diamante o recubrimiento del mismo para obtener muestras individuales. Con este sistema se pueden tomar hasta 30 muestras con un diámetro de 15/16 de pulgada (2.39 cm) y una longitud de 1.75 pulgadas (4.45 cm) en un solo viaje de la herramienta.

La ventaja de obtener muestras de pared de pozo por rotación es que obtiene muestras de rocas duras necesarias para el análisis cuantitativo del núcleo. La desventaja está en que implica más costo en comparación con el sistema de percusión

para pared de pozo en términos de tiempo de viaje de la herramienta y que la recuperación de muestras en formaciones no consolidadas tiende a ser baja.

Tabla 1.3

Sistema Especial de Corte de Núcleos		
<i>Barril de corte</i>	<i>Dimensión máxima de núcleo</i>	<i>Aplicación especial</i>
Barril presurizado	3.75 in por 10 ft a 5000 psi 2.5 in por 20 ft a 10000 psi	Análisis a presión, saturación de fluido, volumen de gas y composición
Liner-esponja	3.5 in por 30 ft	Saturation de fluido
Cierre total (completo)	4.0 in por 60 ft	Recuperación en formaciones no consolidadas
Con mangas de hule	3.0 in por 20 ft	Recuperación en formaciones no consolidadas, fracturadas o de conglomerados.
Recuperable con línea de acero	2.75 in por 30 ft	Se extrae el núcleo sin el viaje de la sarta de perforación
Pared de pozo por percusión	1 in por 1.75 in	Muestra obtenida después de perforado y estudiado el pozo
Pared de pozo por rotación	0.94 in por 1.75 in	Muestra obtenida después de perforado y estudiado el pozo
Para núcleo de pared	2.5 in por 10 ft	Núcleo obtenido después de perforado y estudiado el pozo

1.5. Barrenas de corte.

Definición.

La barrena es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria (Un Siglo de Perforación en México, 2000).

Las barrenas se clasifican en:

- Barrenas tricónicas.
- Barrenas de cortadores fijos y
- Barrenas especiales.

Las barrenas más comúnmente usadas en la obtención de núcleos son las de cortadores fijos debido a que induce menos daño a la roca.

Las barrenas son parte esencial del sistema de corte de núcleos. Desafortunadamente para los expertos y no tan expertos, las barrenas de corte se encuentran en diferentes arreglos y estilos. Sin embargo, las compañías proporcionan

guías de barrena versus formación para ayudar a la mejor selección posible. Con sólo una pequeña información básica es posible tomar la decisión en el tipo de cortadores a utilizar, perfil de la barrena y las consideraciones pertinentes respecto de la hidráulica. La selección final de la barrena debe seguir los objetivos del programa de corte de núcleo además de la confirmación acerca de que la barrena ha sido probada con éxito en campo para aplicaciones similares.

Para realizar la perforación, las barrenas funcionan en base a dos principios esenciales: falla la roca venciendo sus esfuerzos de corte y de compresión. El principio de ataque de la barrena se realiza mediante la incrustación de sus dientes en la formación y posteriormente en el corte de la roca al desplazarse dentro de ella; o bien, mediante el cizallamiento generado por los cortadores de la barrena y que vence la resistencia de la roca. De ahí que se distingan dos tipos fundamentales de barrenas: de dientes y de arrastre.

La forma de ataque dependerá del tipo y características de la roca que se desea cortar, principalmente en función de su dureza. Este factor resulta muy importante en la clasificación de la barrena. Por ejemplo, para formaciones suaves la mecánica preferencial es el paleado y escareado que proporcionan las barrenas de dientes; mientras que en formaciones duras es preferible usar barrenas de arrastre; sin embargo, es el grado de dureza lo que determina el tipo de barrena y el principio de ataque.

Al igual que para las barrenas tricónicas, la IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) asigna cuatro caracteres a las barrenas de cortadores fijos que describen sus características principales, como son: tipo de cortadores, material del cuerpo de la barrena, perfil de la barrena, diseño hidráulico para el fluido de perforación, distribución del flujo, tamaño de los cortadores y densidad de los cortadores.



1.5.1. De diamante natural.

Estas barrenas son usadas cuando la formación es muy dura (grandes esfuerzos de compresión) o muy abrasiva como para usar otro tipo de cortadores. En estas barrenas, grandes diamantes naturales son colocados en una matriz de carburo de tungsteno o diamantes más pequeños son distribuidos en la misma matriz para formar las barrenas de diamante natural impregnado. Estas barrenas de diamante natural impregnado son usadas en formaciones consideradas como ultra-duras. Cabe mencionar que el cuerpo fijo de la barrena también puede ser de acero.

Estas barrenas no son muy usadas para la perforación de pozos, su principal aplicación está en la obtención de núcleo y en las reentradas de pozos (side track) para formaciones muy duras o abrasivas. El mecanismo de corte de este tipo de barrenas es por fricción y arrastre, lo cual genera altas temperaturas. El tipo de diamante utilizado para su construcción es el diamante en su forma natural y no comercial; el tamaño varía de acuerdo con el diseño de la barrena: entre más dura y abrasiva sea la formación, más

pequeño será el diamante que se debe usar. En la tabla, proporcionada por alguna compañía, se observan algunos criterios de selección para éste tipo de barrenas.

Tabla 1.4

TABLA DE BARRENAS MUESTREADORAS CON DIAMANTE NATURAL								
BARRENA	CARACTERÍSTICAS	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				✓	

1.5.2. De Diamante Poli-cristalino Compacto (PDC).

Las barrenas de diamante poli-cristalino compacto consisten de una capa de micro diamantes montada sobre una red de carburo de tungsteno y unidos por un proceso de síntesis. El espesor de la capa de diamante poli-cristalino es solo de 0.020 a 0.060 pulgadas (0.51 a 1.2 mm). Las barrenas de PDC se usan para formaciones con una amplia variedad de condiciones en cuanto a la dureza se refiere, es decir que perfora formaciones desde muy suaves hasta medias duras. Estas barrenas están diseñadas de tal forma que la perforación se realiza mediante el paleado y escariado de la roca resultando en una alta razón de penetración (ROP). Debido a la geometría de los cortadores de PDC, son susceptibles de daño por impacto por lo que no se recomiendan para formaciones muy duras o altamente fracturadas.

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpo sólido y contadores fijos y al igual que las barrenas TSP, utilizan diamante sintético. Su diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo de cortadores de la barrena, pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y las TSP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas.

Por su diseño y características, las barrenas PDC cuentan con una gran gama de tipos y fabricantes, especiales para cada tipo de formación: desde muy suaves hasta muy duras y en diferentes diámetros según el diseño del pozo. Además, estas barrenas pueden ser rotadas a altas velocidades, utilizadas con turbinas o motores de fondo, con

diferentes pesos sobre la barrena y por su alta resistencia, así como fácil manejo según las condiciones hidráulicas.

En la tabla siguiente se muestran las características de diferentes barrenas PDC usadas en la extracción de núcleos según las condiciones a las que estará sometida la barrena.

Tabla 1.5






TABLA DE BARRENAS MUESTRADORAS 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 Anhídrita (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	✓	✓	✓		

1.5.3. Con diamante térmicamente estable (TSP).

Las barrenas de diamante térmicamente estables son similares a las de PDC ya que también estas hechas de diamante sintético. La diferencia está en que las barrenas TSP tienen un amplio rango de estabilidad térmica debido a un metal catalizador usado en el proceso de síntesis en su manufactura. Estos cortadores están disponibles para formaciones consideradas muy duras o tan abrasivas como para usar las barrenas PDC. Las barrenas TSP no se recomiendan para formaciones suaves.

El uso de las barrenas TSP, al igual que las barrenas de diamante natural, es restringido debido a limitaciones en su hidráulica. Así las vías de circulación están prácticamente en contacto directo con la formación, además, se generan altas torsiones en la tubería de perforación por la rotación de la sarta, aunque en la actualidad se pueden usar con motores de fondo.

Tabla 1.6

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: esquistos, cuarcita, volcánica	Alta resistencia a la compresión (> 30000)	Pesado				✓	

La dureza, lo abrasivo y la variabilidad de la roca que será cortada influirán en la selección final de los cortadores. Las guías sugieren el uso de cortadores pequeños, pero de mayor impacto en formaciones duras.

En la siguiente tabla se muestra el tipo de barrena empleado para cada situación.

Tabla 1.7

Guía General de Barrenas de Corte.		
Propiedades de la roca	Tipo de roca.	Barrenas de núcleo.
Roca abrasiva y ultra dura	Cuarcita, roca ígnea.	Diamante natural impregnado.
Roca abrasiva y dura	Arenisca, lutitas y siltstone.	Superficie de diamante natural o cortadores TSP.
Roca no abrasiva y dura	Limonita, anhidrita y dolomita.	Cortadores TSP.
Roca medianamente dura a dura con estratos abrasivos	Arenisca, limonita y lutitas.	TSP o diamante natural en superficie.
De suave a medio compacta	Areniscas, chalk y lutitas.	Cortadores PDC, diseño de baja invasión de fluido.
Roca suave sin estratos grandes	Sal, anhidrita y lutitas.	Cortadores PDC o de conos rotativos.
Suave de gran espesor	Arcillas.	Cortadores PDC, descarga frontal.

1.6. Cátcher de núcleo.

Esta simple parte es esencial en cada sistema de corte de núcleo pues sostiene al núcleo en el barril mientras es transportado a la superficie

Muchas situaciones requieren el uso de más de un cátcher para asegurar la recuperación del núcleo. Existen diferentes tipos de cátcher de núcleo según el tipo de roca, por ejemplo, un cátcher de cierre completo es requerido cuando el núcleo es no consolidado y es necesario que no sufra alteraciones.



Figura 1.5. Catcher de núcleo.

2. MANIPULACIÓN.

Los procedimientos de manipulación y preservación de núcleos deben seguir las mejores prácticas debido a que la confiabilidad de todo análisis está limitada por las operaciones iniciales. Según las normas API RP40 los objetivos de un programa de manipulación de núcleos son los siguientes:

- a) Obtener una roca lo más representativa de la formación
- b) Reducir al mínimo la alteración física de la roca durante la manipulación y almacenamiento.

Los principales problemas a los que se enfrenta la manipulación y preservación de rocas de yacimiento son los siguientes:

- a) La selección de un material de preservación que no reaccione química o físicamente con la roca y un método para prevenir pérdidas de fluido o adsorción de contaminantes.
- b) La aplicación del método apropiado de manipulación y preservación basado, sobre todo, en el tipo de roca, grado de consolidación y tipo de fluido.

Todo material de roca debe ser preservado tan pronto como sea posible a las condiciones de yacimiento minimizando la exposición a las condiciones atmosféricas o cualquier afectación ajena a las condiciones de origen de la roca.

Todas las técnicas para la adquisición de núcleos se pueden dividir en dos grandes grupos: aquellas que usan un barril interno estándar convencional y aquellas que usan un barril interno desechable o liners. Otros métodos de corte como son el equipo para núcleos de pared de pozo, y los barriles recuperables con línea de acero recuperan núcleos usando equipo especializado. Los procesos de corte especializado, incluyendo

los barriles presurizados, el método con esponja, se usan para obtener datos más representativos de las condiciones de yacimiento.

Un núcleo obtenido con un barril interno estándar reusable debe ser removido del barril tan pronto como sea posible una vez que haya alcanzado la superficie, con el fin de minimizar la imbibición con el fluido de perforación. Entre los posibles efectos no deseables de la imbibición con fluido destacan:

- a) Cambios en la saturación de fluidos, en el equilibrio geoquímico y de solubilidad del gas.
- b) Cambios en la mojabilidad.
- c) Movilización de arcilla intersticial y minerales de grano fino.
- d) Hinchazón de arcillas asociado con la degradación de las propiedades mecánicas.

Cualquier omisión o al remover el núcleo del barril debe ser reportado. Según el tipo de roca y el método usado para su recuperación, depende el nivel de atención necesaria en la manipulación, es así que la manipulación de núcleos puede ser dividida en dos grandes categorías:

- a) Manipulación básica. Esta categoría requiere de un mínimo de entrenamiento o experiencia e incluyen:
 1. Barril estándar interno reusable usado para obtener núcleos en roca homogénea y consolidada.
 2. Adquisición de núcleo en pared de pozo con línea de acero ya sea por percusión o rotación.
- b) Manipulación especial. Esta categoría requiere de mucho entrenamiento y equipo e incluye:
 1. Barril interno desechable y barriles para núcleos orientados usados frecuentemente para formaciones fracturadas o no consolidadas y que pueden requerir estabilización mecánica
 2. Barril con núcleo presurizado que mantiene el núcleo a la presión del yacimiento con el fin de minimizar la expansión debida a la reducción de presión y la expulsión de fluido mientras el núcleo llega a la superficie.
 3. Barril de aluminio para núcleo con un barril interno recubierto de esponja para atrapar los fluidos durante la expansión sufrida por el núcleo debida a la reducción de presión en su trayecto a la superficie.

El uso de cualquier liner como barril interno reduce el diámetro del núcleo resultante.

2.1. Barril interno reusable estándar.

El núcleo debe ser removido del barril interno en una posición horizontal. Se debe tener extremo cuidado de no impactar la muestra durante la extracción. El núcleo debe

deslizarse levantando el extremo que corresponde a la cima del núcleo. Si el núcleo no resbala se puede usar una vara para empujar al núcleo del barril, incluso puede ser necesario dar unos pequeños golpes con un martillo sobre el barril para iniciar el movimiento del núcleo. Sin embargo, no se debe golpear al barril tan fuerte como para dañar al núcleo. En todas las manipulaciones físicas, se debe tener extremo cuidado para minimizar algún esfuerzo mecánico experimentado por el núcleo. Si el núcleo no puede ser removido por el método anterior, debe ser expulsado del barril utilizando una bomba hidráulica, si este es el caso, es necesario un arreglo que utilice un embolo que aisle los líquidos del núcleo del fluido usado para expulsar al núcleo. De cualquier forma, es recomendable usar el mismo fluido para cortar el núcleo que para expulsar lo de su barril. Se debe evitar el uso de agua fresca o de cualquier otro fluido, además, según la presión ejercida o el fluido empleado, este puede penetrar la muestra con lo cual se alterarían los datos de saturación obtenido en las pruebas de laboratorio.

2.2. Etiquetado y registro de núcleo.

Si existe espacio disponible, el núcleo debe ser colocado y empaquetado en el piso de las instalaciones de perforación. Como alternativa, se puede usar la zona de almacenamiento de tuberías. El etiquetado y registro del núcleo no debe alterar las operaciones de perforación ya sean de núcleo o no si se decide hacer la manipulación del núcleo en el piso de perforación.

Se debe tener mucho cuidado de mantener la orientación y correcta secuencia de las piezas de núcleo. El punto clave del marcado y etiquetado del núcleo es que todo el intervalo de núcleo extraído pueda ser ensamblado nuevamente en algún momento posterior. El núcleo debe ser protegido de las temperaturas extremas, humedad y deshidratación. Todos los materiales y equipo de preservación deben estar cerca del área de manipulación de núcleos con el fin de hacer las operaciones más rápidas. Se deben registrar todas las mediciones con mucha exactitud. Los siguientes datos y observaciones son útiles a la hora de describir el núcleo obtenido:

- a) Parámetros de perforación. Tiempo de perforación, torque, razón de penetración y presión de bombeo.
- b) Condiciones generales de núcleo. Continuidad, secciones rotas, fracturas inducidas, etc.
- c) Condiciones del ensamble de fondo para recuperar el núcleo.

Siempre se deben etiquetar las profundidades del núcleo desde la base hasta la cima del núcleo y asignar si el núcleo fue recuperado o no. La cima del siguiente núcleo podría ser dada por la profundidad del anterior. Esto significa que en el caso de que no exista falta de alguna sección de núcleo, habrá la misma profundidad en dos núcleos. Sin embargo, estos núcleos se distinguirán uno de otro por su número de núcleo. Las profundidades deben ser ajustadas con los registros de profundidad antes de hacer correlación entre las propiedades de los registros de pozo y las propiedades obtenidas de los núcleos y entre pozos a los que se les extrajo núcleo y a los que no. El ajuste núcleo/registro se puede realizar usando la descripción detallada del núcleo o escaneando el mismo.

Se recomienda que todos los barriles de núcleo sean colocados en el piso de perforación (catwalk) después de haber removido el núcleo. A continuación, se muestran algunos consejos apropiados para colocar y marcar el núcleo:

- a) Primero sale del barril el fondo del núcleo y la primera pieza del núcleo debe ser colocada en el fondo de la caja, o del recipiente diseñado para contener a los núcleos.
- b) Se debe tener especial cuidado para mantener la orientación y secuencia del núcleo para asegurar que el segmento de núcleo individual no se salga de lugar o sufra alguna confusión al momento de querer determinar el orden correcto. Cualquier porción de núcleo rota o blanda debe ser colocada en bolsas y colocada en su posición correcta.
- c) Junta y ensambla los núcleos y mide la recuperación total.
- d) No mojar al núcleo. Si existe un exceso de lodo de perforación en la superficie del núcleo debe ser retirado con un trapo saturado con el mismo fluido de perforación.
- e) Con marcadores indelebles rojo y negro marca el núcleo desde la cima hasta la parte inferior con líneas paralelas, el negro a la izquierda y rojo a la derecha, suponiendo que el núcleo está en su posición vertical original.
- f) Con un marcador indeleble se debe marcar el núcleo a cada pie de longitud marcando la profundidad apropiada.
- g) Obtener información confiable del núcleo depende de la velocidad con la que se limpie, acueste, etiquete y preserve el núcleo minimizando el tiempo de exposición a la atmósfera.
- h) El núcleo debe ser preservado y colocado en contenedores enumerados para ser transportados al laboratorio. Se recomienda que el núcleo completo sea preservado en las instalaciones del pozo dejando el muestreo del mismo en algún sitio en donde se puedan controlar los parámetros ambientales a los que se encuentra sometido el núcleo.

Rojo

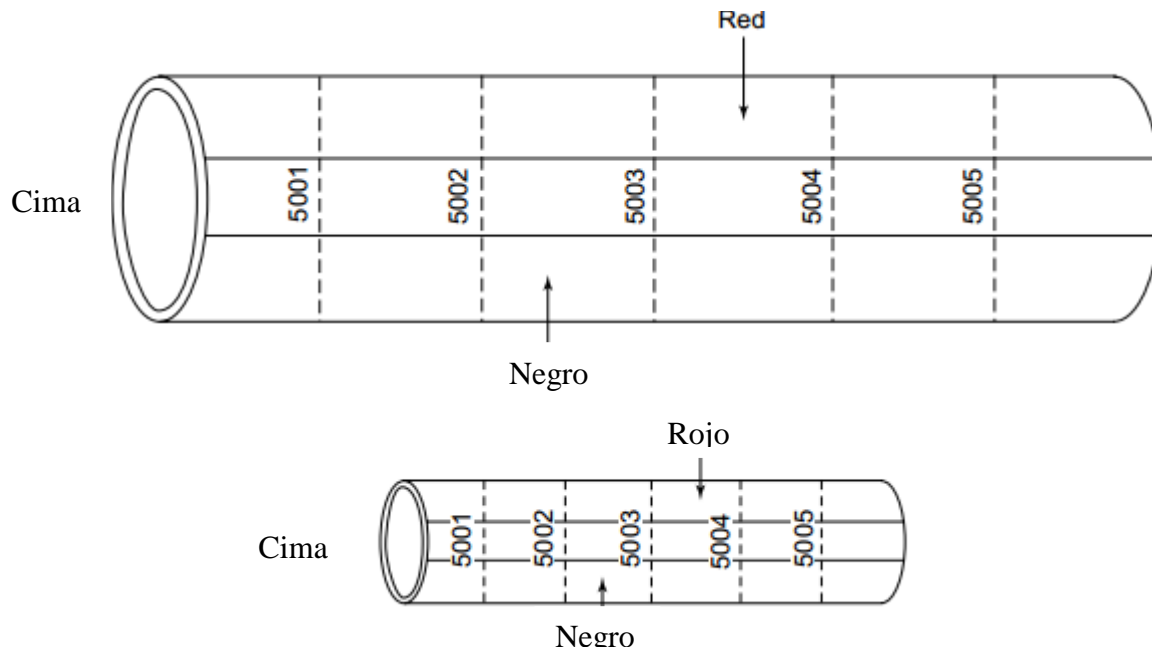


Figura 2.1. Marcado de núcleo

2.3. Liners y de barril interno desechable.

Los barriles internos para núcleo tipo liner y los barriles desechables mejoran la recuperación de los núcleos en formaciones pobremente consolidadas o fracturadas. Estos barriles pueden manufacturarse en plástico, fibra de vidrio o aluminio y soportar diversas temperaturas. En el corte de formaciones blandas o pobremente consolidadas se opta por usar un barril interno tipo liner o un barril desechable acorde a las temperaturas esperadas. Las formaciones duras como las areniscas son mejor cortadas con aluminio o fibra de vidrio para prevenir el daño del núcleo es su perímetro y al mismo tiempo una mala recuperación. Ciertos aditivos del fluido de perforación como la caustica reacciona con los barriles de aluminio liberando iones de aluminio que podrían reaccionar con el núcleo alterando sus propiedades en la superficie.

Cuando se está cortando formaciones pobremente consolidadas, es recomendable extraer núcleos no mayores a los 30 pies (9,14 m) dependiendo de los esfuerzos existentes en la roca, con el fin de evitar la compactación de la roca o el daño de la misma.

El barril de núcleo debe ser transportado a la superficie sin cambios bruscos en la velocidad de recuperación. Durante los últimos 500 pies (152,4 m), el barril debe ser recuperado lentamente con el fin de minimizar la expansión del gas que podría causar un fuerte daño debido sobre todo en formaciones no consolidadas al reducirse la presión bruscamente. Si se espera algún daño por la expansión de gas, se puede usar un barril interno de liner o un barril desechable ranurado con el fin de permitir el escape de gas. Dicha perforación debe ser sellada ya en superficie suponiendo que el barril desechable o tipo liner sea usado como elemento de preservación de núcleo. Como alternativa, la zona perforada del barril puede ser colocada en bolsas de plástico previniendo las pérdidas de fluido.

Al momento de colocar el barril de núcleo en el catwalk, se debe hacer con extremo cuidado, evitando que se doble el barril, sobre todo para los fabricados de plástico o fibra de vidrio, en tal caso es recomendable usar unas tablillas que den soporte al barril de núcleo.

- a. Sujetar el barril de núcleo para prevenir la rotación y remover el cátcher de núcleo. Transferir el material contenido en el cátcher de núcleo a un liner o barril desechable disponible. Este material del cátcher de núcleo, por lo general, está muy alterado como para ser usado en análisis cuantitativos del núcleo.
- b. Debido a la extensión del catwalk, este puede ser usado para remover liner lleno de núcleo del barril interno sin causar alguna flexión o perturbación mecánica.
 1. Si se remueve el liner o el barril interno desechable, se debe sentir la cima del núcleo y hacer un corte en este punto. Etiquetar al núcleo con las líneas de orientación, marcar profundidades. El marcado de la profundidad a cada pie inicia en la cima del núcleo.
 2. Para cuando no exista un lugar adecuado para remover el núcleo, se puede extraer en pedazos de 3 pies (0,91 m) asegurándose que, al salir, el liner tendrá un soporte que evite la flexión del mismo. Etiquetar cada tres pies (0,91 m) de longitud con las líneas de orientación y un número que represente su posición en la secuencia de núcleos. Finalmente se marcan las profundidades a cada 3 pies (0,91 m) una vez que todo el intervalo recuperado es procesado y se pudo identificar la cima del núcleo.
- c. Cortar el liner junto con el núcleo a cada 3 pies de longitud (0,91 m) usando una sierra circular eléctrica o de aire. Los liners de aluminio o fibra de vidrio deben ser cortados usando una sierra montada. Evitar la rotación y vibración del núcleo. Alternativamente, los 30 pies (9.1 m) del liner pueden ser asegurados con unas tablillas que eviten su flexión y ser transportado al laboratorio. Ya en el laboratorio, el núcleo puede ser cortado a longitudes específicas. Esto minimiza la manipulación del núcleo en las instalaciones de perforación; sin embargo, los procedimientos de manipulación, muestreado y transporte se hacen más difíciles.
- d. Se puede dar estabilidad física a cada longitud de tres pies usando un material moldeable no reactivo (p. e. epoxi) para llenar el espacio anular entre el núcleo y el liner. Como alternativa, dicho espacio anular puede ser llenado con un fluido no reactivo con el fin de prevenir la evaporación. Adicionalmente, cada longitud de 3 pies (0,91 m) debe ser sellado en sus extremos con tapas estandarizadas adecuadas.
- e. Transportar los núcleos en cajas etiquetadas usando almohadas con el fin de evitar impactos durante el viaje.

2.4. Núcleos confinados a presión.

Los barriles presurizados fueron diseñados para obtener, de la forma más representativa posible, la saturación de fluidos en la roca. Este método ofrece una alternativa diferente al barril convencional que pierde presión durante su recuperación hasta la superficie. Para que los datos de laboratorio obtenidos de un núcleo confinado a presión sean representativos y confiables, este tipo de núcleo lleva una manipulación extensa. El ensamble de barril de núcleo debe ser colocado en la unidad de servicio de núcleo. Se retira el fluido que existe en el espacio anular entre el barril interno y el externo conservando siempre la presión del entorno. Posteriormente, todo el ensamble de barril es colocado en una hielera con hielo seco.

Hasta este punto, el núcleo confinado a presión debe ser manipulado y estudiado por gente especializada. Sin embargo, a continuación, se muestran algunos procedimientos desarrollados para núcleos congelados o fríos.

- a. Remover el barril interno confinado a presión del hielo y colocarlo en un lugar apropiado para su corte según la longitud deseada.
- b. Después, colocar cada sección de nuevo en hielo, mientras son cortados todos. Tener especial cuidado al acomodar las secciones de núcleo, tomando en cuenta que debe ser fácilmente identificable la cima y fondo del núcleo.
- c. Levantar cada extremo del núcleo y colocar una etiqueta que contenga la siguiente información: nombre de la compañía, presión de recuperación, sitio de extracción, rango de profundidad del núcleo y la profundidad del núcleo procesada.
- d. Colocar cada núcleo ya procesado en cajas no deformables y empacarlos con hielo seco. De igual forma que el núcleo, etiquetar la caja. Si las cajas serán transportadas por más de 24 horas, será necesario contar con más hielo seco.

2.5. Núcleos con recubrimiento de esponja.

El ensamble de núcleos con recubrimiento de esponja fue diseñado para mejorar los datos de saturación de fluido extraídos de la muestra en el laboratorio. Mientras el núcleo es transportado a la superficie, el fluido que de otra forma sería expulsado del núcleo y al mismo tiempo perdido por la reducción de presión, es atrapado por una esponja de poliuretano que rodea al mismo núcleo. El ensamble consiste de un liner de aluminio pre cortado a aproximadamente 5 pies (1.52 m) colocado dentro del barril interno estándar. Su manipulación es idéntica al procedimiento usado para los barriles tipo liner o los barriles desechables. En la mayoría de los casos el liner debe ser expulsado del barril mediante bombeo. El liner pre cortado es almacenado y preservado en tubos de PVC, diseñados para tal propósito, llenos de algún fluido no reactivo. El tubo de PVC es sellado con una tapa rígida y otra que atrape los gases liberados por la muestra. Para fines de orientación del núcleo, cada sección de núcleo en esponja es biselada en un extremo.

Una vez que el núcleo está en el laboratorio, se separa la esponja del núcleo y a ambos se les extraen todos los fluidos contenidos.

2.6. Núcleos orientados.

La orientación del barril de núcleo se complementa con el uso de instrumentos electrónicos y con equipo especializado para el marcado del núcleo. Como alternativa para orientar los núcleos se usa un dispositivo que reconozca el campo paleo-magnético terrestre. Para su manipulación se siguen procedimientos muy estrictos que aseguren una perfecta correlación entre el dato de orientación y la profundidad del material rocoso. Esto es particularmente difícil en rocas fracturadas en donde se usa de forma común los barriles tipo liner y los barriles internos desechables.

2.7. De pared de pozo recuperados con línea de acero.

Los núcleos de pared de pozo son extraídos de la formación por diferentes maneras. La extracción por percusión involucra el uso de un explosivo que impulse un proyectil hueco dentro de la formación. Debido a las fuerzas producidas por la bala del núcleo al entrar a la formación, ocurre la compactación, fracturamiento y el reacomodo de los granos en la roca. Por tal motivo, la manipulación de este tipo de núcleos necesita de extremo cuidado.

Otra opción para obtener núcleos de pared de pozo recuperados con línea de acero, es mediante la perforación mecánica de la formación con una barrena de rotación. Con esta técnica se minimiza el daño, sin embargo, este método no es factible para todo tipo de roca. Si la muestra se rompe durante la remoción de la herramienta de corte, se pueden colocar todos los pedazos juntos y registrar el daño causado.

Cuando se usan las técnicas de extracción en pared de pozo, las muestras frágiles pueden ser colocadas en recipientes de vidrio o plástico con tapaderas metálicas. No se recomienda el uso de papel o de cualquier otro material absorbente, para coleccionar fluido del núcleo en el recipiente. Se acepta como correcto el uso de plástico térmico para preservar los núcleos de pared de pozo perforados. Todas las muestras deben ser mecánicamente estabilizadas y protegidas para un eventual impacto durante su traslado al laboratorio, además de ser etiquetados correctamente.

3. PRESERVACIÓN

La preservación de núcleos procura mantener a la roca, hasta antes de su análisis y estudio, en las mismas condiciones con las que salió del barril de núcleo. Durante el proceso de corte, recuperación y traslado a la superficie, el fluido contenido en la roca es alterado por cambios inevitables en presión, temperatura, etc. Los barriles que contienen núcleos a presión, son un intento de mitigar estos cambios. Las prácticas incorrectas o el descuido en la manipulación y preservación causan una alteración adicional al contenido de fluidos haciendo que el núcleo sea cada vez menos representativo de la formación.

El tipo de preservación y empaçado del núcleo depende del tipo de estudio que se realizará, de la distancia a la que se encuentra el laboratorio, el tiempo que estará almacenado el núcleo hasta su estudio y de la disponibilidad de realizar pruebas en las instalaciones de perforación. Si la muestra es requerida para obtener datos de saturación de fluidos o para estudios especiales, es necesario que la preservación se diseñe para que el núcleo sea transportado hasta el laboratorio. Se debe evitar al máximo la evaporación, migración de fluidos y la oxidación dentro de la muestra para que los datos obtenidos sean confiables. Un objetivo adicional de la preservación es prevenir el rompimiento de la muestra durante su transporte o almacenamiento. Las rocas consolidadas deben ser lo suficientemente duras como para no requerir procedimientos especiales de manipulación. Por otra parte, las rocas no consolidadas o fracturadas deben tener cuidados especiales.

No existe un método de preservación mejor que otro, en general depende de los objetivos a seguir. La experiencia ayuda a determinar el mejor método de preservación para cierto tipo de roca en cuestión. La selección del método depende de la composición, grado de consolidación y de características distintivas de la roca. La técnica requerida para preservar y posteriormente analizar el núcleo depende de la distancia y tiempo de transportación, de la forma de almacenamiento y de la naturaleza de la prueba que va a ser desarrollada. El método de preservación preferido para el posterior análisis de laboratorio incluye uno o más de los siguientes aspectos:

- a. Estabilización mecánica.
- b. Preservación mediante el control del ambiente, como la regulación de la humedad, enfriamiento y hasta el congelamiento si es necesario.
- c. Láminas plásticas
- d. Bolsas de plástico.
- e. Inmersión y revestimiento de resina.
- f. En barriles, liners o tubos.
- g. Recipiente al vacío.

3.1. Estabilización Mecánica.

Todo tipo de roca debe ser mecánicamente estabilizado antes de su envío al laboratorio. Los núcleos que fueron perforados con barril interno desechable o liner de plástico, fibra de vidrio o aluminio pueden ser mecánicamente estabilizados usando resina, cera o espuma para llenar el espacio anular entre el núcleo y el barril. La resina tiene baja viscosidad y puede llenar fracturas muy finas. Sin embargo, la resina es empujada solo con la presión necesaria para entrar al espacio anular con lo cual la resina no desplaza los fluidos del núcleo y no invade al mismo.

La estabilización mecánica para núcleos bien consolidados puede ser tan simple como envolver la muestra en hule espuma o con cualquier otro material acolchonado. Todos los núcleos son considerados frágiles y se manipulan con extremo cuidado. Además, se debe tener precaución de no alterar las muestras no consolidadas o fracturadas antes de realizar la estabilización mecánica

3.2. Mediante el control del ambiente.

Controlar las condiciones ambientales a las cuales el núcleo está expuesto mediante el enfriamiento y control de la humedad ayuda a preservar al núcleo. El enfriamiento es usado principalmente para evitar o minimizar la evaporación de fluidos y proveer la estabilización mecánica. Esta técnica es útil para prevenir el secado de la muestra; sin embargo, su efectividad depende del tipo de fluido de corte, del tipo de roca y propiedades de los fluidos contenidos en la muestra. Al enfriar la roca, es aún necesario dar estabilidad mecánica para su viaje al laboratorio.

Los núcleos que son preservados por congelamiento, deben congelarse con la ayuda de hielo seco, nitrógeno líquido o con una unidad de congelamiento operada con electricidad. El congelamiento puede resultar en la migración o difusión de fluidos dentro de la estructura del núcleo o incluso romper el núcleo. El congelamiento puede causar evaporación debido al proceso de sublimación. Los núcleos no consolidados que han sido congelados pueden ser cubiertos con una capa de $\frac{1}{4}$ de pulgada de hielo para reducir el proceso de sublimación. Esta medida es crítica si el congelamiento es usado para un almacenamiento prolongado. El daño estructural puede ocurrir si la muestra es congelada al mismo tiempo que ocurre la deshidratación del núcleo.

La práctica de congelamiento de núcleos es más común para muestras no consolidadas. Se desconoce el efecto que pueda tener el congelamiento de la muestra sobre las propiedades petrofísicas de la roca. El congelamiento de rocas consolidadas con agua intersticial no es bien comprendido. La expansión de cristales de hielo puede causar daños irreversibles al núcleo. El congelamiento afecta más a las muestras que contienen agua dulce que aquellas que contienen o fueron perforados con salmuera. Dichos efectos disminuyen al reducirse la saturación de agua en la roca. Se debe permitir a la muestra adquirir la temperatura ambiente antes de realizar alguna prueba. La condensación y la humedad proveniente de la atmosfera no deben penetrar al núcleo. El

descongelamiento puede causar redistribución de los fluidos dentro de la matriz de núcleo.

La saturación de los fluidos y las propiedades del yacimiento pueden ser preservadas mediante el control de la humedad relativa del ambiente del núcleo usando un horno especial para tal fin. Esta técnica ha sido usada muy ampliamente, sobre todo en muestras que contienen minerales sensibles a cambios en la humedad como las arcillas.

3.3. Con láminas de plástico.

Existen diferentes tipos de láminas de plástico maleables con calor. El papel aluminio puede ser usado para dar rigidez a la lámina de plástico. La preservación de núcleos empacando con láminas de plástico puede actuar como una barrera impermeable al vapor de agua y otros gases y evitar la alteración química y degradación de los fluidos. Las láminas de plástico se usan fácilmente, de esta forma la preservación es un proceso rápido. Se debe evitar el contacto de la lámina de plástico con el polvo y de posibles pinchaduras. Se necesita de una superficie limpia, plana y lisa para poder envolver al núcleo. Todos los núcleos empacados deben ser etiquetados con suficiente información.

La etapa de calentamiento de la lámina de plástico es crítica para el éxito de esta técnica. Este proceso debe ser realizado a una temperatura adecuada que va de acuerdo a la temperatura especificada por el fabricante para obtener un sellado efectivo. Algunas láminas tienen forma tubular y requieren de calentamiento solo en sus dos extremos en lugar de cuatro. Se debe mantener al mínimo el espacio entre el núcleo y la lámina de plástico. Sin embargo, se debe usar suficiente material para prevenir el debilitamiento cuando el paquete sea abierto y resellado de nueva cuenta. En algunos casos es aceptable evacuar los espacios llenos de gas para cuando las pérdidas de hidrocarburos ligeros no representan un problema. Se puede usar un gas inerte como el nitrógeno para recubrir al núcleo con el fin de minimizar la oxidación. Cuando el núcleo expulsa gas, la lámina de plástico puede inflarse; esto no represente ningún problema si el sellado es apropiado. Si es necesario, el gas liberado debe ser muestreado y después resellar al núcleo. El paquete de preservación debe ser etiquetado y estabilizado mecánicamente para su transporte. Por supuesto que el empaque no debe ser sometido a temperaturas extremas.

3.4. Bolsas de plástico.

Las bolsas de plástico son recomendadas únicamente para periodos cortos de preservación. En este caso las muestras estarán sometidas a la interacción con el aire dentro de la bolsa por lo que se puede ajustar la bolsa al núcleo con el fin de minimizar el aire que está en contacto con la muestra. Como siempre, se debe etiquetar y dar estabilidad mecánica al núcleo.

3.5. Inmersión y revestimiento de resina.

La inmersión y el revestimiento son usados cuando las pruebas de núcleo serán postergadas un tiempo considerable o para cuando el material será transportado a través de una larga distancia. La sumergencia de núcleo puede ser usada con láminas de plástico (hule) para añadir integridad mecánica.

Por ningún motivo se debe sumergir una muestra sin antes practicar alguna protección que impida la invasión del fluido en el que se va a sumergir en el núcleo.

Los núcleos deben ser sellados con anticipación con algún tipo de lámina de plástico y papel aluminio antes de sumergirlo en el fluido. Todos los segmentos de núcleo deben ser etiquetados con suficiente información. El propósito del recubrimiento con láminas de plástico es prevenir el contacto del núcleo y los fluidos de poro con el papel aluminio. El contacto podría causar oxidación perdiendo la humedad y las propiedades de barrera del papel aluminio. Se debe seguir el siguiente procedimiento para el método de empacar y sumergir al núcleo:

- a. Preparar el calentador varias horas antes de iniciar la preservación del núcleo.
- b. Prestar atención a todas las medidas de seguridad necesarias. Seguir las recomendaciones del fabricante del equipo de inmersión para su buena manipulación.
- c. Sobrecalentar el fluido de inmersión puede causar un recubrimiento deficiente.
- d. Recubrir el núcleo con una película de plástico, la cual se deberá conformar a la superficie de la roca y sellar los extremos. Se recomienda la aplicación de diferentes capas de plástico para prevenir las pinchaduras.
- e. Recubrir el núcleo con diversas capas de papel aluminio, de nuevo, sellar los dos extremos. Evitar picar las capas de aluminio.
- f. Colocar un alambre alrededor del núcleo con el fin poderlo manipular
- g. Sumergir el núcleo ya recubierto con las capas descritas arriba en la sustancia fundida para la inmersión. Al retirar el núcleo de la sustancia, este deberá adquirir un recubrimiento de aproximadamente 1/8 a 1/4 de pulgada (3.18 a 6.35 mm), para lograrlo se pueden practicar múltiples inmersiones permitiendo endurecer la última capa.
- h. Posteriormente se eliminan los alambres y se hace una última inmersión para tapar los cortes que podrían fungir como escapes o entrada para gases extraños.

El material de inmersión debe cumplir con ciertas propiedades que a continuación se enlistan:

- a. Debe ser estable por largos períodos de tiempo.
- b. No debe reaccionar con el aceite o agua y no debe contener ácido, aceites, solventes o cualquier otro líquido que pueda exudar al ser utilizado.

- c. La permeabilidad a los gases, aceite y agua debe ser mínimo. Durante su uso debe tener un bajo punto de fusión, o preferentemente menor a los 200°F (93.3°C) a la vez que baja viscosidad.

3.6. En barriles, liners y/o tubos.

Una alternativa realmente conveniente para la preservación se hace posible cuando el barril interno desechable, o el liner están hechos de aluminio, plástico o fibra de vidrio. El núcleo puede ser preservado únicamente sellando los extremos del barril interno o liner. Este método no es recomendado para largos periodos de preservación, pero permitirá que el núcleo sea procesado rápidamente sin la necesidad de equipo especial. Los hoyos en el barril interno deben ser sellados antes de ser transportado. El núcleo puede ser transportado rápidamente al laboratorio para muestrear y realizar el estudio. Cuando se use un barril interno convencional de acero, aluminio o tubos de plástico con coples, tapas y sellos, estos pueden ser usados para la preservación del núcleo. Para ser usados efectivamente, el tubo y los accesorios no deber reaccionar con el núcleo y sus fluidos. Finalmente debe ser estabilizado para evitar daños durante su traslado.

3.7. Recipiente al vacío.

Colocar las muestras de roca en una jarra al vacío, es una práctica usada para prevenir la oxidación, evaporación y secado durante la manipulación del núcleo. El recipiente anaeróbico es una jarra alargada con extremos sellados, dentro de la cual se puede introducir un líquido y cualquier oxígeno libre puede ser removido. El líquido de inmersión debe ser compatible con el núcleo y los fluidos de poro al tiempo que debe ser capaz de mantener la mojabilidad original de la muestra. Típicamente, se usan los siguientes fluidos de inmersión:

- a. Salmuera desoxigenada de la formación o puede ser fabricada usando algún proceso químico.
- b. Aceite crudo.
- c. Aceite mineral refinado y despolarizado.

Como debe ser siempre, se recomienda el uso de todas las medidas de seguridad pertinentes al usar la jarra anaeróbica.

3.8. Descripción y preparación del núcleo

El propósito de examinar y describir al núcleo es poder determinar la litología, características de su ambiente de depositación, características estructurales y biogenéticas del núcleo en su totalidad. La descripción cualitativa y cuantitativa proporciona el fundamento para realizar los análisis de rutina, además de estudios de yacimiento y pruebas suplementarias. Una descripción provee un registro permanente y accesible del núcleo.

En la descripción del núcleo se recomienda el uso del siguiente equipo:

- a. Formatos de registro para una colección sistemática de los datos.
- b. Microscopio o lupa.
- c. Medidor de longitud.
- d. Escala de tamaño de grano
- e. Sustancias químicas apropiadas como:
 1. Agua o salmuera para mejorar la visibilidad de estructuras geológicas.
 2. HCl diluido para identificar minerales de carbonato.
 3. Alizarin Roja para diferenciar entre calcitas y dolomita.
 4. Solvente hidrocarburo para facilitar la detección de fluorescencias de hidrocarburo bajo luz ultravioleta.
- f. Registros de núcleo, reporte de perforación, registros de lodos, excelente información respecto de la ubicación de núcleos perdidos.
- g. Registros gamma de núcleo.
- h. Luz ultravioleta.

3.8.1. Registros.

Registros Gamma y Gamma Espectral de Núcleo.

Las emisiones de rayos gamma (producidas por el decaimiento radioactivo de uranio, torio y potasio-40) son naturales y al ser registradas versus la profundidad es una importante herramienta para validar y ajustar la profundidad de los núcleos. Los registros que se obtienen al hacer mediciones en la superficie son comparados con las hechas en el pozo y de esta manera se puede ajustar la profundidad del núcleo o determinar la pérdida de secciones de núcleo.

Ventajas:

Los registros de rayos gamma son ampliamente usados para corregir la profundidad de los núcleos. Los registros de rayos gamma espectral pueden distinguir entre la radiación emitida por el Uranio, Torio y Potasio lo cual ayuda a una mejor interpretación de arcilla, en particular para núcleos de areniscas con grandes cantidades de feldespato potásico y mica.

Limitaciones:

Esta técnica no es capaz de detectar emisiones bajas de rayos gamma, además que puede sufrir de interferencia. El análisis de la muestra con rayos gamma necesita de una velocidad baja en la toma de registro.

Imágenes de Núcleo.

Un registro de imagen del núcleo es esencial. El registro puede incluir imágenes visuales de las estructuras superficiales del núcleo usando la técnica fotográfica, representación visual de la estructura interna del núcleo con radiografía de rayos X, tomografía computarizada de rayos X, imágenes de resonancia magnética o imágenes de un estudio de acústica. Cual sea el registro, este debe incluir información de la profundidad con una leyenda indicando la intensidad del registro de imagen.

Fotografías.

En general, los núcleos son fotografiados tanto con luz natural como con luz ultravioleta con una escala de color estándar. Las fotografías con luz natural muestran la litología, estructuras sedimentarias y permite registrar características específicas en la descripción del núcleo que está siendo examinado. Las fotografías con luz ultravioleta pueden detectar hidrocarburos, de esta forma si el color de la fotografía se torna color naranja a

marrón para hidrocarburos pesados; los condensados se pueden observar como blanco o azul y las zonas purpuras indican la ausencia de hidrocarburo.

Ventajas:

Las fotografías proveen de un registro visual del núcleo que puede ser usado para reconstruir piezas de núcleo dañado, minimizar la manipulación e identificar la localización de muestras.

Limitaciones:

El color fotográfico puede no ser el verdadero. El núcleo puede requerir el secado de su superficie. Se requiere de una barra de color si es necesario algún ajuste.

Técnica de Rayos X.

La técnica de rayos X es usada como una técnica no invasiva para observar las características internas de los núcleos. Para su análisis, los estudios de rayos X se clasifican en: fluoroscopia, radiografía-X y tomografía computarizada (CT).

La utilidad de este método descansa en su sensibilidad al contraste de densidad dentro del núcleo. Consecuentemente, las aéreas no porosas o muy densas tendrán un alto contraste versus la porosidad y baja densidad.

Fluoroscopia.

En esta técnica el núcleo es movido a través de un equipo de rayos X. El equipo genera una fluorescencia la cual es registrada por un video-cámara. La imagen computarizada puede ser vista en un monitor y registrada en un dispositivo de almacenamiento para su uso futuro. El resultado es una imagen continua del núcleo en toda su longitud.

Debido a que el núcleo está en movimiento, la resolución y calidad de la imagen puede disminuir. Sin embargo, se pueden identificar las variaciones de densidad, algunas estructuras geológicas y áreas de pérdidas de núcleo aun cuando el núcleo sigue en el barril de plástico o fibra de vidrio. Es también útil al identificar fracturas y zonas blandas o rotas.

Radiografía- X.

El núcleo es colocado entre un equipo de rayos X y una película sensible a la emisión de radiación X. La interferencia o atenuación del rayo provocada por el núcleo es registrada en la placa. Dicha placa puede visualizarse en una mesa luminosa o puede ser usada para obtener una impresión en blanco y negro.

Es posible obtener imágenes múltiples del mismo núcleo. Durante la toma de la radiografía, la muestra está estática lo que hace que la imagen tenga mejor resolución

que las obtenidas por la fluoroscopia. La radiografía permite la detección y evaluación de estructuras internas como son los planos de echado, fracturas y nódulos, cambios de litología y densidad bruta.

Tomografía Computarizada (CT).

En la CT el núcleo es examinado por un emisor de rayos X. Los detectores opuestos a los emisores miden la intensidad de la radiación. El equipo de rayos X gira en torno al núcleo o a lo largo del mismo. Se registran diferentes atenuaciones debidas al núcleo y son procesadas y reconstruidas para dar una distribución espacial de atenuaciones dentro de la muestra. La resolución de la imagen depende de la intensidad de la emisión de rayos X y del número de receptores en el escáner además del tamaño del arreglo de pixel usado en la reconstrucción de la imagen. La CT permite la detección y evaluación de estructuras internas como echado, fracturas y nódulos, cambios de litología, y densidad bruta. La combinación en la secuencia de escaneos x-y a lo largo del núcleo provee imágenes en in plano o tridimensionales del núcleo.

Ventajas.

La técnica por rayos X provee una representación objetiva y cuantificada del núcleo. Estas representaciones de núcleo proveen ventajas similares a las obtenidas con radiografías X, pero sin la necesidad de exponer la superficie del núcleo

Limitaciones.

La resolución de la imagen es menor a la obtenida con la técnica de la fotografía. La atenuación de rayos X cambia según la mineralogía y de la energía del emisor de rayos X. Algunas aplicaciones aún están en desarrollo.

Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

Las imágenes por Resonancia Magnética Nuclear o NMR por sus siglas en inglés, proveen una imagen reconstruida del fluido dentro de la muestra. Las mediciones por NMR se basan en una excitación provocada por la aplicación de radiación de una longitud de onda a un arreglo de núcleos, generando que algunos electrones que se encuentran en su estado basal se muevan a zonas orbitales de mayor energía. Entonces, cuando el electrón del átomo regresa a su estado basal, libera cierta cantidad de energía que puede ser detectada y medida. La energía de excitación se logra con un campo magnético oscilante. La respuesta del núcleo se mide con la ayuda de una bobina. La localización de la excitación puede ser determinada por la aplicación de un gradiente de campo magnético durante el proceso de excitación y detección.

Ventajas.

Las imágenes por NMR no son invasivas y genera una imagen de los fluidos dentro de la muestra.

Limitaciones.

La técnica no es descriptiva de la roca, sino que del líquido dentro de la misma. La técnica requiere de una resonancia nuclear de alta densidad para generar una señal adecuada. Los minerales paramagnéticos o ferro-magnéticos pueden inhibir o degradar la señal y, por ello, distorsionar la imagen.

3.8.2. Limpiado de núcleo.

Antes de las mediciones para determinar la porosidad y la permeabilidad, los fluidos originales de la muestra deben ser removidos por completo. Esto se realiza con algunos procedimientos como el flushing (desplazamiento) que consiste en inyectar solventes que, en contacto con el hidrocarburo, el agua y la salmuera los remueve de la muestra.

El solvente puede ser inyectado a la muestra por presión directa. La extracción de hidrocarburo y salmuera de la roca del yacimiento puede ser realizada con la inyección de uno o varios solventes dentro de la muestra de núcleo con la ayuda de presión y a temperatura ambiente. La presión que se ejerce depende de la permeabilidad, pero puede oscilar en un rango de 10 a 1000 psi. La cantidad de solvente requerida para remover todo el hidrocarburo depende del tipo de solvente y de la cantidad de aceite en la muestra de núcleo. Para realizar esta operación es necesario contar con un recipiente de acero que permita el libre flujo por la muestra, además, de que sea capaz de ejercer una presión de sobre carga y presión de fluido.

En el proceso de centrifugado y flushing, una centrifuga especial es usada para inyectar un solvente limpio y caliente sobre la muestra de núcleo. Las fuerzas centrifugas causan que el solvente fluya por la muestra desplazando y extrayendo el aceite y el agua. La velocidad de rotación debe ser variada de unos pocos cientos hasta varios miles de revoluciones por minuto, dependiendo de la permeabilidad y del grado de consolidación de la muestra.

En el proceso de limpiado usando empuje de gas y solvente, el núcleo es sujeto a ciclos repetitivos de disolvente interno o gas en solución hasta que el núcleo queda completamente limpio de hidrocarburos. El solvente y el agua remanentes en la muestra son removidos en un horno de secado. Cuando un núcleo de una formación de aceite es transportado a la superficie y despresurizado, el gas disuelto en el aceite se libera de la solución desplazando algo de aceite y agua del núcleo. Esto genera que algunos espacios porosos se llenen de gas y se encuentren a presión atmosférica. El espacio lleno con gas en la muestra puede ser llenado con solvente y hacer que él gas se diluya en el con la presión suficiente. Bajo estas condiciones, la mezcla de solvente con aceite y una subsecuente caída de presión remueven algo del aceite residual. El dióxido de carbono es excelente para este propósito debido a su baja probabilidad de explosión y a

la alta solubilidad en la mayoría de los solventes. Algunos de estos solventes que pueden ser usados son las naftas, tolueno o mezcla de solventes.

Las ventajas que tiene el limpiado del núcleo es que remueve los fluidos originales del núcleo preparándolo para pruebas futuras que no requieran de estos fluidos. Por otro lado, las condiciones individuales de la prueba requieren de una técnica particular para obtener buenos resultados. Algunas técnicas son más aplicables para un tipo de roca en particular

3.8.3. Secado de núcleo.

El secado de la muestra puede ser realizado por cualquiera de los siguientes métodos, según sea el caso.

Tabla 3.1

Métodos para Secar Núcleos		
Tipo de roca	Método	Temperatura °C
Arenisca (bajo contenido de arcilla)	Horno convencional o al vacío	116 90
Arenisca (alto contenido de arcilla)	Horno de humedad con un 40% de humedad relativa	63
Carbonatos	Horno convencional o al vacío	116 90
Yeso como soporte	Horno de humedad con un 40% de humedad relativa	60
Lutitas u otras con alto contenido de arcillas.	Horno de humedad con un 40% de humedad relativa u horno convencional	60

El secado por lo general excede de las 4 horas.

3.8.4. Preservación de la muestra.

La preservación de la muestra en el laboratorio dependerá de la distancia y el tiempo transcurrido entre pruebas, además del tipo de prueba a realizarse. Cualquier técnica de almacenamiento o preservación debe asegurar la integridad estructural de la roca, lo que es logrado evitando el secado, evaporación y oxidación no deseables.

4. ANÁLISIS

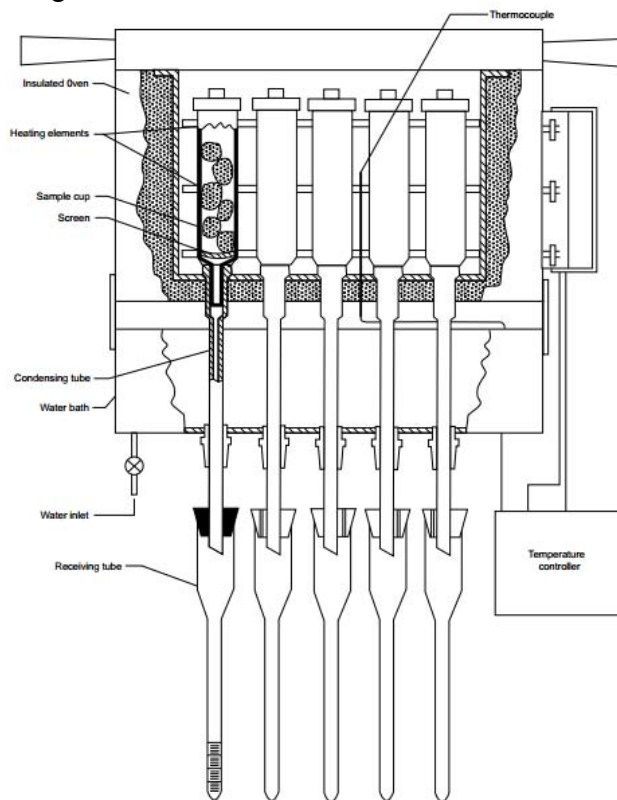
4.1 Métodos para determinar la saturación de fluidos.

4.1.1. Retorta a presión atmosférica.

Fundamento del Análisis.

El aceite y el agua se extraen de la roca mediante un proceso de calentamiento. El agua y el aceite contenidos en una **muestra fresca**, que consiste en material de núcleo triturado, son evaporados, condensados y recolectados en un recipiente graduado donde se mide la cantidad de líquido extraído. La saturación de gas se determina de una muestra adyacente y litológicamente similar a la utilizada anteriormente al colocarla en una bomba de mercurio midiendo la cantidad de mercurio inyectado en la muestra saturada de agua y/o aceite.

Figura 4.1. Retorta a Presión Atmosférica.



Ventajas.

- a) Los líquidos son recolectados de una muestra relativamente grande con lo que se asegura una mejor representación de la litología y a consecuencia una mejor precisión en las medidas.
- b) El proceso analítico es rápido por lo que obtenemos resultados de saturación en cuestión de unas cuantas horas. Si se dispone de suficientes equipos de retorta y hornos, se pueden evaluar muchas muestras en poco tiempo y a un costo razonable.
- c) A diferencia de otras técnicas analíticas que relacionan el volumen de fluido justo con las pérdidas de masa, el volumen de fluido es medido directamente.
- d) Las pérdidas de grano, comúnmente asociadas con areniscas frágiles y algunos carbonatos, no afectan los datos de saturación obtenidos.

Limitaciones.

- a) En la presencia de montmorillonita y/o cal, la saturación de agua y a la vez las porosidades serán muy grandes debido a que estos minerales se degradan a altas temperaturas. Al mismo tiempo, la saturación de aceite resultaría muy baja pues ésta se expresa como un porcentaje de un volumen de poro exacerbado.
- b) La saturación de aceite podría resultar muy grande si la muestra contiene hidrocarburos sólidos que se degradan a líquido a temperaturas elevadas.
- c) Se deben usar curvas de corrección de volumen y debido a que no se dispone de la corrección para cierto crudo en particular, esto podría generar desconfianza en los resultados obtenidos.
- d) Es necesaria una segunda muestra del núcleo para determinar el volumen bruto, densidad natural y el volumen de poro que contiene gas. Esta muestra debe ser litológicamente similar a la muestra que fue triturada para obtener los datos de volumen de agua y aceite.

Método de la retorta para núcleos de pared de pozo por percusión.

Este método es una modificación del procedimiento básico de la retorta. La principal diferencia es que los volúmenes de aceite, agua y gas se determinan de una misma muestra. Debido a que las muestras de pared de pozo son pequeñas, el equipo utilizado debe ser reducido para generar datos más precisos.

Ventajas.

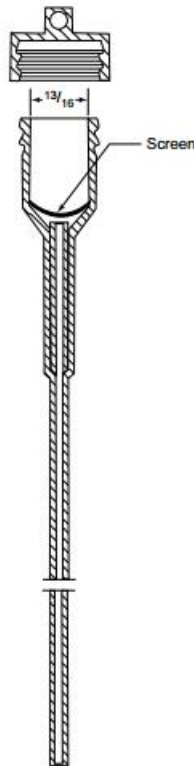
- a) Las mediciones del contenido de gas, de aceite y de agua se hacen con una sola muestra de núcleo.
- b) El método es relativamente rápido.

- c) Es un método de medición directa donde las cantidades de gas, aceite y agua son independientes.

Limitaciones.

- a) Los líquidos que sufren destilación pueden formar emulsiones.
- b) Se necesita la calibración para aceite y agua.
- c) Es difícil medir volúmenes de aceite <0.1 ml con exactitud.
- d) Para areniscas frágiles o no consolidadas las mediciones de gas en el volumen de poro podrían ser altas debido a la expansión de la muestra al retirar la presión de sobrecarga.
- e) La muestra debe ser manipulada con especial cuidado con el fin de evitar las pérdidas de fluidos, principalmente agua. En una atmosfera con poca humedad las pérdidas de agua pueden ser substanciales.
- f) Si la muestra contiene cal o alguna arcilla hidratable entonces los valores de porosidad y saturación de fluido pueden estar equivocados por lo que se recomienda tomar especial cuidado con los volúmenes de agua.
- g) La calibración de todo el equipo es crítica debido a que la muestra es típicamente pequeña y con ella las cantidades de agua y aceite. Diferencias diminutas en los volúmenes de fluidos registrados pueden generar amplios rangos de saturación y porosidad.

Figura 4.2. Recipiente de retorta para nucleos de pared.



4.1.2. Extracción por destilación (Dean Stark).

Tapones de núcleo.

Este procedimiento es apropiado para tapones y núcleos de pared de pozo por rotación. El método de extracción por destilación para determinar la saturación de fluido depende de la destilación de la fracción de agua y de la extracción del solvente contenido en el aceite de la muestra. La muestra es pesada y la fracción de agua es vaporizada mediante un solvente de vaporización. El agua es condensada y colectada en un recipiente calibrado. El solvente vaporizado también es condensado, penetra la roca y extrae el aceite. La muestra es secada en el horno y pesada. EL aceite contenido es determinado por diferencia gravimétrica.

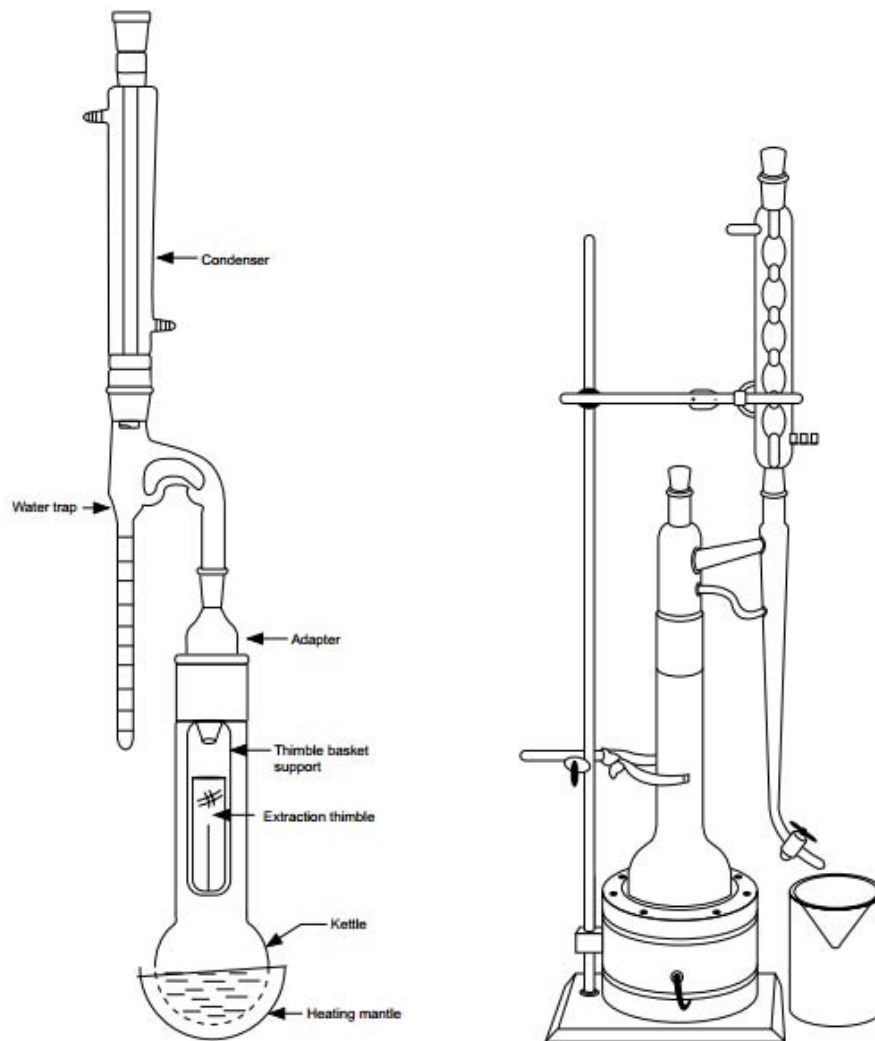


Figura 4.2. (Izquierda) Aparato Dean Stark para Determinar el Volumen de agua. (Derecha). Aparato Dean Stark para la determinación gravimétrica de agua.

Ventajas.

- a) EL volumen de agua determinada es por lo general muy exacto.
- b) Típicamente, la muestra no es dañada y puede ser usada para pruebas posteriores. No obstante, la mojabilidad es alterada y ciertas arcillas o yeso pueden generar algunos cambios.
- c) Se usa relativamente baja temperatura (100 °C).
- d) El procedimiento es simple y requiere de poca atención durante la destilación.

Limitaciones.

- a) Se incrementa la imprecisión en el contenido de agua debido a:
 1. El agua atmosférica condensada en el condensador cuando la humedad del ambiente es alta. Se pueden usar tubos desecadores para solucionar el problema.
 2. El agua se evapora de la muestra a temperatura del lugar cuando esta no se coloca de inmediato en el extractor circulando el agua del condensador.
 3. La sal proveniente del agua congénita puede precipitar dentro de la muestra. Esto resultará en cambios significativos en la porosidad y/o permeabilidad. La sal puede ser removida de la muestra con metanol.
 4. Se requiere corrección por alta densidad de agua salada cuando la concentración total de sólidos excede 20 000 ppm.
 5. Secado incompleto del solvente.
 6. Pérdidas de agua debidas a daños en las juntas del frasco de extracción, por una temperatura de trabajo superior a la recomendada o por insuficiente flujo de agua en el condensador.
 7. La fuerza de flotación causada por la densidad del agua debe ser considerada solo cuando la masa de la muestra este cerca de 0.1 mg.
 8. Insuficiente tiempo de extracción.
 9. Saturación de agua elevada si la muestra contiene grandes cantidades de yeso o arcillas de montmorillonita (que representan el agua de hidratación). La porosidad y la permeabilidad se verán afectados si el agua de hidratación presente en la muestra e removida durante la prueba de extracción y durante el secado o deshidratado de la muestra.
 10. Si no se conoce la densidad del aceite, se introduce cierto margen de error en los cálculos para la saturación de aceite pues se asume un valor algo arbitrario.
- b) El volumen de aceite no se mide directamente por lo que puede ser inexacto debido a lo siguiente:
 1. Agua adicional recolectada o pérdida por la muestra debido a lo mencionado arriba
 2. Pérdidas de sólidos.
 3. Limpieza incompleta de aceite

4. La deshidratación de la muestra se realizó a altas temperaturas lo que da como resultado la liberación de agua de hidratación y un exagerado volumen de aceite.
 - c) Puede ser alterada la mojabilidad de la roca.
 - d) La fábrica de arcilla de la roca puede ser alterada lo que puede generar imprecisiones en la medición de permeabilidad.
 - e) No se revisa la exactitud de la prueba.

Núcleos de diámetro completo.

El método de extracción por destilación para determinar la saturación de fluido en muestras de diámetro completo es gobernado por los mismos principios que para los tapones de núcleo. Solo hay unas pequeñas diferencias en procedimientos como en aparatos. A diferencia del frasco utilizado en la prueba para tapón de núcleo, el frasco en muestras de diámetro completo debe ser mas grande como para poder contener la muestra.

Ventajas.

Hay ventajas adicionales a las ya expuestas:

- a) No se requiere de una balanza analítica de alta precisión pues la precisión requerida ronda de los 0.1 gramos.
- b) Las pérdidas de grano durante la manipulación y el procedimiento de prueba no son tan importantes en los resultados finales como lo son para los tapones de núcleo, sin embargo, pueden ser manipulados.
- c) El volumen de agua recolectada de la muestra completa es mayor que para el caso de los tapones, así los volúmenes de agua pueden ser recabados con una precisión de 0.1 ml.
- d) Dado que el volumen de aceite se determina por diferencial gravimétrica, el volumen final no impacta en el mismo grado que en los tapones de núcleo debido a que son mediciones más grandes.

Limitaciones.

Hay limitaciones adicionales cuando se analizan muestras de diámetro completo:

- a) Se requiere de un equipo más grande y por ello más costoso.
- b) Los requerimientos del espacio de laboratorio son mayores.
- c) Se usan mayores volúmenes de solvente por lo que se requiere de una logística de tratamiento diferente.
- d) Se consume gran tiempo en el limpiado y destilado de la muestra por lo que los demás procedimientos se deben hacer más rápidos.

- e) Debido a los grandes volúmenes de vapores y solvente que pueden ser liberados es necesario usar medidas de seguridad e higiene.

Análisis de núcleos confinados a presión.

El objetivo del análisis de núcleos confinados a presión es obtener la saturación de fluido en muestras donde se ha mantenido al mínimo la liberación de fluidos durante la recuperación de la muestra previniendo las caídas de presión del fondo del pozo hasta las condiciones de superficie.

El núcleo se mantiene frío con hielo seco hasta que inicia su análisis en el laboratorio. Esto reduce la presión de poro, hielos de agua, inmoviliza al aceite y atrapa el gas sin congelarlo o licuarlo a temperatura del hielo seco.

Mientras se deja derretir al núcleo dentro de una celda colectora de gas, el gas en solución se disocia liberando con el aceite y agua que es colectado en el fondo de la celda. Los volúmenes liberados no reflejan la producción del yacimiento ante esa caída de presión debido a que existen otros factores como son la temperatura.

Una vez que se determina el volumen de aceite mediante la extracción por destilación y durante la extracción de solvente por empuje de gas, las pérdidas de granos deben ser mantenidas al mínimo para lograr mayor precisión.

Ventajas y limitaciones.

- a) La toma de núcleos confinados a presión es una operación que consume tiempo, dinero y requiere de extremo cuidado.
- b) Se necesita de un equipo especializado junto con personal calificado en las instalaciones del pozo para lograr las mejores prácticas de seguridad durante el transporte de la muestra.
- c) Con los núcleos confinados a presión se obtienen datos de saturación de fluido más acorde a las verdaderas condiciones del yacimiento, lo que con otros métodos no ocurre.
- d) Minimiza el espacio de poro dañado con lo cual se obtienen datos de saturación más confiables. Este método de núcleos confinados a presión es un método que reduce la alteración de la saturación de fluido por las caídas de presión, sin embargo, el daño por filtrado de lodo queda un poco soslayado.
- e) La invasión de lodo se reduce haciendo una perforación bajo balance, fluidos de perforación de baja invasión y con un gasto de penetración tan rápido como sea posible.

- f) La habilidad para mantener el agua y el aceite en el núcleo nos provee de muchas ventajas en comparación con los métodos convencionales incluso para la técnica de núcleos en esponja.
- g) En un núcleo confinado a presión se puede medir la cantidad de gas y hacer un análisis composicional. Esto es importante cuando se quiere hacer un estudio de eficiencia de barrido en la inyección de gas.
- h) Se puede obtener un valor promedio de relación gas/aceite.
- i) La densidad del aceite puede ser determinado pie a pie con el fin de verificar la variación de la densidad del aceite con la profundidad

Análisis de núcleos con recubrimiento de esponja.

En este tipo de acondicionamiento de núcleo, este es introducido en una esponja de media pulgada de espesor que está compuesta de poliuretano o celulosa o combinación de ambos; al mismo tiempo, la manga de esponja junto con el núcleo se encuentra contenidos en un tubo de aluminio. Durante el trayecto del núcleo del fondo a la superficie del pozo, los gases en expansión desplazan aceite que es atrapado por la esponja mojada por aceite.

La manga de esponja mojada por aceite consiste de una esponja de poliuretano de aproximadamente un 70% de porosidad. La esponja es saturada de salmuera antes de ser introducida en el pozo. Si se conocen las propiedades de la salmuera del yacimiento entonces la salmuera con que se satura la esponja antes de ser introducida al pozo debe tener las mismas propiedades de salinidad y densidad que el agua del yacimiento. Cualquier cantidad de aceite expulsado de la muestra hace desplazar también agua, la cual se acumula en una pequeña capa en las paredes de la esponja.

La esponja mojada por agua está hecha de celulosa o una mezcla de celulosa con poliuretano. La esponja es saturada con un mineral de aceite seco antes de ser introducido al pozo que será cortado con un fluido de perforación base aceite. El objetivo es capturar cualquier escape de agua del núcleo mientras es llevado a la superficie.

Los reactivos químicos para realizar la extracción pueden variar dependiendo de la esponja usada, así, por ejemplo, para el análisis de esponja mojada por agua se puede usar cualquier solvente de extracción como el tolueno; sin embargo, para esponjas mojadas por aceite el solvente no debe ser visible si usa un espectrómetro visible, no debe contener aromáticos si se usa un espectrómetro de fluorescencia UV. Y se prefiere que no tenga enlaces C-H si se usa NIR o NMR.

Ventajas y limitación.

El método de recubrir al núcleo con esponja es una alternativa menos costosa que los núcleos confinados a presión y es operacionalmente fácil. La cantidad de aceite (o agua)

recuperada de la esponja es añadida al volumen de aceite (o agua) remanente en la muestra lo que genera mayor exactitud en el cálculo de la saturación.

A diferencia de los núcleos a presión, el gas hidrocarburo que es liberado, no es retenido por lo que no es cuantificado en el análisis. Ambas saturaciones, de agua y aceite, no pueden calcularse usando la misma muestra sin que sea necesaria una corrección.

4.1.3. Extracción de fluidos con solventes.

En este método las muestras de núcleo son limpiadas mediante un desplazamiento miscible dinámico de una secuencia apropiada de solvente y agua; y analizado por titracion de Fischer Karl.

En este método se determina la saturación de agua en el núcleo completo y en muestras de núcleo de diferentes tamaños. Además, este método puede ser usado como una alternativa al método de extracción por destilación.

Procedimiento.

- a) Se pesa la muestra con exactitudes alrededor de 0.1 g y se coloca en el contenedor de la muestra. Se aplica un esfuerzo de confinamiento considerable y se colecta cualquier fluido liberado en un recipiente tubular para registrar el volumen de dicho líquido.
- b) Se inicia la inyección alterna de los solventes metanol-tolueno iniciando con el solvente que es miscible con la fase móvil de la muestra, por ejemplo, si la salmuera es la fase móvil, entonces se inicia con el metanol, pero si lo en el aceite se iniciara con el tolueno.
- c) Todos los recipientes, tubos, etcétera, deberán ser pesado antes de usarse.
- d) Un frasco de vidrio se llena con la reactante inicial de inyección y se etiqueta. El solvente es inyectado en la muestra de núcleo a un gasto y presión aceptables para la muestra y el afluyente es colectado en un recipiente captador. Se debe tener cuidado de no exponer mucho tiempo el solvente a la humedad de la atmosfera.
 1. Para la inyección de metanol, el afluyente es muestreado periódicamente y analizado para la presencia de sal con nitrato de plata. La inyección está completa cuando ya no se genera precipitado en la alícuota de la muestra.
 2. Para tolueno, la inyección es continua hasta que: a) el afluyente se torna claro o b) el índice de refracción de la muestra es igual que el de líquido de inyección.

3. El método de titracion de Karl Fischer se realiza tan pronto como sea posible para minimizar los cambios en el contenido de agua devidas a la absorción de la humedad del ambiente.
 - e) Se realizan los pasos anteriores alternando los solventes.
 - f) Se repite el paso d con el solvente inicial.
 - g) Los frascos de almacenamiento se pesan junto con los frascos colectores y se observa el peso del solvente calculado.
 - h) Usando una jeringa, se analiza una porción de la solución inyectada para el contenido de agua con el equipo de Karl Fischer y los procedimientos recomendados por el fabricante. Se vuelve a pesar a la jeringa para cerciorarse del peso del solvente analizado. Cerciorarse que el fluido de afluyente en uniforme. Se calcula en contenido de agua. Los resultados se reportan en porcentaje o en ppm.
 - i) La muestra es retirada, secada usando la técnica adecuada, pesada y se determina el volumen de poro mediante la inyección de helio.

Ventajas.

- a) Se determinan todos los niveles de saturación.
- b) El equipo de titracion de Karl Fischer tiene un precio adecuado
- c) Se reduce el daño debido a minerales sensibles.
- d) EL procedimiento hace que se remueva la sal de la muestra.
- e) La saturación puede ser determinada para muestras en donde los efectos por los esfuerzos de histéresis prohíben quitar presión a la muestra.

Limitaciones.

- a) El metanol realmente absorbe humedad de la atmosfera.
- b) La exactitud del método depende de la manipulación del solvente y la técnica de almacenamiento.
- c) Las muestras analizadas deben ser representativas del afluyente completo.
- d) El método es más complejo y costoso que el método de extracción por destilación
- e) La saturación de aceite se determina indirectamente. El cálculo de la saturación de aceite asume que no hay pérdidas de grano en la muestra.
- f) Esta prueba no es apropiada para muestras que contienen halita, sulfuro, o cualquier mineral que sea soluble en metanol.

4.1.4. Escaneo.

Las técnicas de escaneo para determinar la saturación de agua, aceite y gas son las siguientes: Absorción lineal de rayos X, absorción de microondas, tomografía axial asistida por computadora (CT), absorción lineal de rayos gamma y la resonancia magnética nuclear (NMR). Los rayos X, rayos gamma, microondas y CT deben ser consideradas como tecnologías emergentes para determinar la saturación. Otras tecnologías de escaneo que has sido usada para determinar la saturación son la resonancia de ondas de radio y tomografía de atenuación de neutrón. La radiografía de neutrón ha tenido un buen uso para la saturación de fluidos ya que el neutrón es mejor atenuado por los fluidos (protón) que por la roca. En general estas técnicas no son muy usadas en el análisis de núcleos.

Ventajas.

Una ventaja importante ante de estos métodos es su habilidad para producir información de la distribución de saturación de fluidos en forma espacial. Otra ventaja está en que las observaciones hechas no son invasivas ni destructivas de la roca. No es necesario extraer los fluidos sino hasta el momento de realizar estudios de flujo. Se puede determinar la saturación sin realizar un experimento en el laboratorio.

Una ventaja de la Tomografía Computarizada (CT) y de la Resonancia Magnética Nuclear (NMR) es que provee la distribución de fluidos en tres dimensiones.

Una ventaja de las microondas y de NMR es su habilidad para determinar la saturación de agua sin la necesidad de utilizar algún agente trazador. Las técnicas de microondas y NMR pueden ser usada para determinar la saturación en un análisis estándar de núcleo debido a que no requieren de trazadores y se puede establecer cuáles serán las curvas de calibración después de haber limpiado en núcleo y un proceso de restauración.

Limitaciones.

Una limitación de los rayos X, la CT y los rayos gamma es que pueden determinar la saturación del núcleo si él es saturado con un fluido trazador por lo que estas pruebas no están disponibles para un análisis básico de núcleo.

Una limitación de la técnica de NMR es que no pueden manejarse para muestras con alto contenido de material ferro magnético, arcillas o gas.

4.2. Medición de porosidad

La porosidad es definida como la razón del volumen del espacio vacío y el volumen bruto del material, es una propiedad intrínseca de la roca. La cantidad de espacio vacío que puede ser ocupado por hidrocarburos o agua en un yacimiento se determina por una estimación inteligente del contenido inicial aceite/gas. La exactitud con la que puede ser determinada la porosidad depende en gran medida de la técnica seguida. Se pueden usar varias herramientas que ayudan a determinar la porosidad y las cuales se ejecutan directamente en el pozo; algunas de estas herramientas son los registros eléctricos, nucleares, densidad o sónico. Las mediciones obtenidas de estos registros deben ser calibradas con los datos obtenidos de núcleos a condiciones simuladas en la superficie.

En general se debe conocer el volumen bruto de la muestra y el volumen del espacio poroso para poder determinar la porosidad de la muestra. A continuación, mostramos los métodos para ambos casos.

4.2.1. Medición del volumen bruto de roca.

Se requiere el volumen bruto de la muestra de roca para poder determinar la porosidad de la roca. El volumen de un tapón de núcleo puede ser determinado por diferentes métodos como son la inmersión de Arquímedes, desplazamiento de mercurio y caliper.

El volumen bruto se puede calcular también sumando el volumen de grano y el volumen de poro.

- **Método de Arquímedes de inmersión en mercurio (Flotación).**

En este método el volumen del tapón de núcleo es sumergido en mercurio y el volumen de mercurio desplazado por la muestra es medido gravimétricamente.

Ventajas

- a) Si el mercurio no penetra la muestra, ésta puede ser usada para estudios posteriores.
- b) El método es muy exacto si se hacen mediciones precisas.

Limitaciones

- a) El aire atrapado alrededor de la muestra puede resultar en mediciones incorrectas y a su vez en un volumen bruto mayor al real.
- b) Las muestras vugulares o de muy alta permeabilidad pueden ser penetradas por el mercurio generando mediciones de volúmenes menores al real y además que la muestra no pueda ser usada para estudios futuros. En general, las muestras

con superficies vugulares o con fracturas abiertas no son recomendadas para el análisis de volumen bruto mediante el método de inmersión en mercurio. Sin embargo, si es completamente necesario usar la muestra vugular o con fracturas abiertas, esta debe ser cubierta con algún material que impida la invasión del mercurio dentro la ella.

- c) Este método no se aplica a muestras no consolidadas o pobremente consolidadas.

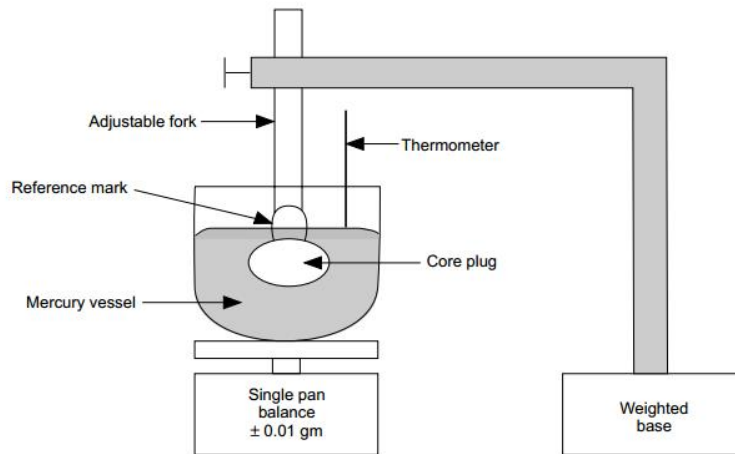


Figura 4.3. Aparato de Inmersión en Mercurio de Arquímedes

Finalmente, el volumen bruto es calculado usando la siguiente ecuación:

$$VB = \text{Masa del Hg desplazado} / \text{Densidad de Hg a temperatura medida.}$$

- **Método por desplazamiento de mercurio (Bomba de desplazamiento volumétrico).**

El volumen bruto de la muestra es medido con la ayuda de una bomba de desplazamiento volumétrico la cual utiliza un contenedor de muestra de acero inoxidable.

Ventajas

- a) Este procedimiento permite mediciones muy rápidas
- b) La técnica es empleada mediante una suma de mediciones de volúmenes de porosidad
- c) Si el mercurio no es absorbido por la muestra, ésta estará disponible para mediciones subsecuentes.

Limitaciones

- a) El aire atrapado alrededor de la muestra puede generar volúmenes erróneos mayores al real.
- b) Las muestras vugulares o de muy alta permeabilidad pueden ser penetradas por el mercurio dando como resultado errores en los volúmenes medidos menores al real. Y en estos casos las muestras no pueden ser usadas para estudios posteriores.
- c) En la mayoría de las bombas de desplazamiento de mercurio, la muestra debe ser sumergida a una profundidad de unas 2 pulgadas (50 milímetros) lo que genera una presión de aproximadamente 1 psi en la parte superior del tapón resultando en un volumen bruto menor al real debido a lo siguiente: 1) la rugosidad de la muestra se pierde debido a esta presión y 2) hay penetración en los poros grandes.
- d) El método no está disponible para muestras no consolidadas que están contenidas en recipientes de acero debido al fenómeno de amalgama con el Hg. De igual forma, esta técnica no se recomienda para muestras contenidas en algún recipiente o chaqueta pues el mercurio puede quedar atrapado entre la muestra y el recubrimiento de la misma dado como resultado mediciones erróneas.

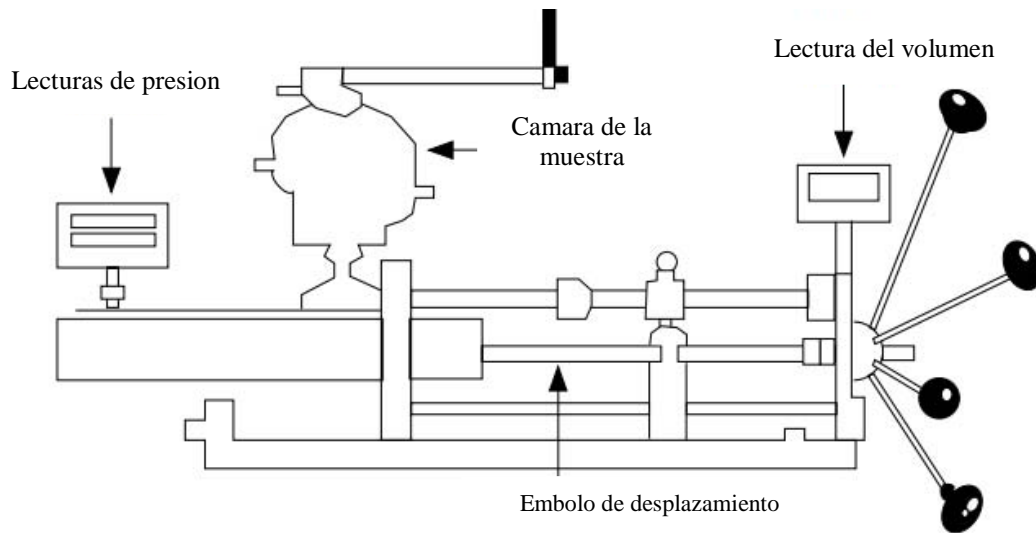


Figura 4.4. Bomba de Desplazamiento Volumétrico de Mercurio.

- **Método con Caliper.**

Las muestras que forman un cilindro perfecto o que tienen alguna forma bien definida pueden ser medidas en sus dimensiones espaciales y calcular el volumen bruto de la muestra. Se puede usar un micrómetro o vernier que tenga una resolución mínima de 0.002 cm para medir longitud y diámetro. Se recomienda realizar mínimo cinco mediciones.

Ventajas.

- a) La muestra puede ser usada para otras pruebas.
- b) El procedimiento es rápido.

Limitaciones.

- a) Muestras sin alguna forma regular no pueden ser medidas con este método.
- b) La irregularidad en la superficie de la muestra puede generar cálculos de volúmenes brutos erróneos mayores al valor real.
- c) Este método no es muy recomendado cuando el cálculo de la porosidad se realiza mediante la ecuación $PV = BV - GV$. Sin embargo, si es recomendado cuando se usa la ecuación PV / BV .
- d) Este método no es recomendado para muestras poco consolidadas o no consolidadas que se encuentran recubiertas de algún material que les da soporte a menos que se hagan las correcciones adecuadas.

- **Método de Arquímedes (Flotación) con fluidos diferentes al mercurio.**

Otros fluidos diferentes al mercurio pueden ser la salmuera, aceite refinado, tolueno, etc. El cuerpo colocado en un fluido es empujado a la superficie con una fuerza igual al peso del líquido desplazado.

Ventajas.

- a) Se pueden tener valores muy exactos si se aplica la técnica adecuadamente.
- b) La muestra puede ser saturada con algún líquido deseable para muestras posteriores.
- c) Si la muestra está saturada al 100% con un mismo fluido antes de la prueba, el volumen de poro, volumen de grano y densidad de grano pueden ser calculados registrando el peso de la muestra.

Limitaciones.

- a) Puede ocurrir que el líquido no se requiera para pruebas futuras y este deba ser removido de la muestra.
- b) Las muestras que contienen vugulos no deberían ser medidas con este método.
- c) No se deben usar líquidos que puedan reaccionar con la muestra.
- d) Las muestras con vugulos, poros grandes o de altas permeabilidades se llenarán del fluido lo que genera mediciones de volumen bruto erróneo menores al real.

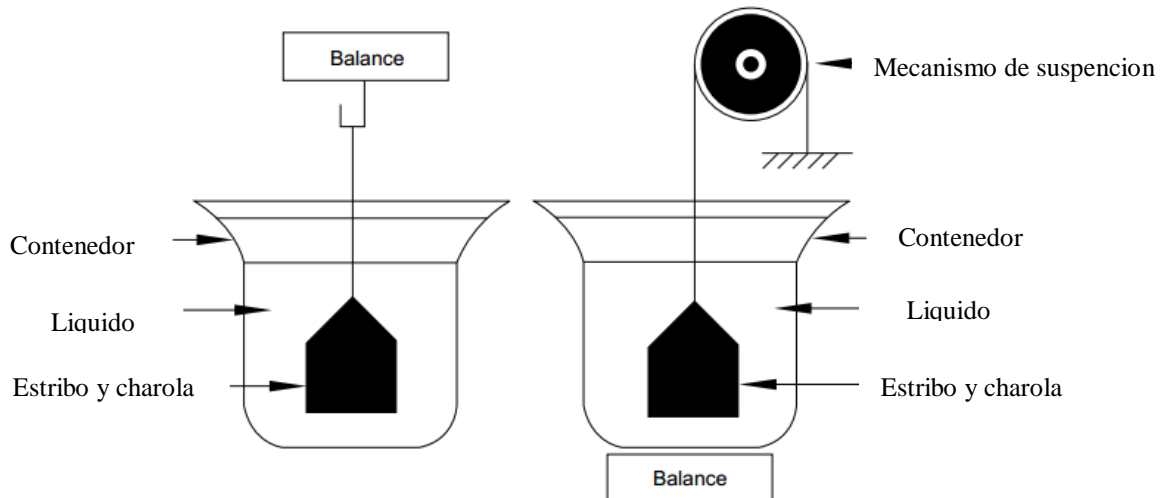


Figura 4.5. Aparato de Arquímedes para fluidos diferentes al Hg

4.2.2. Medición del Volumen de Poro.

El volumen de poro es todo el espacio vacío en la roca, tanto el espacio conectado como el espacio aislado.

- **Volumen de poro total calculado en muestras desintegradas.**

Método seco para la densidad y volumen de grano.

Primero se determina el volumen bruto de una muestra limpia. (muestra de la cual fueron removidos los fluidos por algún método de limpiado) La muestra es secada limpiada y desintegrada. Después de la desintegración, una porción es colocada en el torsiómetro de Boyle para determinar el volumen de grano. EL volumen de grano de toda la muestra se calcula usando la razón del peso seco de la muestra consolidada y el peso seco de la muestra desintegrada colocada en el porosímetro de Boyle.

Ventajas.

- Rápido.
- La muestra puede ser utilizada para estudios posteriores donde se requiera de una muestra desintegrada.

Limitaciones.

- a) Se requiere de un proceso de secado.
- b) No es viable para muestras con contenido de yeso o algunos minerales como la halita que es soluble en el fluido limpiador.
- c) La técnica asume que el poro aislado permanece así durante el proceso de secado.
- d) Si los poros aislados están llenos de agua y ésta no es removida durante el secado los valores obtenidos de volumen de grano serán erróneos, mayores al real.

- **Volumen de poro efectivo de muestras íntegras.**

El volumen de poro efectivo puede ser calculado restando al volumen bruto el volumen de grano o por una medición directa del volumen vacío de la muestra.

Medición del volumen de grano.

Doble celda con la ley de Boyle.

Cuando la temperatura permanece constante, el volumen de una masa fija de algún gas ideal varía inversamente con su presión absoluta.

$$P_1V_1 = P_2V_2$$

Para calcular el volumen de grano se requiere de una extensión de esta ecuación.

$$P_1V_1/T_1 = P_2V_2/T_2$$

Esta ecuación debe ser usada con la doble celda de Boyle cuando se determina el volumen de grano de la muestra. El gas es introducido en la celda a un volumen conocido y a una presión de referencia (100-200 psig). El gas en la celda referida es venteadado dentro de una cámara conectada de volumen conocido y donde se encuentra la muestra de núcleo. Esto resultara en un equilibrio de presión y es entonces cuando se calcula el volumen de grano. El volumen de grano es restado del volumen bruto y finalmente se puede obtener la porosidad.

Ventajas.

- a) La muestra no es dañada de ninguna forma y puede ser usada para estudio posteriores.
- b) La prueba es rápida, simple y tiene una excelente repetitividad.
- c) Se pueden estudiar núcleos de forma irregular o muestras vugulares.

Limitaciones.

- a) Para tener datos exactos se requiere de un constante calibrado del equipo y tener un extremo cuidado al realizar la prueba.
- b) Los cambios en la temperatura o en la presión deben ser cuantificados para analizar su influencia en los cálculos.
- c) El valor de porosidad calculado puede ser mayor al correcto si existe adsorción de gas en la muestra. El uso de helio puede mitigar este error.
- d) Este método es apropiado para muestras poco consolidadas o no consolidadas además de aquellas que usan algún recubrimiento de sustentación siempre y cuando se aplique la técnica adecuada.

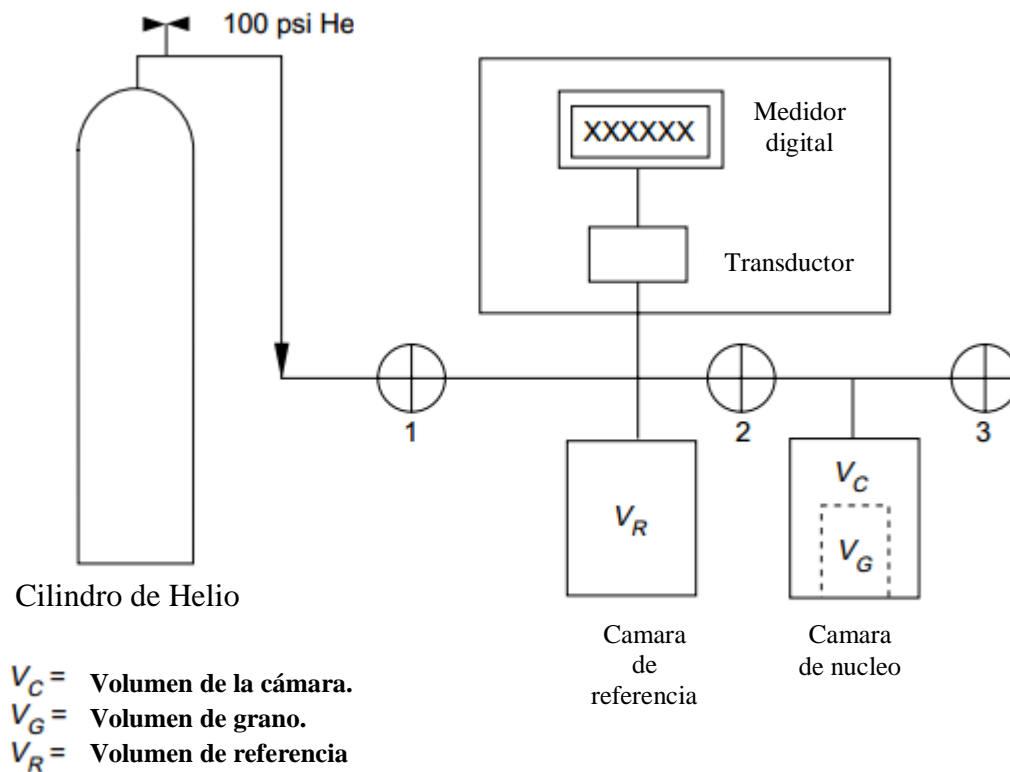


Figura 4.6. Celda Porosímetro de la Ley de Boyle

Medición del Volumen Vacío.

- **Método de celda simple y la ley de Boyle.**

Para bajo esfuerzo de confinamiento.

El volumen se determina colocando un gas determinado en una cámara de volumen conocido y a una presión inicial, el cual después es ventado en el volumen de poro de una muestra. La muestra está contenida en un elastómero que lo aísla de presiones externas. Finalmente se determina el volumen de poro mediante la ley de Boyle.

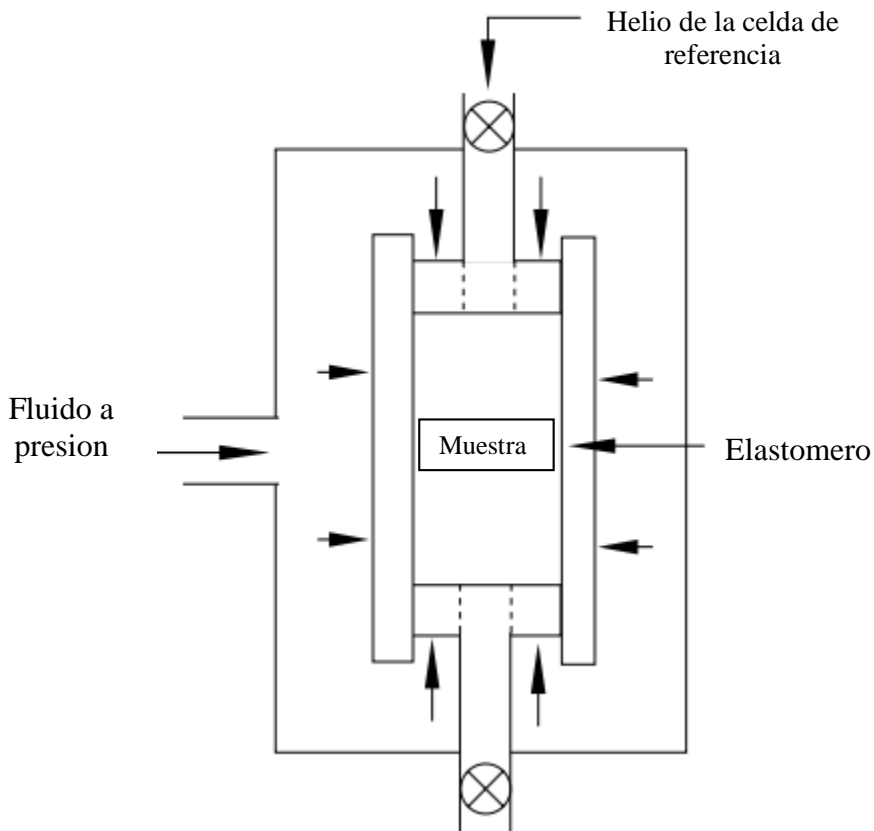


Figura 4.7. Esquema de la Calda de Carga Isostática para Determinar el Volumen de Poro Directamente.

Ventajas.

- a) Si la muestra se encuentra limpia al iniciar la prueba, también lo estará al finalizar por lo que puede ser usada para estudios futuros.
- b) La porosidad y la permeabilidad pueden ser calculadas al mismo tiempo con una sola lectura de la muestra.
- c) La operación es rápida y simple.
- d) Se elimina la posibilidad de reacción entre la roca y el fluido saturante pues se usa un fluido inerte.
- e) La medición directa del volumen de poro elimina los posibles errores si tuviéramos que calcula el volumen bruto o el volumen de grano.

Limitaciones.

- a) El equipo debe ser cuidadosamente calibrado para el volumen muerto.
- b) Deben ser considerados los cambios en la temperatura y presión.
- c) La muestra debe ser de buena calidad con forma perfecta y sin superficies vugulares.
- d) Se debe limpiar a la muestra de hidrocarburos y después se debe secar pues de lo contrario se calcularía un volumen de poro menor al real.
- e) El gas usado no debe reaccionar con los minerales pues se puede obtener un volumen de poro mayor al real. Para mitigar esto se recomienda el uso de algún gas inerte como el helio.
- f) Las muestras de baja permeabilidad (<0.01 md) requieren de mucho tiempo para alcanzar el equilibrio de presión.
- g) Cuando la salinidad del agua de poro es mayor a 100 000 mg/l la muestra se debe limpiar con metanol para remover la sal.
- h) Este método es aplicable para muestras confinadas por algún material de sustentación como el usado para muestras no consolidadas o pobremente consolidadas.

Para muestras a un elevado esfuerzo de confinamiento.

Los principios seguidos aquí son casi los mismos a los usados para un bajo esfuerzo de confinamiento, sin embargo, la porosidad es determinada a alto esfuerzo o presión. Estos datos de laboratorio son usados para determinar la porosidad del yacimiento a las condiciones de presión originales. A diferencia de las mediciones hechas a bajo esfuerzo de confinamiento, se debe conocer a) la magnitud del esfuerzo y b) el método de aplicación (esfuerzo isostático, esfuerzo triaxial, biaxial o uniaxial) para escalar el resultado a condiciones de yacimiento. Históricamente, la mayoría de las mediciones de rutina para el volumen de poro se hacen a esfuerzo isostático debido a su sencillez y su relativo bajo costo. En estos casos los datos son presentados con una relación entre la porosidad versus el esfuerzo isostático correspondiente. En algunos yacimientos es necesario medir la compresibilidad del volumen de poro para tener mayor exactitud en la información a condición de yacimiento. En estas mediciones de la compresibilidad generalmente es necesario que esté presente la fase líquida es el espacio poroso de la roca para modelar la interacción roca-fluido.

Ventajas.

- a) Las ventajas son similares a las obtenidas a bajo esfuerzo de confinamiento.
- b) Las mediciones de porosidad a alto esfuerzo de confinamiento se acercan más a los valores verdaderos del yacimiento.

Limitaciones.

- a) Las limitaciones son muy parecidas a las mediciones hechas a bajo esfuerzo de confinamiento.
- b) La penetración de la manga de elastómero en las depresiones de la muestra debidas a los porosos o a vugulos mientras se incrementa es esfuerzo puede resultar en datos de porosidad menores. Para reducir estos efectos se puede utilizar una manga de metal o incrementando el radio de la muestra.
- c) La confiabilidad de la porosidad medida a diferentes esfuerzos de confinamiento depende la velocidad con la que se aplicó el esfuerzo y de los tiempos de estabilización de la muestra.
- d) Se debe calcular o estimar el esfuerzo efectivo del yacimiento para poder aplicarlo en el laboratorio
- e) Las muestras poco consolidadas pueden exhibir alta compresibilidad a bajo esfuerzo de confinamiento.

- **Sumando los Fluidos de Porosidad.**

La técnica de sumar los fluidos contenidos en la roca para determinar la porosidad es discutida a detalle en los métodos para determinar la saturación de fluido en el método de la retorta a presión atmosférica. La porosidad se determina dividiendo el volumen de poro por el volumen bruto de la muestra.

Método por Saturación de Líquido.

La medición de la porosidad (espacio vacío conectado) mediante este método involucra la determinación gravimétrica del volumen de poro midiendo: a) el peso de la muestra limpia y seca, b) el peso de la muestra saturada con un fluido de densidad conocida y c) el peso de la muestra saturada y sumergida en el mismo fluido.

Ventajas.

- a) Pueden ser manipuladas varias muestras al mismo tiempo.
- b) Provee una medición directa del volumen de poro.
- c) Se tiene muy buena exactitud si se sigue el procedimiento adecuadamente.
- d) La muestra puede ser saturada completamente con algún fluido de uso posterior en otras pruebas.

Limitaciones.

- a) El procedimiento es lento y consumen mucho tiempo de medición.

- b) El procedimiento es exacto, pero está limitado para muestras que pueden ser saturadas al 100% y que el peso saturado sea exitosamente determinado.
- c) Las muestras con superficies vugulares no son recomendadas para determinar la porosidad mediante este método debido a la potencial pérdida de fluido de los vugulos durante el proceso de pesado.
- d) El fluido puede ser que no se utilice en pruebas subsecuentes y por tal motivo tendrá que ser removido.
- e) No deben ser usado fluidos que puedan reaccionar con la muestra y alterar la misma.

4.3. Determinación de la permeabilidad.

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y una medida de su habilidad para transmitir fluidos. La medición de la permeabilidad de una roca porosa o estrato es la medida de la conductividad del fluido al través del material en cuestión. La permeabilidad en flujo de fluidos es análoga a la conductividad eléctrica o térmica. El recíproco de la permeabilidad es la resistividad viscosa. La permeabilidad de la roca puede variar según la dirección del flujo.

La medición de la permeabilidad se puede clasificar en cuatro categorías principales: aquellas que utilizan el flujo de gases o líquidos en estado estacionario o no estacionario (transitorio).

La permeabilidad del medio poroso puede también ser inferida de una correlación empírica usando mediciones directas.

Cuando calculamos la permeabilidad de la muestra, también conocemos la conductancia que tiene la muestra ante cierto fluido. Al mismo tiempo, la conductancia depende de la longitud y área transversal al flujo que tiene la muestra. De tal forma que el rango de permeabilidad medible puede ampliarse para una configuración de flujo en particular haciendo una selección adecuada de las dimensiones de la muestra. Por ejemplo, para mantener un gasto razonable con flujo axial y cuando la permeabilidad es muy alta, se puede usar una muestra muy larga, pero de diámetro pequeño. Por otro lado, para muestras de muy baja permeabilidad se recomienda el uso de muestras cortas, pero de gran área transversal al flujo. Se asume que todas las mediciones se realizan a la misma temperatura.

Conociendo lo anterior, la muestra puede ser colocada en un permeámetro que cumpla con las condiciones requeridas. Las siguientes figuras muestran las configuraciones del permeámetro con diferentes formas de aplicar un gradiente de presión.

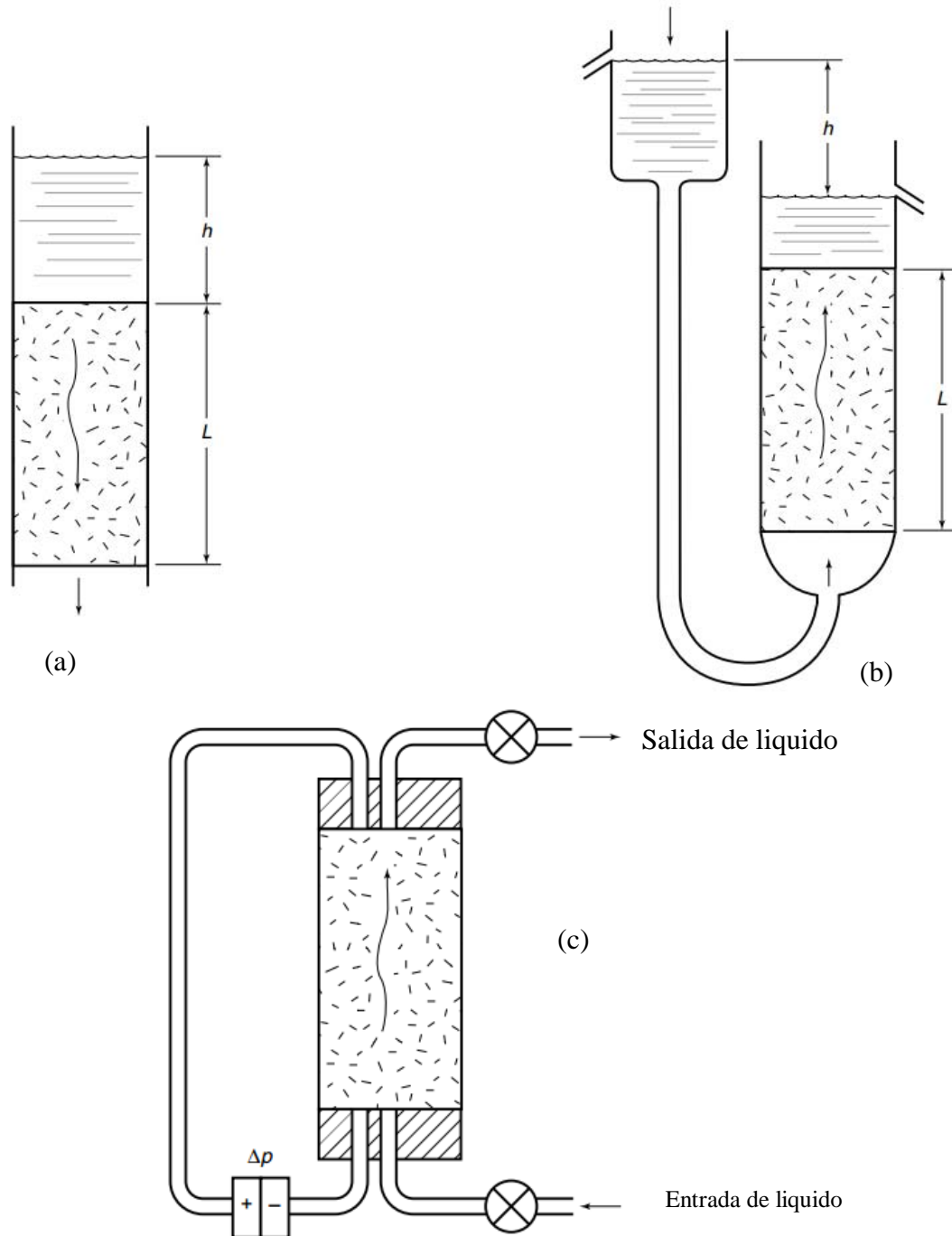


Figura 4.8. En la figura (a) se muestra un permeámetro con flujo vertical hacia abajo induciéndose una presión en la cima de la muestra debida a la gravedad; (b) permeámetro en donde la presión inducida se encuentra en la parte inferior, sin embargo, también se ejerce una presión superior por efecto de la gravedad; y (c) permeámetro en donde se induce una presión artificial en la parte inferior y se extrae la presión de la cima de la muestra.

No debemos olvidar que la permeabilidad tiene una relación directa con la presión; a mayor presión, menor permeabilidad.

4.4 Mecánica de Rocas.

Propiedades Mecánicas.

Las propiedades mecánicas de la roca (MR) como son la compresibilidad del volumen poroso (PVC), módulo de Young, relación de Poisson y la velocidad ultra sónica no se deben considerar como parte tradicional de un programa de análisis especial de núcleo. Sin embargo, el elevado costo de los pozos ultra profundos, que excede los 100 millones de dólares, ha dado mayor importancia a las mediciones en mecánica de rocas. La información obtenida de un estudio de la mecánica de rocas es crítica para el diseño de los modelos de fracturas en los esquistos bituminosos y otros yacimientos no convencionales. Esta sección se centra en las propiedades de la mecánica de rocas que dan soporte a la Ingeniería de Yacimientos y que gobiernan el comportamiento de la producción durante la caída de presión en el volumen de poro.

Hettema (2013) estudió cómo los valores de compresibilidad del volumen de poro pueden ser estudiados. Crawford et al. (2011) diseñó una gráfica de la compresibilidad del volumen de poro versus la porosidad para 275 muestras de núcleo provenientes de pozos costa fuera y terrestres lo que indicó que la porosidad es función del ambiente de consolidación y de si la roca es frágil o no consolidada.

En la medida de lo posible, debe usarse la sección de núcleo completa para el desarrollo de mecánica de rocas (RM), sin embargo, muchas de las pruebas son destructivas y dependerá de la cantidad de núcleos recuperados. Las ventajas del nucleado por rotación es que ahora provee muestras de 1.5 por 3.0 pulgadas. Por algunos aspectos de la mecánica de rocas, como son la determinación la compresibilidad del volumen de poro se prefiere tapones de núcleos verticales de un pozo vertical.

Es común asumir que, durante la caída de presión del poro en el yacimiento, los límites horizontales del yacimiento permanecen constantes. En las pruebas de geo mecánica, esta condición es simulada con un esfuerzo uniaxial. En las mediciones uniaxiales en el laboratorio para determinar la compresibilidad del volumen de poro (UPVC), un tapón vertical es compactado con una carga axial (que simula la presión de sobrecarga en el yacimiento) y es mantenido constante, el esfuerzo radial de confinamiento (esfuerzo promedio horizontal del yacimiento), igual que el esfuerzo del yacimiento y después es ajustado para mantener ese esfuerzo radia en cero mientras la presión de poros inicia en la presión original del yacimiento y disminuye simulando la producción.

$$C_{pp,uni} = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right) \sigma_{ax} \text{ and diameter} = \text{const} \cdot \quad (4.1)$$

Una variante de esfuerzo de compactación uniaxial es mantener el esfuerzo radial en cero mientras el esfuerzo axial efectivo se mantiene constante, K_0 . La compresibilidad del volumen de poro y la permeabilidad son evaluados a diferentes valores de K_0 versus la presión de poro o esfuerzo efectivo axial (Brignoli y Di Federico 2004).

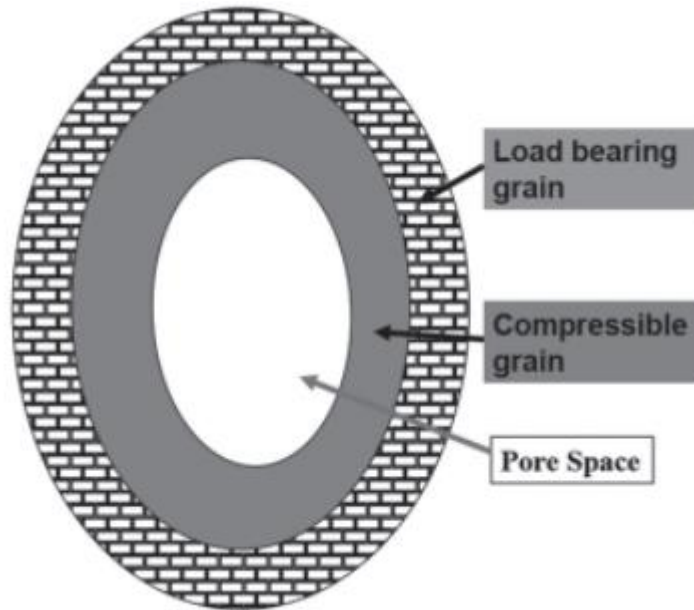
$$K_0 = \Delta\sigma_c / \Delta\sigma_{ax} . \quad (4.2)$$

Los simuladores de yacimiento requieren de una tabla o gráfica del volumen de poro y el factor de reducción de la permeabilidad versus la presión de poro del yacimiento. Estos datos no pueden obtenerse con un análisis de núcleo rutinario de porosidad y permeabilidad, sin embargo, pueden ser obtenidos fácilmente de un estudio de un esfuerzo de confinamiento neto hidrostático. Las mediciones de compresibilidad del volumen de poro uniaxial son afectadas por la saturación de fluido, la temperatura, como se desarrolle la prueba, la razón a la cual la presión del poro es cambiada y de la orientación de la muestra.

Las mediciones de laboratorio a condiciones verdaderas de yacimiento ya sea de temperatura y alta presión de poro y grandes depleciones en el poro están disponibles para determinar la compresibilidad del volumen de poro. Sin embargo, estas condiciones son muy difíciles de alcanzar en mediciones que usan permeabilidad transversal en tapones de núcleo vertical. Para simular las condiciones de laboratorio las pruebas de mecánica de rocas uniaxial con flujo son comúnmente desarrolladas a esfuerzo externo reducido manteniendo baja la presión de poro y aplicando el concepto de esfuerzo efectivo.

Cada propiedad de la roca; p. e. compresibilidad, permeabilidad, velocidades sísmicas, etc., tienen su propio coeficiente de esfuerzo efectivo (ESC) (Shafer 2008). Este coeficiente es menor a 1.0 para la mayoría de las propiedades de la roca, pero se han observado valores mayores a 1.0 en algunos casos de permeabilidad. Por ejemplo, para una roca stiff (baja compresibilidad) el ESC para la compresibilidad del volumen bruto es cercano a 0.8 mientras el ESC para la velocidad de onda compresional es de magnitud similar pero la velocidad para la otra onda cercano a 1.0 y el ESC para la permeabilidad puede ser menor a 1.0 para rocas con poca arcilla (alta compresibilidad de grano) y mayor a 1.0 para rocas ricas en arcilla (Flornes, 2005). Si hay un problema obvio con el estudio de compactación a esfuerzo efectivo es que el ESC es diferente para diferentes propiedades, de tal forma que un esfuerzo efectivo diseñado para PVC no debe tener el esfuerzo efectivo apropiado para la permeabilidad o para una velocidad sísmica diferente.

En contraste, para muchas otras propiedades el coeficiente de esfuerzo efectivo para la permeabilidad puede ser mayor a 1.0. Si incrementa la presión de poro a un esfuerzo neto de confinamiento, la permeabilidad debe también aumentar (Warpinski). Lo razonable de esto es que, a alta presión de poro, los granos que no son parte de la estructura de la roca son comprimidos por la presión de poro, lo que hace que incremente el diámetro efectivo de la garganta de poro y a consecuencia la permeabilidad.



Para el Golfo de México, las mediciones en rocas del terciario tardío de permeabilidad con salmuera es una función del esfuerzo de confinamiento y la presión de poro indica las mediciones rutinarias de la permeabilidad en núcleos cercanas a la presión cero debe ser bajo estimado en comparación con la permeabilidad del yacimiento. También se observa que la velocidad de declinación de la permeabilidad es grande con la depleción de la presión de poro si se compara para cuando la presión de poro permanece constante.

Las pruebas de compactación dependen del tiempo y de componente independientes del mismo. La magnitud del cambio en el volumen de poro mientras se incrementa el esfuerzo en la muestra dependerá de las velocidades de dicho incremento.

En sus inicios la mecánica de rocas aplicada a la Ingeniería Petrolera se enfocó básicamente a explicar la orientación de las fracturas. Fue a principios de los años 80 cuando se empezó a dar importancia a la mecánica de rocas, aplicada para obtener nuevos parámetros de caracterización de yacimientos.

Una investigación sobre la mecánica de rocas debe cubrir un amplio panorama, no solo debido a las varias ramas de la ingeniería involucradas, sino a los muchos materiales clasificados como roca. Algunas pueden mostrar una naturaleza elástica y quebradiza a presiones de confinamiento de miles de libra por pulgada cuadrada (psi), mientras otras pueden ser poco elásticas a una presión muy inferior. Otras rocas, como las arcillas, se debilitan con la presencia de agua. La sal y el yeso responden de manera plástica a bajas presiones de confinamiento y son altamente solubles. Esas diferencias son solo una pequeña muestra de la amplia gama de conocimientos y tecnologías que rodean la mecánica de rocas a la industria petrolera.

Los problemas asociados a la perforabilidad de los pozos, como pérdida de circulación, inestabilidad de las paredes, pobre rendimiento de la barrena y el control direccional, no se habían relacionado con el estado de esfuerzos en el yacimiento, al tiempo que era poco comprendida.

En 1948 se introdujo la técnica de fracturamiento. En ese tiempo, y hasta principios de 1986, la creencia popular era que, al aplicar presión, la formación se rompería a lo largo del plano de estratificación. Esto implicaba que la sobrecarga tenía que ser levantada en su totalidad. En 1953, Hubbert apuntó que el estado normal de esfuerzos es uno de los esfuerzos principales; en áreas relajadas, caracterizadas por fallas normales, el esfuerzo mínimo debe ser horizontal.

De las observaciones anteriores se dedujo que el campo de esfuerzos era cercano a la columna hidrostática; esto significa que los esfuerzos principales deberían ser iguales y con un valor cercano a la sobrecarga. Esta suposición era común en los primeros intentos de comprender el comportamiento mecánico de la roca. Sin embargo, las rocas no son idealmente homogéneas, continuas, isotrópicas, lineales y elásticas. Se requiere diferencias sustanciales en los esfuerzos principales para que el fallamiento y el plegamiento tengan lugar. Por tanto, la condición general de esfuerzos "in situ" es aquella en la que existen tres diferentes esfuerzos principales perpendiculares. Es necesario comprender la condición del esfuerzo para proporcionar la base de la mecánica de rocas.

Definición de esfuerzo.

EL análisis de los esfuerzos es materia de la estática pura, e independiente de las propiedades plásticas, elásticas, viscosas u otras supuestas para el material. En general, el esfuerzo es la razón de una fuerza con el área de aplicación de la fuerza; sin embargo, para cuando la fuerza aplicada es perpendicular al área de aplicación, el esfuerzo se denomina normal y si la dirección de la fuerza es paralela a la superficie de aplicación de la fuerza, el esfuerzo es llamado cortante o de cortadura

Definición de deformación.

La posición relativa de los puntos dentro de un cuerpo se altera cuando el cuerpo se somete a un campo de esfuerzos. En términos de la mecánica del medio continuo, es el desplazamiento de todos los puntos del cuerpo. La posición inicial de cada punto se conoce y las fuerzas aplicadas originan el desplazamiento a una posición final. La deformación puede determinarse por algún cambio de ángulo o de longitud.

Constantes elásticas dinámicas.

Al someter una roca a diferentes esfuerzos tiende a deformarse de una manera previsible. Por lo tanto, las relaciones que describen este comportamiento reciben el nombre de constantes elásticas. A continuación, se da una definición general de las relaciones básicas.

Relación de Poisson.

Es una constante definida por la relación que existe entre la deformación lateral y la deformación longitudinal que sufre una roca. Matemáticamente se expresa:

$$\nu = \frac{\text{Deformación lateral}}{\text{Deformación longitudinal}} \quad (4.3)$$

Módulo de Young.

Es la relación entre los esfuerzos y deformaciones longitudinales. Este efecto obedece a la propiedad elástica de la roca al estar sometida a los esfuerzos compresivos por la barrena. Se expresa como:

$$E = \frac{\text{Esfuerzo aplicado}}{\text{Deformación normal}} \quad (4.4)$$

Módulo de cizallamiento.

Es el efecto de los esfuerzos paralelos compresionales que se producen al contacto con la barrena con la cara de la formación y se define como la fuerza tangencial sobre la cara de la roca. Su expresión es:

$$G = \frac{\text{Esfuerzo aplicado}}{\text{Deformación de corte}} \quad (4.5)$$

Módulo volumétrico.

Es el cambio de volumen que producen los esfuerzos compresionales derivados del peso sobre barrena a la cara de la roca y se expresa como:

$$K_b = \frac{\text{Esfuerzo aplicado}}{\text{Deformación volumétrica}} \quad (4.6)$$

Módulo de compresibilidad.

Es el cambio fraccional del volumen de roca por unidad de incremento de esfuerzo compresivo aplicado a la formación. Se expresa como:

$$C_b = \frac{\text{Deformación volumétrica}}{\text{Esfuerzo aplicado}} \quad (4.7)$$

Compresibilidad de la roca.

Es la relación que existe entre el cambio volumétrico de la matriz generado por la carga compresiva de una columna hidrostática. Se expresa como:

$$C_r = \frac{\text{Cambio volumétrico de la matriz}}{\text{Presión hidrostática}} \quad (4.8)$$

Constante elástica de Biot.

Parámetro que define la eficiencia del fluido poroso para aplicar una carga aplicada.

Ángulo de fricción interna.

Partiendo de la ecuación que describe linealmente la envolvente del círculo de Mohr y que a su vez separa los planos de fractura se puede escribir la resistencia al cizallamiento como:

$$R = c + \left(\frac{P_1 + P_3}{2} - \frac{P_1 - P_3}{2} \cos 2\alpha \right) \tan \phi \quad (4.9)$$

Y la diferencia entre la resistencia al cizallamiento y el esfuerzo de cizallamiento como:

$$\Delta\tau = c + \left(\frac{P_1 + P_3}{2} - \frac{P_1 - P_3}{2} \cos 2\alpha \right) \tan \phi - \frac{P_1 - P_3}{2} \sin 2\alpha \quad (4.10)$$

En los planos donde esta diferencia se vuelve mínima el material se romperá, por lo tanto, cuando:

$$\frac{d(\Delta\tau)}{d\alpha} = 0 \quad (4.11)$$

Se tiene que:

$$\tan \phi (P_1 - P_3) \sin 2\alpha - (P_1 - P_3) \cos 2\alpha = 0 \quad (4.12)$$

O

$$\tan 2\alpha = \cot \phi \quad (4.13)$$

Y

$$\begin{aligned} \alpha &= 45^\circ - \frac{\phi}{2} \\ \phi &= 90^\circ - 2\alpha \end{aligned} \quad (4.14)$$

De acuerdo con las consideraciones anteriores, el ángulo entre el plano de ruptura y el esfuerzo de deformación será por lo general menor a 45 grados; esto es, el plano de cizallamiento depende del ángulo de fricción interna y que a su vez es una propiedad del material el cual puede variar con el esfuerzo normal como se observa en la siguiente figura.

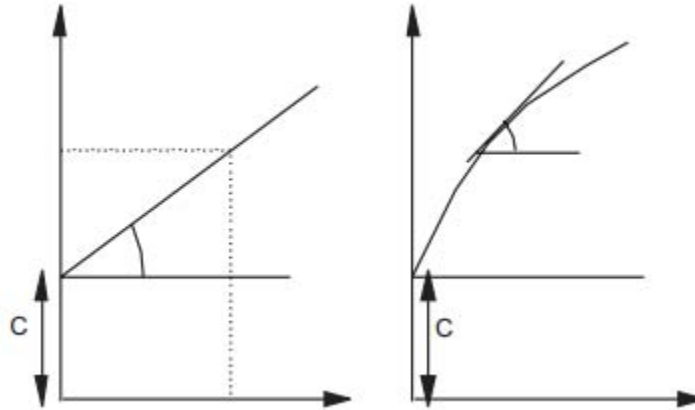


Figura 4.9

El ángulo de fricción interna es grande para las areniscas y pequeño para las raicillas; además, se incrementa rápidamente al crecer la presión de confinamiento en las areniscas y poco en las arcillas.

Entre mayor sea el ángulo de fricción interna se necesita mayor esfuerzo de cizallamiento para incrementar la ruptura al incrementarse la presión de confinamiento. Por lo tanto, diversos materiales tienen una curva tipo para el ángulo de fricción interna. Entre más pendiente tenga la curva, mayor es la diferencia en la resistencia al cizallamiento con el incremento de la presión de confinamiento. Así, la resistencia a la tensión es más pequeña que la resistencia a la compresión. Cuando la diferencia entre la resistencia de compresión y la tensión es grande se dice que el material es quebradizo y cuando es pequeña, el material es dúctil. Al incrementar la presión de confinamiento la curva del ángulo de fricción interna tiende a achatarse, el ángulo del plano de cizallamiento se incrementa y la diferencia entre dúctil y quebradizo desaparece.

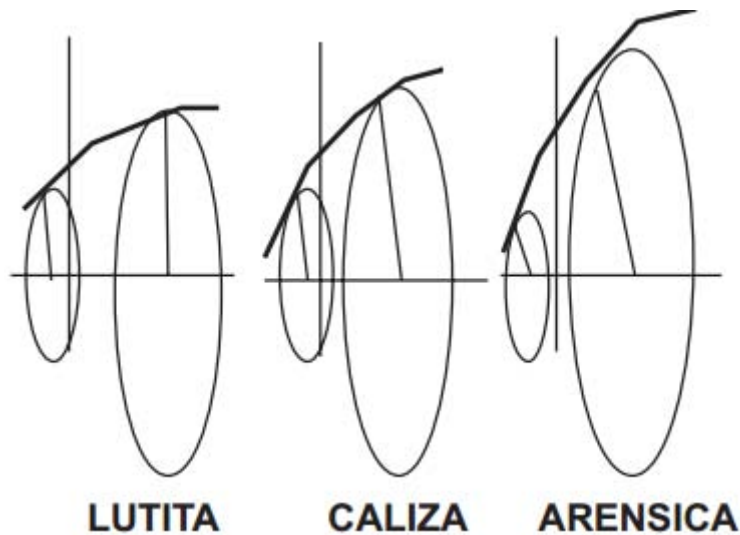


Figura 4.10. Envoltentes típicas de ruptura.

Resistencia compresiva.

Como se mencionó anteriormente al aumentar la presión de confinamiento, la resistencia y la ductilidad de la roca se incrementan. La estimación de la resistencia compresiva de la roca depende de las condiciones según las cuales se calcule. Para obtener la resistencia compresiva sin confinamiento (presión atmosférica), basta con obtener las lecturas del registro de densidad y de porosidad para establecer la relación. Smorodinov y colaboradores determinaron dos relaciones entre el esfuerzo compresivo para un grupo de rocas carbonatadas:

$$\begin{aligned} C_o &= -0.88e^{2.85p} \\ C_o &= 2590e^{-0.91\theta} \end{aligned} \quad (4.15)$$

La densidad y la porosidad. Si se toman muestras de formación y se realizan pruebas triaxiales a la presión de confinamiento se obtiene la resistencia compresiva in situ o confinada. La relación de la resistencia compresiva como una función de la presión de confinamiento está dada por la envolvente de Mohr. A partir de la interpretación de la falla de la roca a una presión de confinamiento con la aproximación lineal de la envolvente puede ordenarse para calcular la resistencia compresiva confinada. Esto es:

$$C_{oc} = p + 2 \frac{C + p \tan\phi}{\cos\phi - \tan\phi + \text{sen}\phi - \tan\phi} \quad (4.16)$$

Mediciones de las propiedades mecánicas de las rocas.

Existen dos enfoques en el campo de la mecánica de rocas para determinar las constantes elásticas. El primer método requiere colocar un espécimen de roca bajo una carga en una máquina de prueba para determinar la constante elástica a partir de la relación de deformación. Las constantes obtenidas por este método se llaman constantes

elásticas estáticas. El segundo método involucra la medición de las velocidades de las ondas acústicas y determina los valores a partir de la relación de la propagación de la onda. Estas se llaman constantes elásticas dinámicas.

Para un material idealmente elástico, las constantes elásticas y dinámicas son las mismas. Para las rocas no es el caso. Las constantes elásticas dinámicas son más altas que las estáticas. La diferencia es mayor a bajas presiones de confinamiento.

Por otro lado, a bajas presiones de confinamiento las rocas exhiben una relación no lineal de esfuerzo/deformación. A altas presiones de confinamiento el comportamiento se vuelve más lineal y hay una mejor concordancia entre ambas constantes.

Desde el punto de vista práctico, varias consideraciones importantes favorecen el uso de las mediciones dinámicas obtenidas de los registros. Primero, las mediciones son hechas "in situ" y deben ser más representativas del estado de esfuerzos de confinamiento. Por otro lado, las mediciones estáticas requieren el corte de un núcleo de formación que mantenga las propiedades originales. En segundo lugar, los registros proporcionan una medición continua y permiten establecer una tendencia.

Equipos de Laboratorio.

Las características de deformación y falla de la roca son obviamente importantes es el diseño de la estructura de la roca. Las técnicas para determinar estas propiedades in situ son difíciles y costosas. Consecuentemente, la mayoría de las investigaciones en mecánica de rocas se realizan a partir de pequeños especímenes de roca en el laboratorio.

A continuación, se muestran algunos equipos usados para el análisis de núcleos en el Instituto Mexicano del Petróleo, en su laboratorio de Mecánica de Rocas.

Como hemos mencionado en capítulos anteriores, los núcleos que son transportados al laboratorio son cortados por lo general con una longitud de un pie por pieza, así es que para realizar diversas pruebas es necesario corta estos núcleos y adecuarlos a las condiciones requeridas de algunos equipos o según las dimensiones deseadas según nuestro criterio. La imagen muestra una cortadora de fragmentos que sirve para tal propósito



Figura 4.11. Cortadora de Fragmentos del laboratorio de mecánica de rocas del IMP.

Debido al alto costo de obtener núcleos, es conveniente muestrear un núcleo para hacer diferentes pruebas, incluyendo pruebas de esfuerzos, con tal fin, el Laboratorio de Perforación en su sección de geomecánica tiene una cortadora de tapones de núcleo, la cual se muestra en la siguiente imagen.



Figura 4.12. Cortadora de tapones del laboratorio de mecánica de rocas del IMP.

Para hacer estudios de esfuerzos sobre los tapones o núcleos es necesario pulir los extremos de cada tapón con el fin de, al momento de aplicar presión, la distribución del esfuerzo sea uniforme. A continuación, se muestran algunas imágenes de afinadoras usadas en el IMP.



Figura 4.13. Afinadora de tapones del laboratorio de mecánica de rocas del IMP.



Figura 4.14. Afinadora de tapones del laboratorio de mecánica de rocas del IMP.

Finalmente, una vez lista la muestra de núcleo, se coloca el tapón en el equipo especial donde se realizarán estudios de esfuerzos y ya sean uniaxiales, biaxiales y triaxiales. El equipo mostrado en la siguiente imagen es llamado marco de carga; en él, se ejercen diferentes esfuerzos de sobre carga y axiales simulando las condiciones del yacimiento. Incluso, la mejora que se hizo en este laboratorio de geomecánica del IMP, es que por lo general los equipos someten a las rocas a dos esfuerzos diferentes, el primero llamado de sobre carga mediante una presión mecánica y el segundo se ejerce con un fluido o de forma hidráulica y radial; diciendo que la aplicación de los esfuerzos son triaxiales, la realidad es que solo simulan dos esfuerzos diferentes y no tres como si lo hace el equipo usado por el IMP que mediante el uso unos aditamentos, si aplica tres esfuerzos diferentes. Por este motivo es llamada true triaxial.

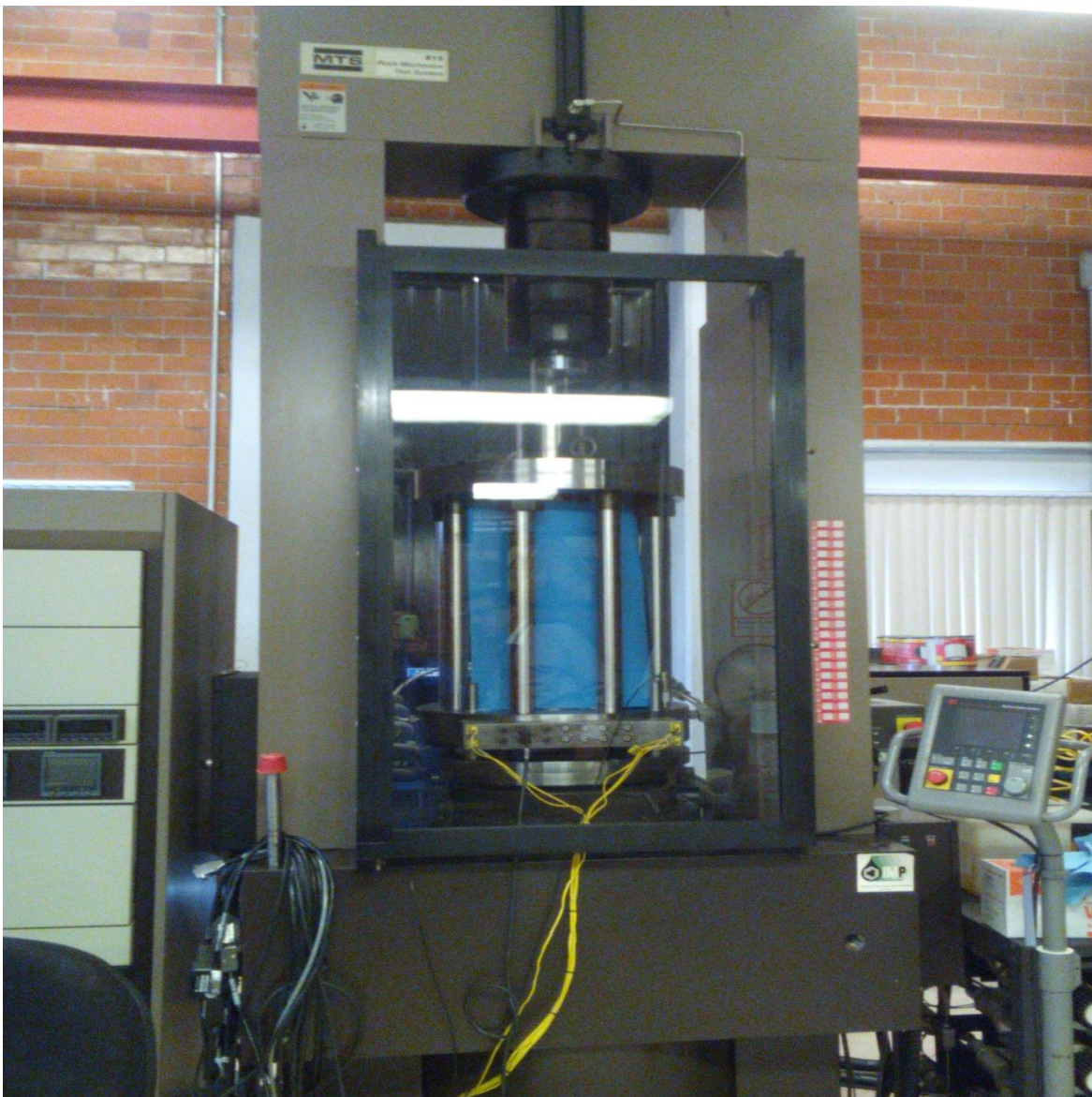


Figura 4.15. Marco de Carga con intercambio de arreglos true triaxial.

Una vez simuladas las condiciones de presión en el yacimiento, se pueden realizar diferentes pruebas, ya sean de permeabilidad, o para obtener las diferentes relaciones de deformación.

4.5. Prueba biaxial de laboratorio.

Durante mucho tiempo, las pruebas de geomecánica realizadas a núcleos fueron de menor importancia debido principalmente a que el petróleo era fácil de extraer y no requería de estudios a detalle. El abatimiento de presión en los yacimientos obliga a las sociedades a explotar petróleo cada vez más difícil de extraer; un ejemplo de esto son los yacimientos encontrados a profundidades mayores a las acostumbradas o los nuevos yacimientos considerados como no convencionales debido a la baja permeabilidad pero que contienen gran cantidad de hidrocarburos.

Los pozos ultra-profundos son altamente costosos, por lo que es necesario realizar estudios que reduzcan la incertidumbre al máximo. Para estos yacimientos profundos, la realización de un estudio de geomecánica se hace indispensable dados los esfuerzos tan grandes y variados que existen en él. Con los estudios de geo-mecánica se pueden comprender los campos de esfuerzos a los que está sometida la roca y con ello lograr dar estabilidad al pozo bajo cualquier alteración.



Figura 4.16. Laboratorio de mecánica de rocas del IMP.

Información del núcleo.

Tipo de roca: Caliza del Jurásico superior Thitoniano.

Diámetro: 1.5 in

Longitud: 3 in.

Descripción. No presenta fallas importantes
 No presenta cavidades vugulares
 Color gris.

Descripción de la prueba.

- La muestra es pulida en sus dos extremos para dejar superficies planas perfectas usando la pulidora que se ve a continuación.



Figura 5.17

- Posteriormente es colocada en el marco de prueba en donde será sometido a una carga biaxial gradualmente en aumento. Dicho marco de carga es como el que se ve en la siguiente figura.

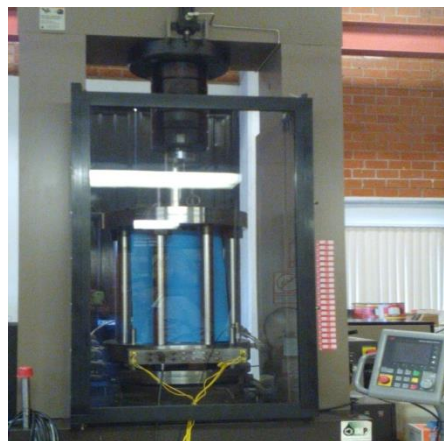


Figura 5.18

- La fuerza aplicada es considerada la variable independiente pues es el parámetro que podemos controlar.

- Unos filamentos alrededor del núcleo miden la deformación. Es decir, a medida que la presión aumenta, el núcleo se deforma justo como se ve en la siguiente figura.

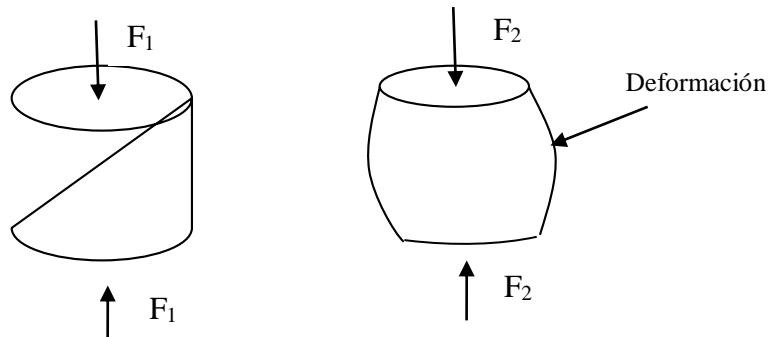
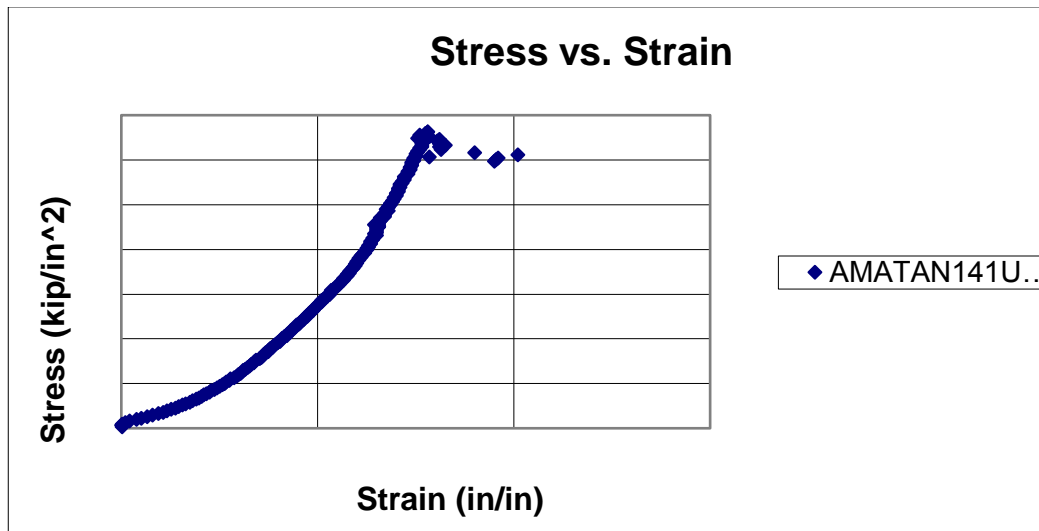


Figura 5.19

$$F_1 < F_2$$

Esta información es registrada, tabulada y graficada obteniendo una curva como la que a continuación se observa.



En esta tabla se puede observar el punto de falla, es decir el esfuerzo máximo que resiste la roca antes de ser fracturada. En este caso, se observó que el esfuerzo máximo fue de 6.62 Kilogramos fuerza por pulgada cuadrada.

Análisis.

Este dato de esfuerzo máximo de carga (6.62 Kip/in^2) es usado como criterio para diferentes decisiones, por ejemplo, con esta información puedo seleccionar la barrena adecuada para cierto tipo de roca. Si sé que la roca falla a 6.62 Kip/in^2 , necesito una barrena cuyos cortadores sean capaces de ejercer este esfuerzo de esta forma se esperaría aumentar la velocidad de penetración

de la barrena. Debemos notar que una barrena no corta solo un tipo de litología, por lo que se deben considerar estas limitaciones.

Como se dijo, el análisis de la mecánica de la roca ayuda al diseño de la estabilidad del pozo. Como se observó en el experimento, a medida que se incrementaba la carga sobre el núcleo este se deformaba, sin fallar, entonces decimos que todo este margen de esfuerzos, hasta antes del esfuerzo de falla, es la ventana operacional bajo la cual el pozo no perdería estabilidad. Es decir, al ir perforando una roca se van alterando las condiciones de esfuerzos a los que estaba sometida originalmente y mientras estas alteraciones no pasen del esfuerzo de falla, podemos decir que el pozo tendrá estabilidad.

5. AVANCES RECIENTES EN EL ANÁLISIS DE NÚCLEO.

En la siguiente tabla se muestran los temas de los artículos publicados en 1991 versus los publicados en 2013 por parte de la Sociedad Internacional de Análisis de Núcleos, S. C. A., por sus siglas en inglés.

Tabla 5.1

	1991	2013
Total, de Artículos Presentados	30	33
Categoría		
Protocolos de medición y datos	20	10
Imágenes de roca	1	8
Rocas arcillas/pesados	4	4
Simulación de modelos/micro-modelos.	1	6
Almacenamiento de CO ₂	0	3

Según la tabla 5-1, los temas relacionados con el análisis y protocolos de medición son de menor importancia en el 2013 en comparación con 1991; esto revela que el análisis de núcleos no ha cambiado mucho, desde aquel entonces y hasta la fecha el interés ha sido el mismo. Sin embargo, han surgido nuevos retos como son el surgimiento de yacimientos de baja permeabilidad. En la tabla 5.1 se observa que en 1991 y en 2013, las arcillas han presentado el mismo interés, con la única diferencia que en 1991 las rocas arcillosas eran consideradas como roca sello y en la actualidad como fuente de hidrocarburos o roca almacenadora. Por otra parte, el desarrollo de la tecnología genera nuevas herramientas útiles para la industria del petróleo y el gas. Es decir, la tendencia se orienta al uso de las nuevas tecnologías de imágenes y la simulación numérica de la física de la roca.

Aunque el número de artículos presentados para el tema de formaciones de baja permeabilidad fue el mismo en 1991 y 2013, existen diferencias fundamentales, ya que en 1991 éste tipo de rocas eran consideradas únicamente como barreras o sellos a la migración de hidrocarburo dentro del sistema petrolero y no como un prospecto de yacimiento como es considerado actualmente. En 2013, las formaciones de arcillas fueron discutidas como formaciones capaces de proveer hidrocarburos. Las mediciones con Resonancia Magnética Nuclear (NMR) y la calibración núcleo-a-registro iniciaron en los 1990s y se han ido desarrollando hasta el presente que se muestran como ciencias maduras y mejor comprendidas.

5.1. Mejoras en el corte, manipulación y preservación de núcleos.

En los últimos veinte años ha habido numerosos avances en las tecnologías de corte de núcleo. Estas mejoras han sido conducidas por la necesidad de adquirir núcleos que den soporte o justificación a la exploración de nuevos yacimientos y al desarrollo de los mismos en nuevos ambientes, incluyendo aquellos que se encuentran a grandes profundidades y a condiciones de alta presión y altas temperaturas, H.T.H.P., por sus siglas en inglés, incluyendo los yacimientos de gas en arcillas y los aceites pesados. Adicionalmente, los incrementos en el costo del equipo de perforación, ha desencadenado la necesidad de adquirir más roca en menor tiempo lo cual ha resultado en el desarrollo de nuevas herramientas en el corte de núcleos, ya sean núcleos completos o de pared de pozo, además de mejoras en los procedimientos. El alto costo de adquirir núcleos completos ha hecho que los procedimientos de manipulación sean fundamentales para el logro eficiente de los objetivos. EL análisis de núcleo obtenido usando las mejores herramientas de corte de núcleos es tan bueno según lo sea la manipulación, estabilización, preservación y transporte de las muestras hasta el laboratorio. Si los objetivos del corte de núcleo se centran en obtener un análisis de núcleo rutinario (SCA), en un análisis especial de núcleo (SCAL) o en cualquier objetivo geológico, se han logrado avances significativos en la manipulación para asegurar que el núcleo adquirido llegue al laboratorio en el mejor estado posible para su análisis.

Los avances significativos en el desarrollo de barrenas de diamante policristalino incrustado (PDC) ha resultado en el incremento de la velocidad de penetración (ROP) en rocas muy duras y formaciones comprendidas por varias litologías. El cátcher de núcleo de cierre completo, que elimino al viejo barril con mangas de goma, está disponible en varios tamaños para maximizar la recuperación en diferentes tipos de roca en donde este tipo de cátcher es apropiado. Los barriles de núcleo tipo liner han hecho de la inspección, muestreo y preservación una actividad más fácil. Las herramientas disponibles ayudan a mitigar el daño del núcleo. Esta cuestión de la recuperación de núcleos inicia con el programa de viaje de la sarta de perforación.

Diferentes diseños de hidráulica, y el equipo de separación de un barril interno mediante atornillamiento reduce el daño en los alrededores del núcleo cuando se toman grandes núcleos. Las cunas de núcleo o canastas han reducido significativamente el daño al núcleo que previamente resultaba del doblamiento, flexión e impactos mecánicos durante las operaciones de manipulación. Cierras de banda y cierras de diámetro grande ha reducido la cantidad de vibraciones a los que está sometido el núcleo cuando se corta en secciones más pequeñas. En contraste con las viejas cajas seccionadas de madera usadas para transportar al núcleo, las nuevas cajas seccionadas acojinadas para el transporte han reducido enormemente los impactos mecánicos que puede experimentar el núcleo durante su trayecto al laboratorio.

Las herramientas de corte para contener presión ahora están disponibles y pueden ser corridas con línea de acero o con la tubería de perforación. Los núcleos a presión pueden proveer información muy confiable de la saturación de fluidos, análisis

composicional de gases y fluidos a presión de yacimiento o menor. El servicio de núcleos en esponja, que ayudan a definir la saturación de aceite o agua están disponibles por varios vendedores. Los avances en las mediciones en el fondo de pozo de la dinámica de perforación han hecho posible medir parámetros críticos durante la perforación. La información que indica irritamiento de núcleo, desgranado, resbalamiento, peso en barrena (WOB), rev/min y torque ahora está disponible en el piso de perforación en tiempo real. Avances en el sistema de fluidos de perforación base agua y en sistemas de fluidos no acuosos (NAF), como son los lodos sintéticos base aceite (SOBM), han permitido obtener núcleos de alta calidad y con bajos perfiles de invasión. Seleccionar el diseño apropiado de lodo según el tipo de roca objetivo y los análisis requeridos es crítico para el éxito del programa de corte de núcleo en arenas, carbonatos y arcillas.

5.2. Herramientas de corte de núcleo completo

Los avances significativos en el desarrollo de barrenas de diamante policristalino incrustado (PDC) ha resultado en el incremento de la velocidad de penetración (ROP) en rocas muy duras y formaciones comprendidas por varias litologías. El cátcher de núcleo de cierre completo, que eliminó al viejo barril con mangas de goma, está disponible en varios tamaños para maximizar la recuperación en diferentes tipos de roca en donde este tipo de cátcher es apropiado. Los barriles de núcleo tipo liner han hecho de la inspección, muestreo y preservación una actividad más fácil. Las herramientas disponibles ayudan a mitigar el daño del núcleo. Esta cuestión de la recuperación de núcleos inicia con el programa de viaje de la sarta de perforación.

Diferentes diseños de hidráulica, y el equipo de separación de un barril interno mediante atornillamiento reduce el daño en los alrededores del núcleo cuando se toman grandes núcleos. Las cunas de núcleo o canastas han reducido significativamente el daño al núcleo que previamente resultaba del doblamiento, flexión e impactos mecánicos durante las operaciones de manipulación. Sierras de banda y sierras de diámetro grande ha reducido la cantidad de vibraciones a los que está sometido el núcleo cuando se corta en secciones más pequeñas. En contraste con las viejas cajas seccionadas de madera usadas para transportar al núcleo, las nuevas cajas seccionadas acojinadas para el transporte han reducido enormemente los impactos mecánicos que puede experimentar el núcleo durante su trayecto al laboratorio.

Las herramientas de corte para contener presión ahora están disponibles y pueden ser corridas con línea de acero o con la tubería de perforación. Los núcleos a presión pueden proveer información muy confiable de la saturación de fluidos, análisis composicional de gases y fluidos a presión de yacimiento o menor. El servicio de núcleos en esponja, que ayudan a definir la saturación de aceite o agua están disponibles por varios vendedores. Los avances en las mediciones en el fondo de pozo de la dinámica de perforación han hecho posible medir parámetros críticos durante la perforación. La información que indica daño del núcleo, desgranado, resbalamiento, peso en barrena (WOB), rev/min y torque ahora está disponible en el piso de perforación en tiempo real. Avances en el sistema de fluidos de perforación base agua y en sistemas de fluidos no acuosos (NAF), como son los lodos sintéticos base aceite (SOBM), han permitido obtener núcleos de alta calidad y con bajos perfiles de invasión. Seleccionar el diseño apropiado

de lodo según el tipo de roca objetivo y los análisis requeridos es crítico para el éxito del programa de corte de núcleo en arenas, carbonatos y arcillas.

5.3. Corte de núcleos con línea de Acero.

Las herramientas de corte con línea de acero han tenido un impacto marcado en el corte y recuperación de núcleos en los últimos diez años. La disponibilidad de obtener grandes diámetros de núcleo, 3 a 3 ½ pulgadas, permite grandes diámetros de tapones horizontales para una prueba SCAL. Los avances recientes en la adquisición de núcleos de pared de pozo por rotación han hecho posible realizar SCAL en núcleos horizontales de solo 1 ½ pulgada de diámetro. Los tapones de núcleos verticales son preferidos en algunas áreas de la mecánica de rocas, p. e., para determinar la compresibilidad del volumen de poro, debido a que la fábrica de la roca, sus propiedades mecánicas y anisotropía no son las mismas en que en un tapón obtenido de la pared de pozo por rotación en un pozo vertical. Debido al alto costo de obtener un núcleo convencional (completo), por lo general se opta por no cortarlo especialmente en pozos exploratorios. Típicamente el pozo es perforado para TR, se corren registros, se toman los núcleos de pared de pozo, después, teniendo la información necesaria para justificar el corte de núcleo completo, se inicia la perforación para obtener el mismo.

5.4. Preservación y manipulación de núcleo.

Los datos requeridos en los nuevos yacimientos convencionales y no convencionales han adquirido mayor valor. Estos requerimientos de alta calidad en los núcleos han conducido a la industria hacia el desarrollo de métodos y técnicas para estabilizar y preservar núcleos en las mismas instalaciones de perforación de tal forma que se conserve durante su trayecto al laboratorio a condiciones lo más cercanas a las de yacimiento. El tipo de esquema de preservación por lo general es altamente específico según la litología, el tipo de roca y tipo de análisis requerido.

Estabilización de Núcleos Completos. La mayoría de las técnicas de estabilización discutidas abajo, excepto por el uso de yeso y espumas, fueron usadas desde hace más de 20 años. Tanto la estabilización por congelamiento y la estabilización epóxica están diseñadas para mantener el contacto original grano a grano presente en el yacimiento. El primer avance en el método de congelamiento e inyección epoxi es que en lugar de estabilizar segmentos cortos (típicamente 3 pies) de barril de núcleo, puede ser congelado o inyectado el barril completo (aproximadamente 30 pies). Una vez que el núcleo es estabilizado, él puede ser seccionado en longitudes de 3 pies colocándolas en cajas especiales para su traslado al laboratorio.

Históricamente, el congelamiento ha sido usado para estabilizar arenas de yacimiento frágiles o no consolidadas. Este método es efectivo para mantener el contacto grano a grano dentro del núcleo especificando algunas restricciones. La saturación de

agua en el núcleo debe ser menor al 50 por ciento para asegurar que no allá alteración del grano debido al crecimiento de cristales de hielo. Si se mantiene el contacto grano a grano, se podrá realizar un extenso rango de pruebas en el laboratorio. Si existe alteración del contacto grano a grano, o es fracturado durante la manipulación, el núcleo pierde valor. El congelamiento del núcleo antes del corte del mismo es la mejor alternativa, debido a que las vibraciones debidas a la sierra durante el corte puede ser factor de daño sobre todo en las periferias del corte. Posteriormente a la división del barril completo, se debe disponer de hielo seco para asegurar que los segmentos de núcleo permanezcan congelados hasta su estudio en el laboratorio. El enfriamiento de núcleos después al corte en pequeñas secciones puede ser una alternativa de preservación para cuando se usa otra técnica de preservación; es decir, es posible el uso de más de un método de preservación al mismo tiempo. Por ningún motivo, el hielo seco debe entrar en contacto directo con el núcleo.

Cuando no es posible congelar una arenisca no consolidada en las instalaciones del pozo, la mejor alternativa es la estabilización y preservación epoxi. La resina plástica epoxi ha sido ampliamente usada para estabilizar rocas clásticas no consolidadas, sin embargo, puede ser usada para todo tipo de núcleo, excepto para carbonatos vulgares. La ventaja de este sistema es el bajo consumo de tiempo, se preservan los vacíos y fracturas, da protección de impactos mecánicos, la adhesión del tubo y el núcleo previene la reorientación después de la inspección y presenta durabilidad para el almacenamiento. La elección correcta del sistema epoxi es crítica para evitar la invasión en el núcleo. Sin embargo, la invasión en el núcleo es mínima, de aproximadamente 2 a 3 milímetros que, para el caso de núcleos completos, aun deja gran cantidad de núcleo libre de invasión para ser muestreado. Ha habido un gran debate acerca de cuál es el mejor método entre el congelamiento o la inyección de resina plástica epoxi. Los argumentos a favor del método de congelamiento incluyen:

- a. Y el espacio anular es pobre o ausente, entonces la inyección de epoxi no es posible.
- b. La resina epoxi puede invadir los espacios porosos o causar una reacción química.
- c. El calor asociado con la reacción exotérmica de la resina epoxi podría alterar la roca.

Los argumentos a favor de la resina plástica epoxi son:

- a. La formación de hielos de cristal puede expandir los poros y romper las fronteras de los granos.
- b. La vida media del núcleo es mayor si no es sometido a secado por sublimación.
- c. El núcleo es más fácilmente manipulable en el laboratorio si se evitan los ciclos de congelamiento y descongelamiento.
- d. La invasión en el núcleo se limita a la zona circundante del núcleo además de ser mínima, por lo que los tapones extraídos del centro del núcleo están completamente libres de invasión.

Finalmente, la decisión acerca de cuál método es el adecuado, dependerá de las condiciones particulares de la roca del yacimiento. Las reglas que guían la decisión son: (1) La porosidad promedio del yacimiento debe ser mayor a 28 por ciento para poder ser congelado, (2) Se debe evitar congelar muestras que fueron perforadas con lodo base agua; (3) cualquier método puede dar excelentes resultados si se desarrolla apropiadamente. La atención a los detalles y la planeación temprana aumenta la probabilidad de éxito del proyecto.

El yeso ha sido usado para estabilizar los núcleos cuando la disponibilidad de hielo seco o resina epoxi es nula. El yeso, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, es un mineral de sulfato muy suave. EL sulfato de calcio hemihidratado, $\text{CaSO}_4 \cdot 0.5\text{H}_2\text{O}$, también conocido como plaster o Paris, es combinado con agua y algún retardante o acelerador e inyectado con una bomba en secciones de 3 pies del núcleo completo similar al método con resina epoxi. EL sulfato de calcio hemihidratado endurece tan pronto como se transforma en sulfato de calcio dihidratado, a la vez que reduce el volumen de agua libre. La hidratación del hemi-hidratado no es consistente y en la mayoría de las veces deja un exceso de agua libre generando la hidratación del núcleo. Este método es amigable con el medio ambiente. Existe la posibilidad de que el yeso no llene los espacios vacíos, además que es difícil remover de las fracturas o vugulos.

Una alternativa a los métodos de estabilización con epoxi y yeso es el uso de espuma expandible. La espuma es inyectada en el barril del núcleo, esta se expande y llena los espacios vacíos. En ocasiones expande los espacios vacíos. Es fácilmente removida cuando en barril es cortado y provee de protección a los impactos durante su trayecto al laboratorio. La estabilización con esponja provee durabilidad. Su mejor aplicación es para tipos de rocas competentes, no fracturadas o no vugulares.

El núcleo consolidado que este contenido, esto es, que permanece en el barril interno de núcleo o liner puede ser estabilizado usando madera, PVC, o algunas calzas colocadas en el espacio anular entre el núcleo y el barril/liner como se muestra en la figura.

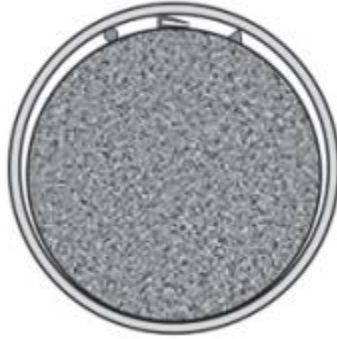


Figura 5.1. Calzas usadas para estabilizar núcleos

Preservación.

Existen muchas técnicas diferentes y procedimientos para la preservación de núcleos, ya sea de piezas o de secciones completas. En cada caso el esfuerzo involucrado se enfoca hacia el aislamiento del núcleo del ambiente inmediato. La preservación puede ser tan simple como colocar al núcleo en un tubo sellado, estabilizarlo con calzas o llenar el tubo con un fluido (base aceite, lodo o agua); o tan complejo como estabilizar el núcleo en una sección de barril expandible, envolverlo de algún material de barrera, colocarlo en bolsas de plástico ajustables a calor y purgar la bolsa con algún gas inerte.

El uso de bolsas de sello térmico Mylar, cuando se hace correctamente y con el equipo apropiado, provee de un excelente sistema de preservación y cuando se usan con rocas de carbonato es altamente ventajoso para la realización de SCAL. Estas bolsas retienen los fluidos del núcleo y puede prevenir el interperismo por muchos años. Este sistema puede ser usado en cualquier tipo de roca competente. Es un excelente sistema para núcleos cortados con liners o barril de núcleo, no obstante que también es aplicable aquellos núcleos obtenidos con barril estándar.

Las secciones completas de núcleo o secciones cortas (de 10 a 12 pulgadas) pueden ser preservadas en las instalaciones de perforación usando un plástico con bajo punto de fusión o alguna cera de parafina como se muestra en la figura. La efectividad de la preservación depende del producto usado. Estudios QC han demostrado que el plástico es una barrera efectiva para la humedad y vapor de agua. Además, provee protección para prevenir daño físico debido a impactos fortuitos.

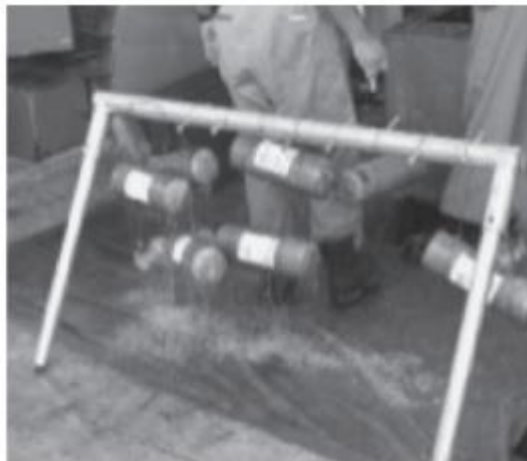


Figura 5.2. Plástico/cera. Tapones de núcleo encapsulados.

Las secciones de núcleo pueden ser preservadas colocándolas en tubos sellados por ambas caras. Las secciones pueden ser preservadas usando el fluido con que fueron perforadas. Usar un fluido base aceite de un sistema NAF podría ser preferente sobre un lodo NAF usado para el núcleo, pues este último puede contener aditivos que podrían alterar al núcleo a lo largo del tiempo. Para un sistema WBM, una salmuera sintética, característica del agua de formación, podría ser más apropiado que usar el fluido de corte, debido al posible contenido de aditivos.

5.5. Análisis rutinario de núcleo.

Mientras la era de la industria del aceite y el gas, y la demanda de energía crezcan, la complejidad de los yacimientos irá en aumento. El incremento de la complejidad de los campos aumenta la incertidumbre en la evaluación de los mismos, haciendo de las mediciones del análisis de núcleo indispensables para reducir esta incertidumbre. El mejor avance en un análisis de núcleo rutinarios (convencional) ha sido la incorporación de análisis que anteriormente no se consideraban de rutina, p. e., Escaneo por CT de núcleo completo y tapones, análisis con láser de tamaño de partícula, mediciones con mini-permeámetro y pruebas de esfuerzos usadas para obtener un estimado del esfuerzo compresivo sin confinamiento, U.C.S., por sus siglas en ingles.

La complejidad del yacimiento requiere de soluciones complejas, lo que implica el diseño de aproximaciones no estandarizadas sino individuales para adquirir datos según objetivos específicos.

Se tiene extremo cuidado para asegurar la alta calidad, sin daño, del material de núcleo en su trayecto al laboratorio. Esto hace que se usen procesos de transporte y de manipulación específicos a la naturaleza y requerimientos de un proyecto en particular, un ejemplo de esto es la estabilización de núcleo, protectores de impacto y monitoreo de impactos durante su transporte.

5.6. Análisis en las instalaciones.

Globalmente, las compañías han desarrollado una variedad de análisis para llevarse a cabo en las instalaciones del pozo, permitiendo resultados rápidos sin el consumo de tiempo que conlleva el transporte del núcleo al laboratorio. Sin embargo, muchos de estos análisis están disponibles sólo para pozos terrestres además que la mayoría de las veces son de uso específico de algunas compañías y no son de uso universal en la industria. Unos análisis en las instalaciones de pozo pueden incluir: rayos gamma espectral para núcleo; extraer tapones para análisis de saturación y análisis de trazadores; extracción Dean Stark (extracción por destilación); análisis elemental XRF (Fluorescencia de Rayos X) que puede estimar la mineralogía (ver Figura abajo); análisis de cromatografía de gas (GC); expansión del volumen de gas; y análisis de desorción (contrario a adsorción). Algunas de estas nuevas mediciones pueden ser realizadas con recortes residuales de la perforación por lo que pueden llevarse a cabo durante las operaciones de perforación de pozo.



Figura 5.3. Handheld XRF equipo para análisis elemental en campo (Olympus Delta Handheld XRF Analyzer)

5.7. Tecnologías de imagen de núcleo.

Veinte años atrás, las fotos de núcleo eran obtenidas del procesamiento de una película expuesta a luz blanca o ultravioleta (UV). Hoy las fotos de núcleo son imágenes digitales. Las imágenes de núcleo de alta resolución pueden ser procesadas digitalmente para obtener estimados de permeabilidad y al mismo tiempo generar un registro de permeabilidad continuo. Recientemente, el escaneo con radiación infrarroja provee un mapa mineral del núcleo en tres dimensiones y ha sido añadido a las tecnologías de imagen disponibles.

Con estas nuevas tecnologías de imagen se pueden realizar correlaciones más profundas entre núcleos y registros de pozos, mitigando, aún más, la incertidumbre de hacer la correlación sin la ayuda de las imágenes digitales. Las recientes tecnologías de imagen y software de procesamiento se unen para realizar comparaciones y correlaciones entre las imágenes de núcleo y los registros de pozo. Por ejemplo, es posible hacer una comparación directa a detalle entre una imagen circunferencial de todo el núcleo (figura 5.4) y el registro de pozo de imágenes de fondo, que en éste caso corresponde a un registro de imagen de micro-resistividad. Además de poder hacer estas correlaciones a detalle, estas imágenes circunferenciales de núcleo pueden ser usadas para un análisis de fractura y orientación de las mismas, si son lo suficientemente visibles.

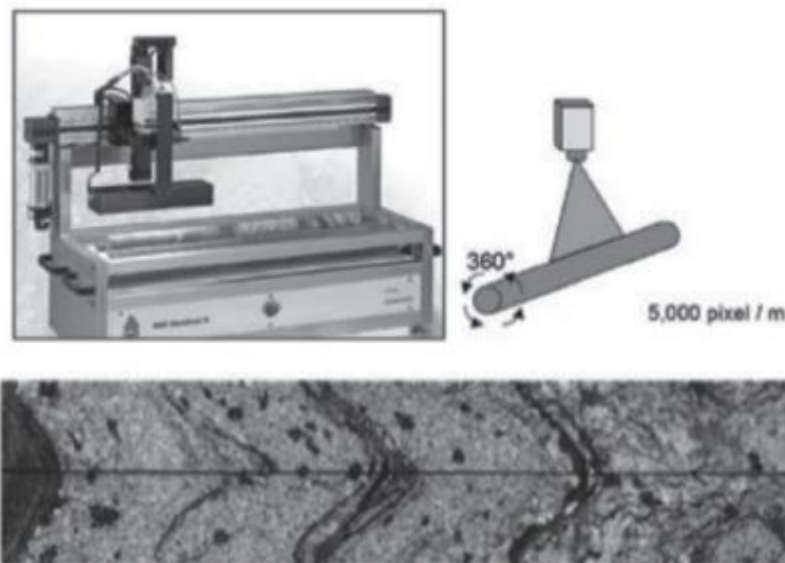


Figura 5.4. Escaneo circunferencial de núcleo (Vindum Engineering DMT CoreScan3 Sistema de Imagen de Núcleo)

El escaneo con CT de rayos X helicoidal es una nueva implementación en las tecnologías de imagen que puede generar imágenes 3D del material de núcleo examinado. Esta tecnología se ha convertido rápidamente en un proceso de análisis rutinario, especialmente para el mercado del Shale gas (gas en lutitas). Los avances comunes en el software de procesamiento mejoran estas tecnologías permitiendo a los usuarios extraer un amplio rango de información de las imágenes 3D y mejorando la caracterización de los sistemas altamente heterogéneos.

Una vez que el núcleo llega al laboratorio dentro del barril de núcleo o tubo, los núcleos son recibidos e inventariados. Los núcleos enteros pasan por un registro de rayos gamma de núcleos que mide los rayos gamma emitidos naturalmente por los núcleos. Mediante la comparación de las mediciones de los rayos gamma de los núcleos con los registros de los rayos gamma LWD o adquiridos con herramienta operada con cable, los geocientíficos pueden correlacionar la profundidad del núcleo con la

profundidad del registro e identificar los intervalos de los cuales se pudo haber perdido o dañado el núcleo.

El dispositivo de adquisición de rayos gamma utiliza un transportador para desplazar el núcleo (ya sea expuesto o aislado herméticamente en la camisa) más allá de un detector de rayos gamma. El detector examina el núcleo a lo largo de toda su extensión reproduciendo la secuencia de adquisición de registros utilizada para la toma de registros de pozo.

A continuación, el núcleo pasa por un dispositivo de exploración por TC para obtener una imagen TC. El dispositivo TC obtiene una imagen 3D del núcleo entero, mediante una serie de barridos estrechamente espaciados que pueden ser cortados en cualquier punto o con cualquier orientación para generar una lámina virtual del núcleo. El dispositivo TC permite un reconocimiento rápido a través del núcleo. Una vez identificadas las zonas de interés, pueden ser exploradas nuevamente para efectuar un examen detallado. Figura 5.5. La tecnología de barrido por TC resulta especialmente útil para la detección y evaluación de rasgos internos, tales como planos de estratificación, vacuolas, nódulos, fósiles y fracturas. Los barridos por TC no son invasivos, no requieren ninguna preparación adicional del núcleo y pueden ser efectuados rápidamente en los núcleos expuestos o en los núcleos retenidos dentro del tubo extractor.

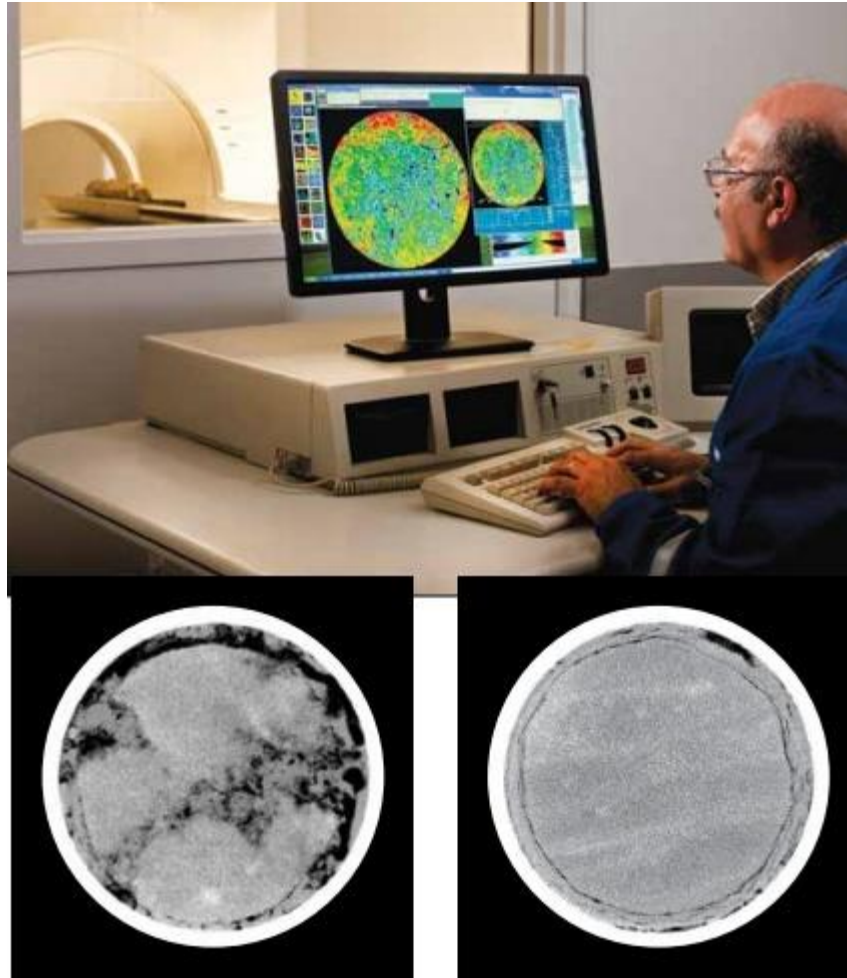


Figura 5.5. Barrido de TC

5.8. Propiedades de la roca.

Las técnicas para medir las propiedades básicas de la roca, como p. e. volumen de grano, densidad de grano, porosidad y permeabilidad; han permanecido relativamente sin cambios. Estas técnicas son razonablemente robustas con exactitud adecuada y de confiabilidad aceptada. La mayoría de los avances no han incrementado significativamente el equipo utilizado para las mediciones, solo se ha introducido un cierto nivel de automatización en el proceso, trayendo con sigo consistencia en la aplicación del procedimiento debido a la repetitividad de los resultados y reduciendo la posibilidad de errores en la manipulación por parte del operador.

Las pruebas de permeabilidad, la aplicación de un minipermeámetro, el método de flujo de gas es estado estacionario o los pulsos de gas sobre una pequeña área del núcleo, son pruebas que ahora se realizan con mayor frecuencia. Un probador de permeabilidad puede medir las tendencias de flujo con alta resolución, las típicas diez medidas por pie comparado con al análisis hecho de un tapón de núcleo por pie demuestra la gran diferencia que existe en cuanto a resolución se refiere.

5.9. Análisis Estándar de Núcleo (convencional). Permeabilidad Relativa y Presión Capilar.

Un Análisis Estándar de Núcleo, (SCAL) por sus siglas en inglés, es una frase generalmente usada para describir la adquisición de datos de laboratorio referentes a la permeabilidad relativa y presión capilar. La medición directa de la mojabilidad también se incluye es este estudio; sin embargo, la medición de esta propiedad no es francamente un reto, el reto está en reproducir la mojabilidad original del yacimiento. La mojabilidad cambia según el proceso de producción de petróleo. En las últimas décadas, los procedimientos para un SCAL se han desplazado de pruebas que usan muestras limpias (según el API RP-40 una muestra limpia es aquel material rocoso al que se le han extraído todos los líquidos con el uso de algún solvente u otros métodos), fluidos artificiales (salmuera sintética y aceites minerales), simulación de la temperatura y condiciones de presión cercanas a las del yacimiento; a pruebas con núcleos donde se restituye la mojabilidad del yacimiento, usando salmuera nativa del yacimiento y con los mismos fluidos petroleros, de igual forma las pruebas son desarrolladas a la temperatura y presión de sobrecarga igual a las del yacimiento.

Antiguamente, la medición de las propiedades de la roca no se hacía a las condiciones del yacimiento, puesto que no se tenía la infraestructura o equipo necesarios. Los avances en materiales y diseño de equipo han permitido desarrollar experimentos a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento para calcular tanto la permeabilidad relativa y presión capilar. Adicionalmente ahora se usan los mismos fluidos del yacimiento y la mojabilidad restablecida del yacimiento en la muestra.

Los gastos de flujos reales del yacimiento se lograron con la ayuda de la simulación numérica para analizar los datos de producción y extraer la permeabilidad relativa y presión capilar. Los simuladores para tales análisis están disponibles de forma general. Los simuladores numéricos también permiten el uso de datos de saturación como parte de la información que alimentara al simulador. La calidad de las mediciones de saturación ha avanzado significativamente con el tiempo. Las técnicas por lo general incluyen imágenes en tomografía de rayos X y resonancia magnética nuclear, sin embargo, también se pueden usar imágenes de rayos gamma, acústicas y eléctricas. Los avances también han permitido determinar la saturación durante la técnica de centrifugación o después de remover la muestra de la centrifugadora.

Los métodos usados para determinar la permeabilidad relativa y presión capilar han avanzado. En poco tiempo, realizar estudios de SCAL junto con las pruebas de permeabilidad relativa en estado estacionario se convirtió en un estudio de rutina. Posteriormente, estas pruebas fueron sustituidas con métodos en estado no estacionario. Hay métodos que involucran tanto el estado estacionario como el no estacionario. Los avances en el diseño de la centrifuga y la captura de datos permitieron determinar simultáneamente la presión capilar y la permeabilidad relativa de solo un experimento en la centrifuga. Los modos de operar la centrifuga también han cambiado con el tiempo, desde una técnica a velocidad única hasta el método en el que se varía la velocidad y constantemente se acelera con gastos de flujo constantes. Los mejores avances permiten simular las condiciones de yacimiento en la centrifuga. De nuevo la simulación numérica fue la clave en el éxito de esos métodos. El método del plato poroso también ha sido desarrollado y mejorado reemplazando el disco poroso con una membrana porosa de thinner, lo que ha permitido medir la permeabilidad relativa con este método. Una extensión al método del plato poroso, el método semidinámico, toma ventajas en las mediciones de saturación.

Aunque las mediciones de mojabilidad son problemáticas, la importancia de la mojabilidad es ampliamente reconocida. A pesar de que para determinar la mojabilidad se acostumbra el uso de métodos clásicos, permanece un interés constante por obtener los parámetros de mojabilidad y tamaño de poro usando la Resonancia Magnética Nuclear.

Como se expone claramente arriba, la mayoría de los avances en las técnicas de medición de la permeabilidad relativa, presión capilar y la mojabilidad se han desarrollado al transcurrir las décadas. En las últimas décadas el énfasis en los Análisis Especiales de Núcleo se ha desplazado de las técnicas a las aplicaciones. Por ejemplo, se ha hecho un enorme trabajo para determinar la relación de la mojabilidad con la permeabilidad relativa y a su vez en la recuperación de aceite en ciertos yacimientos en particular. Una rama de este trabajo es el reciente interés de la inyección de flujo de baja salinidad. Se ha observado que la inyección de salmuera de baja salinidad muchas veces resulta en una recuperación mejorada o extra. Esto se atribuye a diferentes mecanismos. Otro ejemplo de aplicación es el interés de la inyección de CO₂, tanto para lograr mejor empuje de hidrocarburos como para evitar liberar gases de efecto invernadero.

Algunos problemas de yacimientos se han resistido al análisis para determinar las propiedades básicas del núcleo, como son, porosidad y permeabilidad, permitiendo el uso solo de un SCAL. Las mediciones de permeabilidad relativa y presión capilar tanto en yacimientos de esquistos de gas y en carbón que han sido reportados tienen validez

algo cuestionable en tanto que las mediciones sean representativas de las condiciones de yacimiento. La predicción de las propiedades del yacimiento es un problema que nos ha llevado a la simulación numérica de la física de la roca y al uso de imágenes de alta resolución.

5.10. Análisis Digital del Núcleo.

El análisis digital de núcleos es una tecnología emergente conducida por los rápidos avances en las tecnologías de imágenes a diferentes escalas, como la escala al tamaño de poro, y avances en las tecnologías computacionales. Estos análisis digitales podrían evitar los problemas y limitaciones del análisis convencional del núcleo, como la dependencia de la calidad del núcleo, que está en función de la forma en que fue obtenido del subsuelo, de la preservación, manipulación y de los procedimientos de preparación, con la confiabilidad de los resultados. En contraste con el análisis convencional, el análisis digital de núcleo involucra simulación numérica del experimento deseado usando un modelo digital del núcleo como se ve a continuación.

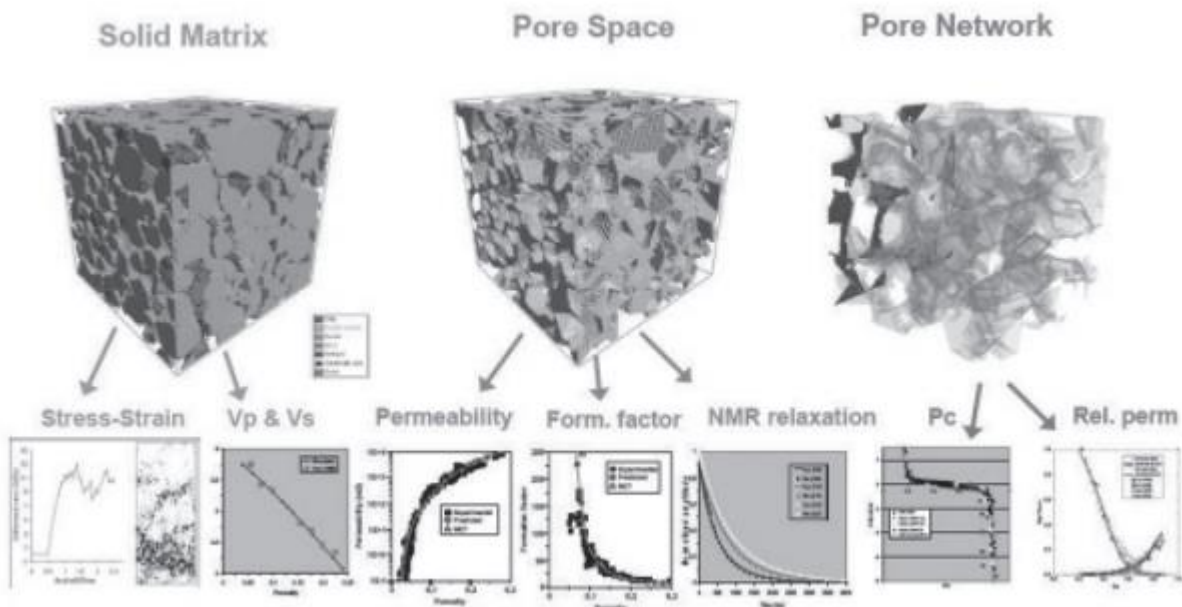


Figura 5.6. El objetivo del análisis digital es simular las propiedades de la roca y del fluido a partir de imágenes 3D de la micro-estructura de la roca

Esto permite simular las condiciones deseables como son: regímenes de flujo, composición y química del fluido. Además, las simulaciones pueden repetirse en el mismo modelo de núcleo con el fin de evaluar diferentes escenarios de producción de aceite e investigar la sensibilidad a diferentes parámetros como son: gasto de flujo, saturación inicial, y mojabilidad. (Hazlett, 1995; McDougall and Sorbie, 1995; Bakke and

Oren, 1997; Dixit et al., 1999; Patzek, 2001; Blunt et al., 2002; Nguyen et al., 2006; Idowu and Blunt, 2010; Demaniov et al., 2011)).

Adicionalmente, las ventajas de esta tecnología incluyen la habilidad para hacer predicciones considerablemente más rápidas que las mediciones convencionales y la habilidad para usar muestras dañadas y perforadas, lo que en un estudio convencional es muy poco usado y limitado. La tecnología, originalmente usada para estudios básicos de procesos de desplazamientos, emerge ahora como una herramienta de uso en la industria petrolera con varias compañías dando el servicio de análisis digital.

Han sido reportados estudios de predicción exitosos para yacimientos convencionales. Recientemente se han emprendido estudios un poco desconocidos en yacimientos de muestras clásticas y yacimientos de carbonatos exhibiendo buena concordancia entre el modelo y los datos experimentales disponibles y verificando la fiabilidad de la predicción con modelos a escala de poro para material de yacimientos convencionales (k mayor a 1 mD). Otros estudios contemporáneos cuestionan la fiabilidad general de los resultados obtenidos con modelado a escala de poro en la predicción de propiedades en el complejo flujo multifásico (Caubit 2010). La gran incertidumbre que existe esta en la predicción de flujo multifásico, en el enigma de la química de la superficie y la mojabilidad a escala de poro lo cual controla los mecanismos de recuperación (McDougall 1995). En particular, se debe profundizar aún más en la interacción de las moléculas de aceite con las moléculas de agua para poder hacer una buena predicción (Demanivo 2011).

La extremadamente baja permeabilidad al gas en esquistos bituminosos y en los yacimientos no convencionales crea grandes retos para los métodos de medición existentes y ha contribuido significativamente al incremento en el interés por la simulación numérica o el uso de métodos digitales. Las nuevas tecnologías de imágenes 2D SEM y 3D FIB-SEM han revelado la sorprendente estructura a nivel nanométrico de los yacimientos de esquistos bituminosos lo que permite mejorar la clasificación del esquisto y del tipo de poro contenido en él, al tiempo que ayuda cuantitativamente el modelado de flujo (Sondergeld 2011) Estas imágenes han sido combinadas con las mediciones petrofísicas a escala mayor correlacionando los datos extraídos desde una perspectiva micro estructural. Adicionalmente, se han publicado cierto número de estudios, casos de éxito, como aplicación de la metodología para la predicción de las propiedades a escala de plays en esquistos de gas. Sin embargo, la física que gobierna el flujo en esquistos bituminosos aun es debatida (se argumenta que el transporte es una combinación de fenómenos moleculares junto con flujo hidrodinámico en grandes poros y fracturas permeables) (Michel 2011). El entendimiento cuantitativo de este sistema representa mayor reto que para yacimientos convencionales y requerirán estudios de calibración y acoplamiento que involucra la simulación de la física a diferentes escalas.

Más allá de la predicción cuantitativa, el análisis digital del núcleo permite una comprensión sin precedentes de los mecanismos que ocurren a escala de poro y que gobierna todos los procesos en el yacimiento. La reconciliación e integración de diferentes tipos de datos petrofísicos y flujo parte de un entendimiento fundamental a escala de poro y añade valor al estudio de caracterización de yacimientos. El uso directo

de la tecnología de imagen en estudios de flujo, inyección, etc., ha permitido profundizar en los mecanismos a escala de poro y en ocasiones se puede hacer la calibración de los procesos de modelado a esta escala. Esto permite validar el simulador a escala de poro y comprender los mecanismos de daño por compactación, recuperación a escala de poro, así como la dinámica a gran escala de este proceso.

En añadidura, las imágenes 3D y la tecnología de registros han sido usadas para explicar incertidumbres y tendencias de los estudios de laboratorio, incluyendo la heterogeneidad, mojabilidad y distribución de la saturación de aceite remanente. Como un ejemplo al respecto, los trabajos de campo y laboratorio recientes han ilustrado que la inyección de baja salinidad mejora significativamente la recuperación de aceite, Mientras algunos mecanismos de recuperación son propuestos, muchas cuestiones e incertidumbres aún permanecen. Las tecnologías de imágenes 3D acoplados con los análisis químicos de superficie permite visualizar y cuantificar la distribución de aceite residual y mojabilidad a escala de poro, permitiendo identificar el efecto en la producción y en los mecanismos de recuperación. En otro ejemplo, las imágenes 3D aumentan el entendimiento de los mecanismos de fractura y el flujo en zonas de baja permeabilidad. El modelado digital del núcleo permite simular estudios imposibles para el laboratorio, como por ejemplo la simulación de algún sistema de recuperación secundarios, experimentos de predicción de flujo trifásico y reactivar el modelo de flujo. Pueden ser considerados cualquier cantidad de escenarios, así como algunos procesos biogénicos. Una vez que el proceso biogénico es identificado, el análisis digital de la roca puede ser usado para investigar su impacto en las propiedades petrofísicas y en el flujo multifásico (Oren y Bakke 2002).

EL mayor reto, no es solo digital, sino el cómo modelar el gran número de escalas encontradas en los estudios de caracterización de yacimientos; es decir, expandir los resultados a escala de tapón de núcleo hasta la escala de campo. Basado en que se desea reproducir experimentos de laboratorio a un amplio rango de condiciones y de materiales de roca, el interés se dirige a la predicción del comportamiento del tapón de núcleo a partir del comportamiento de poro. El reto que prevalece es el diseñar escenarios y aproximaciones para integrar los datos obtenidos a escala de poro y extrapolarlos a nivel de núcleo, pozo y yacimiento. En el futuro se espera el desarrollo de herramientas integradas para obtener mejores valores de las propiedades a diferentes escalas.

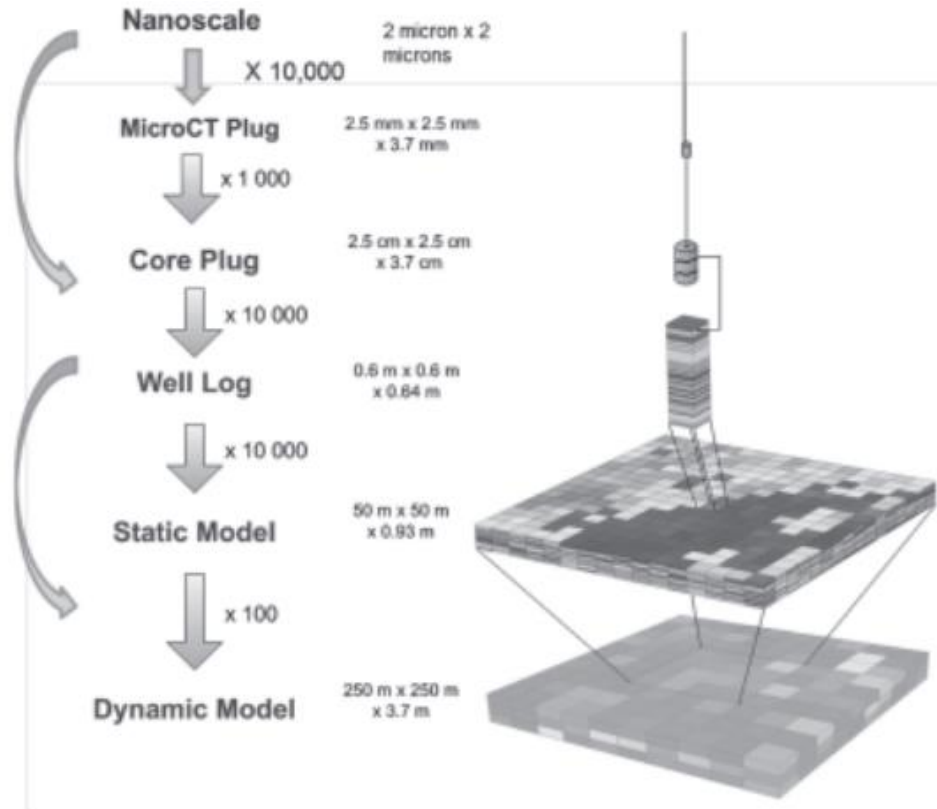


Figura 5.7. El reto está en extrapolar la simulación de un tapón de núcleo a escala de yacimiento e incluso campo,

CONCLUSIONES.

1. Debido a que el daño al núcleo durante el corte, debido a la invasión de fluido, depende en gran medida del tiempo que dure la interacción roca fluido, el desarrollo de las barrenas PDC y una buena selección de la misma aumenta la velocidad de penetración al tiempo que reduce la invasión de fluido.
2. Actualmente se tienen los barriles de núcleo adecuados según los objetivos del análisis que se realizara sobre el núcleo. En particular para los estudios de saturación de fluidos y de permeabilidad.
3. Actualmente no se tiene un fluido de perforación que no invada al núcleo, sin embargo, el uso de fluidos para estado nativo u original fueron un gran avance al no usar agua o reducir su uso al mínimo ya que como mencionamos, el agua genera alteraciones químicas y físicas sobre la roca, sobre todo en arcillas.
4. Dado que el objetivo primordial en la extracción de núcleos es lograr la mínima alteración posible, se han desarrollado nuevas tecnologías que ayudan al cumplimiento de dicho objetivo; sin embargo, en México, estas nuevas tecnologías, protocolos y procedimientos, no se han implementado en primer lugar por el desconocimiento y posteriormente por el elevado costo que implican estas nuevas tecnologías, en donde que la mayoría de las veces no se justifican técnica ni económicamente.
5. El desarrollo de campos cada vez más complejos trae consigo la necesidad de reducir la incertidumbre a la hora de implementar un Sistema de Recuperación Secundaria, lo cual se logra con una mejor caracterización del yacimiento, usando los núcleos como un recurso complementario.
6. Aun cuando las propiedades mecánicas de la roca no se pueden considerar como parte de un análisis convencional de núcleo, su análisis y experimentación ha tomado importancia debido al aumento del riesgo e incertidumbre en yacimientos cada vez más complejos. Generalmente son usados para hacer un análisis de fracturas u orientación de las mismas en el momento de practicar una inyección de agua o gas miscible o simplemente para lograr la estabilidad del pozo.
7. Siempre han existido protocolos o procedimientos para la preservación y manipulación del núcleo, sin embargo, el desconocimiento o la poca importancia que se tenía de los núcleos generaba poco interés para el conocimiento de dichos procedimientos.

8. Debido a que la calidad en los resultados obtenidos del estudio del núcleo es función directa de la calidad de la preservación o manipulación, se han desarrollado tecnologías que evitan el traslado del núcleo hasta el laboratorio ahorrando tiempo y sobre todo minimizando la exposición del núcleo a condiciones diferentes a las originales.
9. Las técnicas de análisis no han cambiado mucho desde su surgimiento, más bien, solo se ha introducido cierto grado de automatización que disminuye los errores humanos y dan cierta consistencia o repetitividad al experimento.
10. Las tecnologías de imagen, ya sea por fotografía, rayos x o RMN, toman importancia debido, sobre todo al surgimiento del análisis digital y al desarrollo computacional
11. El desarrollo del análisis digital va tomando importancia en el análisis de núcleos. Estas nuevas tecnologías ayudan a realizar diferentes estudios sin la necesidad de destruir o alterar un núcleo real, además de la posibilidad de extrapolar los resultados a escalas diferentes. Muchas veces el largo tiempo consumido por los análisis de núcleos son un factor importante a la hora de tomar decisiones; una de las ventajas primordiales que tiene el análisis digital de núcleos es precisamente la velocidad en el análisis y la simulación de diferentes escenarios. Sin embargo, aún existen grandes retos por superar.

BIBLIOGRAFÍAS.

American Petroleum Institute. Recommended Practice for Core Analysis. Segunda Edición, Febrero 1998.

Skopec R. A. In-Situ Stress Evaluation in Core Analysis. Oryx Energy Company. Dallas, Texas, 1991.

Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University. An Innovative New Cell for Testing Rock Core under True Triaxial Stress States. Texas 1993.

Andersen. Et al. Los Núcleos en la Evaluación de Formaciones. Vol. 25. Houston, Texas, USA. 2013.

Funk J. J. Et al. Engineering Core Analysis. Society of Petroleum Engineer. Abril 1998

United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. Drilling and Production Testing the Methane Hydrate Resource Potential Associated with the Barrow Gas Field. Vol 1-3. 2009.

Hemphill A. T. Obtaining Native-State Cores with Specially Designed Water-Free Coring Fluids. SPE. 1998.

Shafer j. Recent Advance in Core Analysis. SPE Vol. 54. 2013.

Whitebay. Et al. Increasing Core Quality and Coring Performance Through the Use of Gel Coring and Telescoping Inner Barrels. SPE. 1997.

Skopec R. A. Recent Advances in Coring Technology: New Techniques to Enhance Reservoir Evaluation Improve Coring Economics. S. P.E. Canadá 1997, Vol. 36.

Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Un siglo de Perforación en México. Pemex. 2000.