



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“Tecnologías para el corte y recuperación
de núcleos en yacimientos naturalmente
fracturados”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:

José de Jesús Vargas Hernández



Director de Tesis:
M.I. José Ángel Gómez Cabrera

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., JUNIO 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

A Dios, por ponerme en manos de dos ángeles maravillosos.... por guiarme en todo momento, por no abandonarme, por tenderme la mano y alentarme al final del camino, por ser mi luz en la oscuridad y ser mi más confiable refugio.

A mis padres...

A mi madre, Amada María Hernández Bustos, por forjar mi carácter, por ser mi espíritu, mi fortaleza en cada momento, por su coraje para sacarme adelante, por entregar su vida a mí.

A mi padre, José Vargas Torres, por su entereza y amor, por su temple, por hacerme ser un hombre integro y de buenos sentimientos. Por su honestidad y dedicación, por su trabajo diario para que nada me faltara.

A mis padres, a quienes de hoy en adelante dedico todos mis triunfos y alegrías por el resto de mi vida. Por ellos que son mi más grande motivación...

A mi Familia....

A Miguel Ángel Contreras Vargas, Luis y Esteban Hernández López por contar con ustedes y ser como los hermanos que Dios no me dio.

A mis tías Sara, Lola, Irma, María, mi tío Esteban, a Arturo, que siempre me han apoyado y estado en todo momento.....

A la Beca.....

A la Fundación Alberto y Dolores Andrade, por confiar en mí..... y en cientos de jóvenes mexicanos con sueños y metas, sin su apoyo no lo hubiera logrado, por ser una motivación para ser mejor cada día

A las Licenciadas Nidia Mimila, Leticia Serrano y Maricela Vélez.... por brindarme su apoyo desde la primaria, escuchándome y ayudándome a culminar este sueño... porque siempre tuvieron las palabra adecuadas para animarme y corregirme, gracias simplemente por ser mis amigas....

A mis amigos.....

A Gilberto, Eduardo, Octavio, Susana, Gabriel, Juan, por todas las alegrías y los buenos momentos vividos en la facultad, por hacer de esta una etapa inolvidable, por la camarería, por esos ratos ocio, por esos juegos de futbol, por la hermandad que tenemos, porque le pido a Dios que siempre estemos juntos y saliendo adelante.... por ser el terror de los Octanos, por ser el eterno subcampeón.

A Luis Sánchez Balanzar, por su amistad y apoyo en todo momento, porque él me ha enseñado el valor de una gran amistad.

A la Familia Punitas....

A mis hermanas, Alejandra, Norma, Fabiola, por estar siempre a mi lado cuando más lo necesitaba, por no dejarme solo, por todas las alegrías y todos los buenos momentos, porque con ustedes aprendí que no solo se llora de tristeza sino también de alegría, ¿ Alguien Sabe por qué la Virgen está de pie?

A Cupper, Ara, Ana, Sergio, Carlos, Susana, Gaby, Jorge, Roxana, David, Berenice, Miguel porque me brindaron su amistad y siempre me brindaron palabras de aliento.

A la UNAM

Por la educación que me ha brindado, por ser afortunad y gozar a mi querida Universidad, por hacerme parte de la mejor universidad de Iberoamérica!!!

A todos mis maestros que hicieron de mi un ser de templanza y conocimientos transmitidos, en especial al M.I José Ángel Gómez Cabrera, quien en los momentos más difíciles me tendió la mano para salir adelante.

Al Ing. Manuel Reyes Aguirre por que en todo momento ha confiado en mí, apoyándome al máximo de sus posibilidades.

Gracias Universidad por que cuando llegué a esta institución no conocía a nadie de los aquí presentes y me llevó el mejor regalo de tu parte.... Gracias por los benditos pumas!!!

A ti.....

A Laura Sánchez Pavón por compartir conmigo estos 10 meses inolvidables en un curso intensivo de vida.....al final de cuentas esta tesis es la culminación del curso...

“Tecnologías para el Corte y Recuperación de Núcleos en Yacimientos Naturalmente Fracturados”

Lista de figuras	6
Lista de tablas	7
Introducción	8
Capítulo 1. Corte de núcleos	11
1.1 Definición de corte de núcleos	12
1.1.1 Núcleos convencionales	12
1.1.2 Núcleos de pared	14
1.2 Propósito del corte de núcleos	16
1.3 Planeación del corte de núcleos	18
1.4 Propiedad petrofísicas básicas	20
1.4.1 Porosidad	20
1.4.2 Permeabilidad	21
1.4.3 Factores que afectan la permeabilidad	22
1.4.4 Alteración de la permeabilidad absoluta	23
1.4.5 Relación entre permeabilidad y porosidad	24
1.4.6 Presión capilar	25
1.4.7 Mojabilidad	26
1.5 Corte de Núcleos y Análisis	27
1.5.1 Preservación y Manejo de Núcleos	28
1.5.2 Filosofía del Corte de Núcleos	29

Capítulo 2. Yacimientos naturalmente fracturados	30
2.1 Yacimientos naturalmente fracturados en México	30
2.2 Importancia del conocimiento sobre YNF	33
2.3 Definiciones	35
2.3.1 Fracturas	35
2.3.2 Yacimiento	35
2.3.3 Yacimiento heterogéneo	35
2.3.4 Yacimiento fracturado	36
2.4 Conceptos geológicos y geofísicos	36
2.4.1 Origen de un sistema de fracturas	36
2.4.2 Clasificación Geológica de Fracturas	37
2.4.3 Fractura tectónica	39
2.4.4 Fractura regional	39
2.4.5 Fractura contraccional	40
2.4.6 Fracturas inducidas	42
2.5 Migración y acumulación de hidrocarburos	42
2.5.1 Morfología de fracturas	43
Capítulo 3. Problemas más frecuentes en el corte de núcleos	48
3.1 Expansión de gas	48
3.2 Invasión	49
3.3 Turbulencia	50
3.4 Atascamiento	51
3.5 Revisión bibliográfica	52

Capítulo 4. Barriles y Coronas	57
4.1 Elementos más comunes en corte de núcleos	57
4.1.1 Barril interior	57
4.1.2 Barril exterior	57
4.1.3 Barriles interiores	58
4.1.4 Corona	58
4.1.5 Estabilizadores de barril exterior	58
4.1.6 Estabilizador de barril interior	58
4.1.7 Junta de seguridad	58
4.1.8 Top sub	58
4.1.9 Swivel	59
4.1.10 Drop ball	59
4.1.11 Retenedor de núcleos	59
4.2 Ensamble de fondo de pozo	60
4.3 Barriles de acero	61
4.4 Barriles de aluminio	61
4.5 Barriles de fibra de vidrio	62
4.6 Coeficiente de fricción entre roca y barril interior	64
4.7 Coronas	65
4.7.1 Barrenas de Diamante Policristalino Sintético Compacto	66
4.7.2 Coronas PDC anti-turbulencia	67
4.8 Recomendaciones generales para operaciones de corte de núcleos	67
4.8.1 Procedimientos par conectar equipo rotario	69
4.8.2 Procedimientos para conectar top drive	70
4.9 Parámetros de operación	71
4.9.1 Circulación	71

4.9.2 Velocidad anular	71
4.9.3 Volúmenes de circulación	72
4.9.4 Velocidad de rotación	73
Capítulo 5. Tecnologías para el corte de núcleos en YNF.	74
5.1 Barril de corte de núcleos	76
5.2 Barril para minimizar invasión	79
5.3 Barriles para formaciones fracturadas	82
5.4 Sistema de barriles delgados	85
5.5 Sistema detector de atascamiento	87
5.6 Sistema de congelamiento	89
5.7 Bola de acero	90
5.8 Trampa de líquidos	93
5.9 Cunas	97
Capítulo 6. Propuesta para el corte de núcleos en YNF	99
6.1 Descripción del campo	99
6.2 Objetivos del corte de núcleos	100
6.3 Propuesta de trabajo	100
6.4 BHA	101
6.5 Sistemas de barriles de corte	102
6.6 Ensamble para formaciones fracturadas	103
6.7 Sistema de barriles interiores	103
6.8 Coronas	105
6.9 Registro de vibraciones	106
6.10 Velocidad de viaje a superficie	107
6.11 Sistema de Cunas	108
6.12 Etiquetado	108
6.13 Equipo de corte	109
6.14 Estabilización	110

6.15Corte de tapones y seccionamiento de núcleo	110
6.16Preservación en cera	111
6.17Contenedores de núcleos	112
6.18Rayos gama	114
6.19Trampa de gas	115
6.20 Personal	116
6.21Resumen del equipo requerido	117
6.22 Presupuesto	118
Conclusiones y recomendaciones	119

Bibliografía

Lista de figuras

Figura 1 Muestra de un núcleo convencional.

Figura 2 Muestra de núcleos de pared.

Figura 3 Pistola para tomar núcleos de pared.

Figura 4 Relaciones entre porosidad y permeabilidad.

Figura 5. Determinación de la mojabilidad en función de los ángulos de contacto.

Figura 6 Efectos microscópicos de la mojabilidad.

Figura 7 Distribución geográfica de las reservas en México.

Figura 8 Clasificación de fracturas

Figura 9 Fractura de cizalla.

Figura 10 Apertura y espaciamiento de las fracturas

Figura 11 Núcleo dañado por la expansión del gas.

Figura 12 Núcleo invadido por el fluido de perforación.

Figura 13 Núcleo cortado con turbulencia

Figura 14 Presencia de atascamiento durante un corte.

Figura 15 Barril de corte de núcleos.

Figura 16 Activación del pistón que libera el líquido.

Figura 17 Principio de operación del sistema anti-invasión.

Figura 18 Sección superior del barril para formaciones fracturadas.

Figura 19 Sistema de retenedores.

Figura 20 Principio de operación de los barriles delgados.

Figura 21 Posiciones de operación del sistema de barriles delgados.

Figura 22 Sistema detector de atascamiento.

Figura 23 Manómetros superficiales del detector de atascamiento en superficie.

Figura 24 Mecanismo del fast ball.

Figura 25 Principio de operación del fast ball.

Figura 26 Juntas especiales de la trampa de líquidos.

Figura 27 Activación de los sellos expandibles para atrapar los fluidos.

Figura 28 Uso de cunas en el piso de operación

- Figura 29** Inspección visual del núcleo.
- Figura 30** Arreglo de tubos para el corte de núcleos
- Figura 31** Acoplamiento de cunas para proteger el núcleo.
- Figura 32** Especificaciones técnicas de las coronas de 8 ½ "x 4".
- Figura 33** Ejemplo de registro obtenido en el que se indica un atascamiento.
- Figura 34** Etiquetado de barriles.
- Figura 35** Unidad de seccionamiento de núcleos.
- Figura 36** Unidad de corte de tapones.
- Figura 37** Unidad de baño de cera.
- Figura 38** Contenedor de núcleos.
- Figura 39** Ejemplo de registro de rayos gama.
- Figura 40** Trampa de gas.

Lista de tablas

- Tabla 1** Especificaciones de los tubos de aluminio.
- Tabla 2** Especificaciones técnicas de los tubos de fibra de vidrio.
- Tabla 3** Coeficiente de fricción entre barril y formación.
- Tabla 4** Tipos de coronas
- Tabla 5** Guía para la selección de coronas
- Tabla 6** Especificaciones del barril en función del diámetro del agujero.
- Tabla 7** Especificaciones técnicas del sistema de barriles delgados
- Tabla 8** Longitudes y diámetros de componentes del BHA.
- Tabla 9** Ejemplo de la programación de las velocidades en el viaje a superficie.
- Tabla 10** Resumen del Equipo a utilizar.
- Tabla 11** Costos estimados de la operación

Introducción

En la industria petrolera el manejo de recursos económicos es limitado, por ello la eficiencia y calidad en las operaciones que se realicen son de gran importancia. La adquisición de información es de suma importancia ya que marca la facilidad o complejidad para el diseño de procedimientos.

La medición de las propiedades petrofísicas es importante para caracterizar los yacimientos, ya que estas determinan el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo.

El primer contacto que se tiene con las propiedades es mediante el corte de núcleos. Los núcleos son pedazos de formación que se cortan mediante distintos procesos y proporcionarán la información más precisa de las propiedades petrofísicas que se tendrá disponible.

El proceso de corte presenta complicaciones en formaciones deleznable o fracturadas. En México se tiene la mayor cantidad de sus reservas en yacimientos naturalmente fracturados (YNF). Los YNF por su propia naturaleza son difíciles de caracterizar por su sistema de doble porosidad, por ello se necesita la mayor información disponible y de calidad.

El corte de núcleos en YNF, representa un reto ya que durante años el corte y recuperación han dado pocos resultados en el noreste del país. Petróleos Mexicanos reporta problemas en estas operaciones, donde se documenta que por cada 9 metros programados para cortar, se recupera un promedio de 2.5 metros.

Los problemas más frecuentes son el atascamiento, la invasión, la expansión de gas. Estos fenómenos provocan una alteración en las propiedades

petrofísicas y en la distribución de saturaciones del núcleo, disminuyendo la utilidad y calidad de información.

Existen pocas empresas especializadas en corte núcleos, debido a que no es una actividad bien definida, se encuentra entre perforación y yacimientos, pero la información proveniente de estos es útil para cualquier actividad petrolera.

En busca de disminuir los problemas y aumentar la cantidad y calidad de las muestras cortadas en YNF, se desarrolla esta tesis denominada “Tecnologías para el corte y recuperación de núcleos en YNF”, donde se busca identificar las tecnologías para el corte y la aplicación de procedimientos para la recuperación.

Este tema de tesis surge de mi participación en PEMEX Exploración y Producción en el proyecto de identificación de tecnologías para incrementar la recuperación de núcleos en yacimientos naturalmente fracturados.

En el primer capítulo se realiza una introducción al corte de núcleos, al tipo de núcleos que existe, resaltando la importancia que tiene el estado en que se recupere y las propiedades que son más vulnerables a ser dañadas.

En el segundo capítulo se explica la importancia de los YNF en México, analizando los problemas y ventajas que ofrecen para su explotación, además de definir el origen y el tipo de fracturamiento de los mismos.

En el tercer capítulo se muestran los problemas más comunes en las operaciones de corte de núcleos, demostrando que los problemas pueden tener su origen en aspectos técnicos o en los procedimientos. Además de hacer una revisión bibliográfica que demuestra el continuo interés de la industria por minimizar los daños a los núcleos, mediante el desarrollo de tecnologías.

En el cuarto capítulo se habla acerca de los tipos de barriles y coronas existentes para las operaciones de corte de núcleos, debido a que esos son los

elementos principales en el corte, además de analizar los materiales que ayudan a mejorar las operaciones, por ejemplo identificar el material de un barril que ofrezca el mínimo coeficiente de fricción entre el barril y el núcleo.

En el quinto capítulo se busca unir el mundo del corte de núcleos y los YNF, ya que se presenta el resultado de la búsqueda de tecnología que puede ser asimilada para operaciones en este tipo de formaciones, incrementando la calidad y utilidad del núcleo recuperado.

En el sexto capítulo se presenta una propuesta para realizar un corte de núcleos, haciendo mención de las tecnologías más recomendables para campos del noreste de México. También se mencionan tecnologías que sirven para mejorar la recuperación y conservación de los núcleos.

Capítulo 1. Corte de núcleos

En la industria petrolera la necesidad de manejar menores costos en las operaciones, demanda obtener la mayor cantidad de información posible de los fenómenos que interviene en la explotación de los yacimientos. La calidad de la información es de suma importancia, ya que es la base de todos los desarrollos, planes de explotación y reparaciones que se realizarán en la vida del yacimiento.

Un primer contacto con las propiedades petrofísicas de los yacimientos se realiza mediante el estudio de las muestra de roca que son tomadas de la formación productora. El corte de núcleos es la mejor manera de obtener los datos geofísicos y geológicos para la caracterización del yacimiento.

Las propiedades son determinadas mediante estudios de laboratorio que se realizan a los núcleos recuperados. La calidad del núcleo es fundamental en la etapa de desarrollo de estrategias de explotación para el yacimiento. Un núcleo dañado nos brindará resultados que no serán útiles para caracterizar adecuadamente el yacimiento.

Se debe entender por daño a la alteración de las propiedades que determinan el flujo, así como los fenómenos de fracturamiento e invasión de fluidos de perforación, que alteran la saturación de fluidos. Hoy en día la tecnología con la que se cuenta permite explotar yacimientos pequeños y de estructura compleja. Adicionalmente, los actuales requerimientos en los campos por reducir costos, incrementar la calidad y la rápida adquisición de los datos han resultado en el desarrollo de herramientas altamente especializadas como respuesta a estas exigencias.

De un proceso exitoso de corte de núcleos obtendremos una muestra de la formación con daños mínimos, preservando las propiedades petrofísicas del yacimiento.

1.1 Definición del corte de núcleos

Conocemos como corte de núcleos a la acción de remover una muestra de roca de la formación. En la manera que sea posible los núcleos cortados, deben ser recuperados sin dañar sus propiedades petrofísicas, es decir sin alterar su estado natural. El material de la formación puede ser roca sólida, conglomerados, arenas no consolidadas, arcillas, lutitas. El corte de núcleos puede ser practicado con diferentes métodos y con una gran variedad de herramientas, pero generalmente en el campo se realiza el corte de núcleos convencional y corte de núcleos de pared.^[1]

1.1.1 Núcleos convencionales (full hole coring)

Una muestra de material es cortada y recuperada en el interior de un barril en pozos verticales, horizontales o desviados. Dependiendo del sistema de corte empleado, el núcleo puede ser recuperado en diferentes estados de preservación y puede ser usado para guiar las aplicaciones analíticas y estudios de laboratorio. (ver fig. 1)



Figura 1. Muestra de un núcleo convencional.

El corte de núcleos convencionales se realiza después de una perforación normal hasta un punto arriba del intervalo deseado a muestrear.

Antes de introducir el barril de corte de núcleos al agujero se debe tener especial atención en la limpieza del mismo y las buenas condiciones del lodo. En una perforación normal, la presión ejercida por el lodo es mayor que la presión de la formación, sin embargo los mejores resultados obtenidos han sido cuando esta diferencia entre presiones es pequeña, tan pequeña como los requerimientos de seguridad lo permitan. El corte de núcleos convencional se realiza normalmente con lodos base agua o lodos base aceite.

El uso de este tipo de lodos es debido a que sirven de trazadores de la saturación de fluidos en formaciones que son mojadas preferentemente por agua o aceite y se encuentra encima de su punto de burbuja y de la saturación de agua irreducible. Para mostrar un ejemplo del trabajo que se realiza con los núcleos se propone un yacimiento de aceite de 35° API, con una buena movilidad (k_o/m_o). La formación es un yacimiento naturalmente fracturado, el cual presenta sus condiciones de saturación originales

Durante la operación del corte, la presión dentro del núcleo va a cambiar de la presión en la formación a la presión en la columna de lodo, mientras la temperatura se mantiene casi constante a la temperatura de la formación, esto es debido a la circulación del lodo. A medida que se realiza la operación de corte, el núcleo actúa como una esponja teniendo como resultado un filtrado del lodo utilizado, ocurriendo la invasión del núcleo, generalmente agua. En el núcleo se tiene una invasión, la cual origina un cambio en la saturación de aceite.

Mientras el núcleo es llevado a superficie, la presión y temperatura en él está cambiando hasta llegar a la presión y temperatura existentes en la superficie.

El gas (disuelto en el aceite) es expulsado de la solución provocando movilidad de algunos líquidos que son desplazados del núcleo. Cuando la saturación del aceite llega a ser la saturación residual del aceite, el agua es el único líquido que se desplaza en el núcleo. La temperatura superficial a la que ha cambiado el núcleo provoca un encogimiento en el aceite. El efecto total del gas liberado y el encogimiento térmico es lo que origina que la saturación del agua se reduzca próximamente a la mitad. El encogimiento se origina por dos razones:

- La liberación del gas en solución
- La caída en la temperatura

El volumen de aceite se reduce comúnmente en un rango de 10% a 50 % de la saturación inicial. Una buena aproximación del aceite residual en la superficie es dividiendo la saturación residual de aceite entre el factor de volumen del aceite. ^[2]

1.1.2 Núcleos de pared (sidewall coring)

Pequeñas muestras cilíndricas son tomadas generalmente de una pulgada de diámetro, son recuperadas de las paredes de pozo por técnicas rotarias o de percusión. Estas muestras son tomadas apenas unas pulgadas adentro de la pared del pozo en regiones que generalmente son invadidas por el fluido de perforación que se filtra a la muestra. Los núcleos de pared recuperados no son preservados y generalmente son dañados por el proceso de recuperación ^[3]. (ver fig. 2)

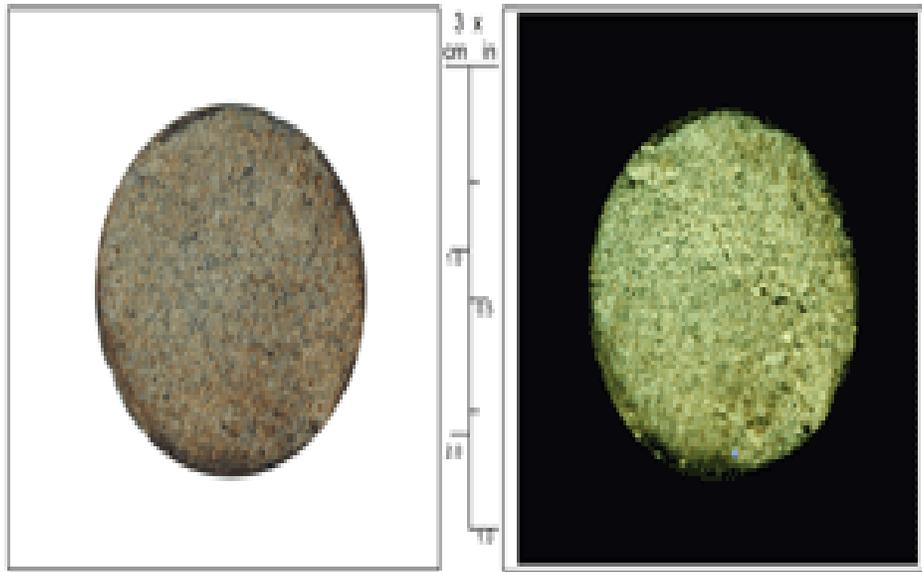


Figura 2. Muestra de núcleos de pared.

La herramienta de corte de núcleos de pared es utilizada para tomar pequeños núcleos, a determinada profundidad, de la formación en agujeros ya perforados. La herramienta es una pistola que es bajada a la profundidad deseada y las balas (conectadas mediante cámaras) son disparadas eléctricamente (ver fig. 3). Las muestras son tomadas en las balas y la herramienta se mueve a otra profundidad deseada para tomar muestras adicionales.

Existen diferentes diseños de pistolas para esta operación, cada diseño puede tomar un número diferente de muestras (aproximadamente se manejan en un rango de 30 a 50), y algunas veces se pueden correr dos pistolas al mismo tiempo. Esta herramienta se utiliza frecuentemente después de haber realizado una toma de registros. El inconveniente de esto, es que la longitud y diámetro de las muestras es muy pequeño. ^[4]



Figura 3. Pistola para tomar núcleos de pared.

1.2 Propósito del corte de núcleos

Los experimentos realizados a los núcleos de yacimientos petroleros proporcionan información que no está disponible con otros recursos. Los registros de pozos tienen un rol importante en la identificación y caracterización del yacimiento, pero la muestra de material recuperado por sí mismo proporciona la información más precisa que se tendrá disponible. Además que los núcleos son necesarios para calibrar los registros de pozos.

Nuevas técnicas son diseñadas esencialmente para obtener muestras de roca sin disturbios, es decir, núcleos sin daño, y determinar parámetros como la porosidad, permeabilidad, permeabilidad relativa, factor de formación buscando establecer de manera más precisa las relaciones geológicas y petrofísicas del yacimiento.

Dependiendo de la gente que este manejando el proyecto, los objetivos del programa de corte de núcleos van tomando diferentes vertientes. Esto debe ser entendido que las metas del ingeniero de perforación, ingeniero de yacimientos, geólogo, petrofísico y analista de núcleos tal vez no sean las mismas. ^[5]

❖ Evaluación

- Geológica
- Litología
- Ambientes de Deposito
- Mineralogía
- Edad de la formación y secuencia geológica
- Análisis de Fracturas
- Diagnostico
- Geoquímica
- Paleo magnetismo
- Fluorescencia

❖ Realización de la evaluación

- Acidificación del Pozo
- Diseño del procesos de Fracturamiento
- Permeabilidad horizontal
- Permeabilidad vertical
- Daño potencial a la formación
- Distribución del tamaño de grano
- Distribución y saturación del aceite residual
- Distribución de la Porosidad
- Mineralogía

❖ Evaluaciones de Ingeniería

- Distribución de la Porosidad
- Distribución de la Permeabilidad
- Relación entre porosidad y permeabilidad
- Heterogeneidades de la Formación
- Contacto agua/aceite
- Saturación y Distribución de fluidos en el yacimiento

- Datos para calibrar los registros geofísicos
- ❖ Análisis especiales a núcleos
 - Mojabilidad
 - Permeabilidad relativa
 - Presión Capilar
 - Compresibilidad el volumen de poro

1.3 Planeación del corte de núcleos

Los dos factores más importantes que nos llevaran a una operación exitosa de corte de núcleos son la apropiada planeación y comunicación. Es importante tener reuniones entre todas las partes que participan en el proceso y dejar en claro las metas que se pretenden alcanzar. Un entendimiento claro de las metas y el programa de corte por parte de todas las personas que participan es esencial e importante para lograr la sinergia en el proyecto^[6].

La peculiaridad de este tipo de actividades es el tiempo que se consume en las operaciones. Esto se convierte en un problema cuando se trabaja con equipo rentado o existe la necesidad de repetir una operación. Es decir se debe considerar todo escenario posible.

La planeación, contemplando los posibles problemas y tiempos de ejecución de las operaciones, es una tarea compleja. Mediante el desarrollo de algoritmos, valores esperados, árboles de decisión, probabilidad, se desarrollan los pronósticos de tiempo y costos de cada operación. Esto se convierte en una actividad primordial debido a que la industria nacional opera con recursos limitados.

El problema de asignación de recursos en el sector petrolero es extenso y muy variado debido a la multiplicidad de sus operaciones. Son pocos los trabajos al respecto y la globalización actual exige gran eficiencia en el manejo de los recursos para alcanzar un nivel de competitividad que le permita continuar en el negocio.

El empleo de las técnicas de optimización, particularmente las que competen a la investigación de operaciones en la industria petrolera, surge en la década de los ochenta. Los drásticos cambios en la economía y el comportamiento del mercado global de la energía incidieron en la búsqueda de mejores esquemas de trabajo.

Actualmente la investigación de operaciones constituye una de las principales herramientas de trabajo en las ingenierías, sin embargo no ha tenido gran difusión en las aplicaciones petroleras, aunque su empleo es de gran utilidad en la toma de decisiones involucradas en la asignación de recursos, la optimización de procesos y el análisis de los riesgos implícitos en la naturaleza de las actividades propias de la industria petrolera.

Afortunadamente, la investigación de operaciones cuenta con un alto espectro de técnicas y metodologías que permiten modelar situaciones problemáticas y construir escenarios que facilitan la tarea de los tomadores de decisiones. Entre ellas cabe mencionar la programación mecánica, el análisis de riesgos, la teoría de las decisiones y la programación de las inversiones, entre otras^[7].

1.4 Propiedades petrofísicas básicas^[8]

Las propiedades petrofísicas más sensibles y fáciles de alterar en las operaciones de corte de núcleos son las siguientes.

1.4.1 Porosidad

La porosidad se define como el volumen de espacios vacíos existentes entre de volumen de roca. La porosidad puede ser medida en forma directa en el laboratorio, utilizando una muestra de roca denominada testigo o núcleo. También puede ser determinada indirectamente mediante registros de pozos.

La porosidad de la roca suele clasificarse en primaria y secundaria. La porosidad primaria se debe a los procesos sedimentarios que dan origen al yacimiento. La porosidad secundaria se debe a movimientos posteriores de la corteza terrestre o a la acción de aguas subterráneas. La porosidad de las arenas es, generalmente, primaria. Por el contrario, las calizas y dolomías, presenta porosidad secundaria. En ellas la porosidad secundaria puede ser el resultado de procesos de fracturamiento, disolución, recristalización, cementación o una combinación de los mismos.

La porosidad primaria es la porosidad de la matriz de roca. La secundaria se debe a la presencia de fracturas, cavernas y otras discontinuidades en la matriz. Estas discontinuidades no aumentan mucho la porosidad pero si pueden influir de manera importante en la permeabilidad.

El incremento del flujo debido a la porosidad secundaria es de gran interés en la ingeniería de yacimientos, las rocas carbonatadas se suelen estudiar como sistemas de doble porosidad. Los rangos de porosidades de las rocas oscilan entre el 5% y el 30%. Las arenas homogéneas con porosidades menores al 10% no tienen mucho interés, pero una porosidad del 10% en rocas carbonatadas puede ser comercialmente atractivo, debido a su doble porosidad.

La porosidad también puede clasificarse en porosidad efectiva (poros continuos interconectados) y porosidad no efectiva (poros discontinuos aislados) la suma de ambas constituye la porosidad total. En la ingeniería de yacimientos solamente se considera la porosidad efectiva, pues es la que permite el movimiento de los fluidos.

1.4.2 Permeabilidad

El segundo requisito esencial en un buen yacimiento es la permeabilidad, la presencia de una buena porosidad no es suficiente, los poros deben estar conectados.

La permeabilidad es la capacidad de los cuerpos porosos para permitir el paso de fluidos a través de ellos. Los primeros trabajos de permeabilidad fueron realizados por Darcy, en 1856, quien desarrollo la siguiente ecuación que es conocida como Ley de Darcy:

$$Q = \frac{K(P_o - P)A}{\mu L}$$

Donde:

Q= Gasto

K= Permeabilidad

Po-P = Caída de presión en el medio poroso

A= Área de la sección transversal del medio poroso

L= Longitud del medio poroso

μ=Viscosidad

La ecuación de Darcy es válida bajo las siguientes condiciones:

- Cuando no existe reacción química entre el fluido y la roca.
- Cuando solo existe un fluido saturando los poros del núcleo.
- Cuando se trabaja con porosidad primaria.

En formaciones de doble porosidad, facturas y vugulos, existen relaciones que ofrecen estimaciones más precisas a la que ofrece esta ley. La permeabilidad es la misma en todas las direcciones dentro de la roca.

1.4.3 Factores que afectan la permeabilidad

La permeabilidad efectiva depende exclusivamente del medio poroso y es independiente del fluido que lo satura, es decir, la permeabilidad de un medio poroso al gas sería la misma permeabilidad para cualquier fluido.

En la práctica, la permeabilidad es una función débil del fluido. En el caso de los líquidos esto se debe a la interacción química entre el fluido y la roca. Por ejemplo, el agua puede hinchar arcilla presentes en la roca y alterar su permeabilidad. Esta reacción agua-arcilla es función de la salinidad.

Por eso, la permeabilidad se mide en el laboratorio haciendo fluir un gas a través de una muestra de roca del yacimiento. De esta manera, se evitan las interacciones químicas fluido-roca, pero aparecen otras desviaciones a la ecuación de Darcy.

La geometría de los poros de la roca determina el valor de la permeabilidad. A su vez, dicha geometría depende del tamaño, forma de los granos de la roca y de la distribución del tamaño de granos.

El tamaño de grano de la roca tiene una gran influencia en la permeabilidad, aunque su efecto es pequeño en la porosidad, dicho tamaño de grano está relacionado con la superficie mojada; a menor tamaño de partícula, mayor superficie de contacto sólido-fluido.

Debido a la fricción del fluido contra la superficie, en el contacto sólido-fluido la velocidad es nula y el esfuerzo de corte es máximo. Por eso, se consume mayor energía para hacer pasar un fluido a través de un medio rocoso de grano fino que a través de un medio poroso de grano grueso.

A causa de las pérdidas por fricción, la permeabilidad es función también de la forma de los granos. Para igual volumen de granos la permeabilidad máxima corresponde a granos esféricos: la esfera presenta la mínima superficie por unidad de volumen por lo tanto la mínima fricción. La permeabilidad depende también de la distribución de granos. Cuanto más amplia es la dicha distribución menor será la permeabilidad.

1.4.4 Alteración de la permeabilidad absoluta

La mayoría de las ocasiones la permeabilidad absoluta es presentada como una variante la presión o el esfuerzo efectivo. De forma que la presión en el yacimiento decline, la permeabilidad absoluta también declinará, en algunas formaciones, el cambio de la permeabilidad con la presión es insignificante, pero en algunas arenas de gas donde la permeabilidad existente se debe a los sistemas de micro fracturas, la permeabilidad que se tiene al abandono es un porcentaje mínimo de la inicial.

1.4.5 Relación entre porosidad y permeabilidad

Para trazar una curva de distribución de permeabilidades solo se tienen puntos aislados que corresponden a las mediciones realizadas en el laboratorio. Sin embargo, se puede conocer la distribución continua de porosidades en función de la profundidad medidas durante el diseño del pozo.

Se ha intentado relacionar la permeabilidad y la porosidad con el objetivo de contar con una estimación de la variación de la permeabilidad con la profundidad. No hay una teoría que fundamente la relación entre porosidad y permeabilidad. Buscando relaciones empíricas se encuentra que representando $\log k$ vs Φ para distintos yacimientos pueden interpolarse aproximadamente curva y rectas.

Para trazar los gráficos anteriores se suele utilizar histogramas de porosidad que resultan de comparar y ajustar porosidades medidas en registro geofísicos y en núcleos. Usualmente las permeabilidades resultan solo de mediciones de laboratorio corregidas por el efecto Klinkenberg.

Se han propuesto muchas ecuaciones que correlacionan permeabilidad con porosidad y que contienen parámetros ajustables empíricamente. En algunas de estas correlaciones se incluye la saturación de agua congénita, en otras, las permeabilidades obtenidas mediante pruebas de presión en pozos, y también resistividades de la formación.

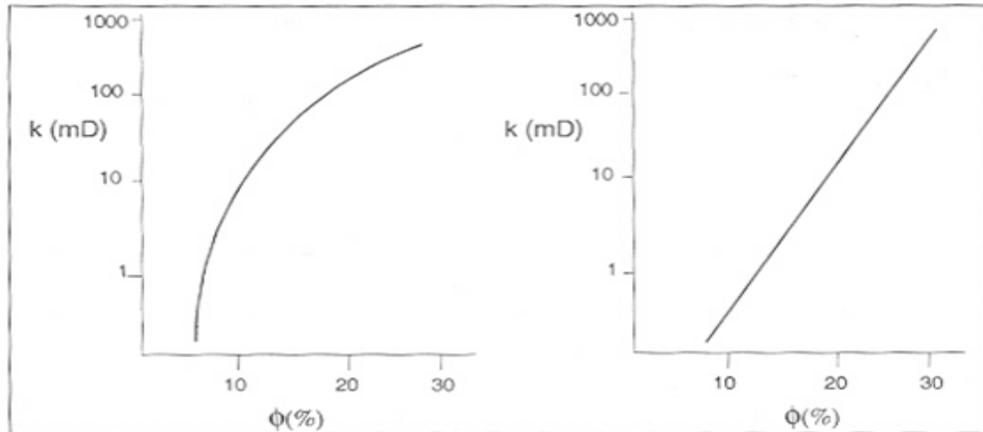


Figura 4. Relaciones entre porosidad y permeabilidad.

1.4.6 Presión capilar

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles uno de los cuales moja preferente la roca. También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante.

$$P_c = p_{fnm} - p_{fm}$$

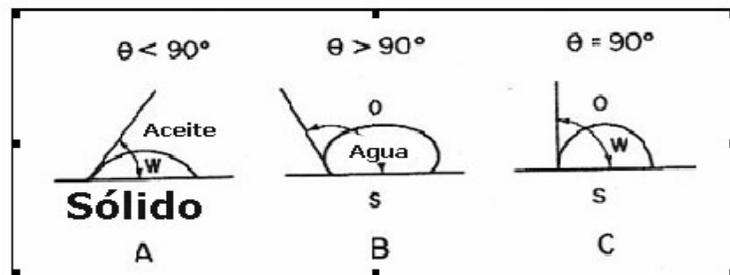
Leverett en 1941 demostró que la \$P_c\$ se podría obtener utilizando análisis dimensional en base en una función conocida como “Función J de Leverett”, esta ecuación la definió como:

$$J = J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

1.4.7 Mojabilidad

Se dice que un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando se adhiere y tiende a esparcirse o extenderse sobre ella en presencia de otros fluidos.

La mojabilidad incide en la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso, la cual a su vez afectará el proceso de desplazamiento de un fluido por otro, debido a esto las características de permeabilidad relativa variarán para un mismo medio poroso si las condiciones de mojabilidad varían. (ver fig. 5)



Diferentes grados de mojabilidad en un sólido por un líquido.

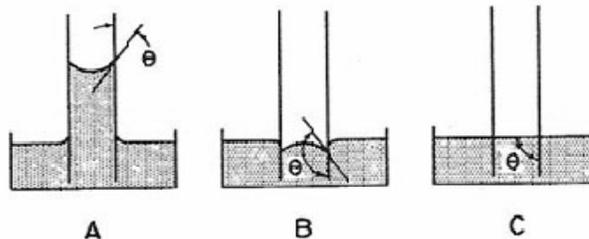


Figura 5. Determinación de la mojabilidad en función de los ángulos de contacto.

La mojabilidad determina la distribución de fluidos a nivel microscópico. El fluido que moja la roca se encontrará ocupando los poros más pequeños y en los intersticios de los granos de la roca así como también como una película sobre ellos dejando al fluido no mojante en el centro del poro. (ver fig. 6)

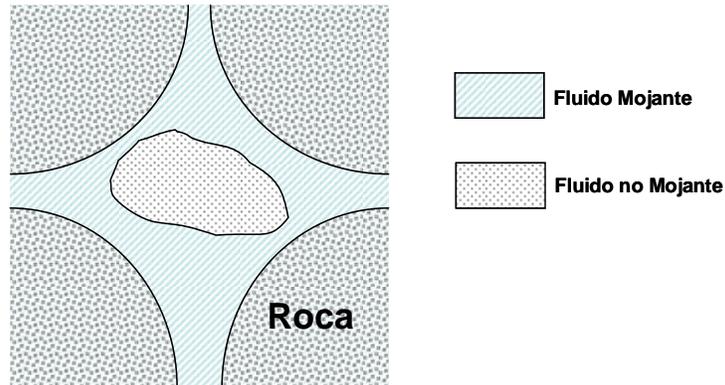


Figura 6. Efectos microscópicos de la mojabilidad

1.5 Corte y análisis de Núcleos

Con el fin de caracterizar el sistema de flujo en los yacimientos, es necesario conocer las propiedades petrofísicas. Mediante el uso de registros la porosidad, saturación de agua, espesor de la formación, pueden ser inferidas con una buena precisión. Aunque esto es una ventaja, nada puede remplazar totalmente las mediciones hechas directamente de las muestras de roca del yacimiento.

Las muestras de rocas del yacimiento pueden ser obtenidas de cuatro maneras:

- Corte de núcleos rotario
- Corte de núcleos de pared.
- Corte de núcleos mediante cable.
- Recuperación de recortes de la perforación.

1.5.1 Manejo y preservación de núcleos

Cuando se desean realizar análisis completos, el núcleo debe ser removido del barril en segmentos tan largos como sea posible y tener cuidado al manejarlo para evitar un daño excesivo. Cortes y martilleos siempre son necesarios para liberar el núcleo, pero deben ser hechos con cuidado para evitar posibles desmoronamiento o apertura de fracturas.

Cada segmento de núcleo debe ser limpiado con trapos secos y colocado en los contenedores para ser transportado inmediatamente después de ser removido del barril. El núcleo debe ser marcado, después de ser extraído del barril, en su parte inferior y su parte superior además de colocar la longitud del mismo en la unidad manejada.

Cuando se realiza el corte de pared, el procedimiento es el mismo, con excepción que la precaución no es tan demandante para manejar estas muestras. En las muestras de pared, el cuidado se tiene en remover completamente el material cortado del hueco de la herramienta. Las muestras son aseguradas y selladas en pequeños contenedores inmediatamente después de ser retiradas de la herramienta.

Diferentes métodos son utilizados para preservar el núcleo, la elección dependerá de lo que se intente y la condición de la muestra. Para su transporte el núcleo es normalmente envuelto en láminas o bolsas de plástico antes de ser colocado en tubos diseñados para su protección. Hielo seco puede ser utilizado para congelar y consolidar el núcleo y los fluidos presentes.

1.5.2 Filosofía del corte de núcleos

La filosofía en estas operaciones debe ser la de obtener la mayor cantidad de núcleos y de muestras de pared como sea posible, debido a que los estudios de yacimientos y las predicciones de producción requieren resultados significativos. Los núcleos también son utilizados para determinar curvas de permeabilidad relativa, relaciones de presión capilar, tendencias de mojabilidad. Los núcleos deben ser catalogados y resguardados en un ambiente limpio y seco para futuros usos que le dé el geólogo y el ingeniero de yacimientos.

Capítulo 2. Yacimientos naturalmente fracturados

2.1 Yacimientos naturalmente fracturados en México

En los próximos 20 ó 30 años, los hidrocarburos seguirán siendo la principal fuente de energía para satisfacer la demanda mundial. Debido a que cada vez es más difícil la incorporación y comprobación de reservas, en ese lapso, una gran parte de la producción petrolera se obtendrá de la reevaluación de yacimientos que ya se encuentran en etapa de explotación, o de la reactivación de ciertos campos productores, mediante la recuperación secundaria o mejorada. Ante este panorama, la contribución de la investigación y desarrollo tecnológico para la exploración y explotación es determinante para la eficiencia de las actividades petroleras.

Debido a que en el país la mayor parte de la reserva de hidrocarburos se encuentra en yacimientos naturalmente fracturados (rocas con pequeñas y numerosas fracturas), su extracción resulta complicada, pues para asegurar que el crudo salga bajo presión, los especialistas requieren efectuar elaborados estudios de caracterización de suelos, perforación de pozos y planeación, enfrentándose a una serie de contratiempos que no siempre pueden resolver.

La economía de México durante muchos años se ha sustentado en la producción de petróleo, por lo cual se debe invertir una gran cantidad de recursos económicos, tecnológicos, materiales y mano de obra. Actualmente, la mayor parte de la producción se origina en el sureste de México.

Los mayores volúmenes de reservas probadas de crudo se localizan en campos marinos con 69%, el restante 31 % se ubican en campos terrestres. Con respecto a las reservas probadas de gas natural, 59% se ubica en campos terrestres y 41% en la porción marina.

En lo que se refiere a las reservas 3P de crudo, el 51% es de campos terrestres y el 49% de campos costa afuera, mientras que el 75% de las reservas 3P de gas natural se ubican en áreas terrestres y 25% en la porción marina. ^[10]

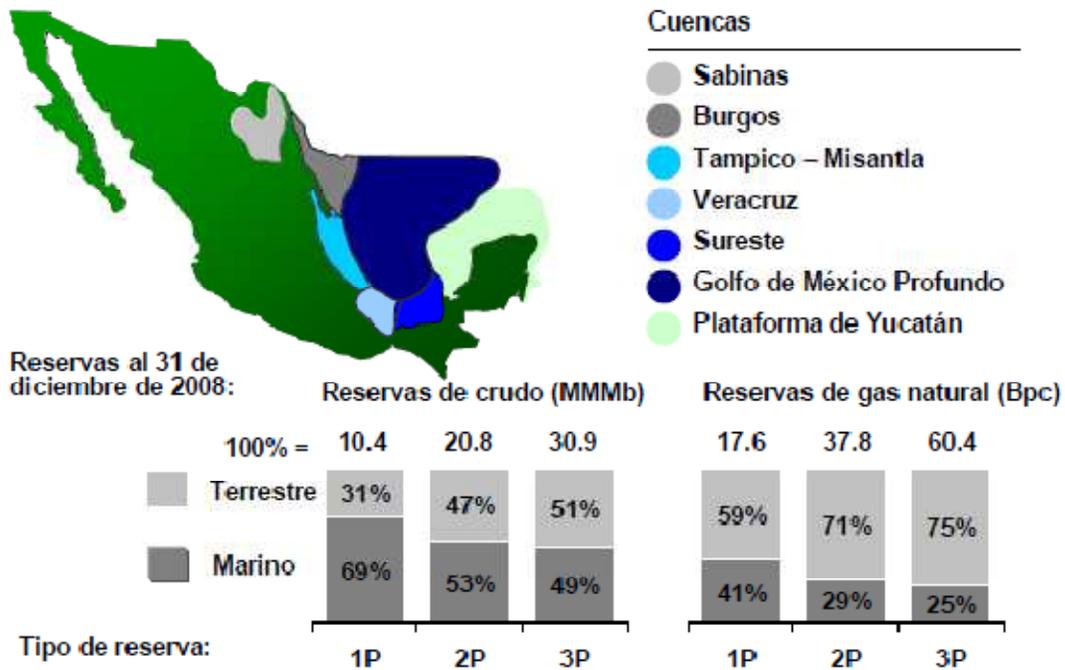


Figura 7. Distribución geográfica de las reservas en México.

En el modelado de fracturas en YNF, siempre está ligada la incertidumbre por la complejidad en las estructuras geológicas, los cambios que ocurren en las rocas, la carencia de herramientas y tecnologías que conduzcan a una detallada caracterización geológica; las deficiencias en la caracterización no permiten la implantación de programas adecuados para su explotación.

Stearns y Friedman (1972) señalan que se identifica como un yacimiento fracturado típico, aquel que presenta alguna o varias de las características o comportamientos siguientes:

1. Al inicio de su historia de producción presentan problemas y ventajas, tales como:

- a) Pérdidas importantes de fluidos durante su perforación.
- b) Su producción inicial es muy alta, de varios ordenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u homogéneo.
- c) Puede detectarse interferencia de presión entre pozos, con distancias de hasta 80 km.
- d) La productividad entre pozos en un campo es errática.
- e) Las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad.
- f) En ocasiones existe aceite en los estratos de roca huésped que subyace y/o suprayace al yacimiento fracturado en cuestión.

2. Se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular.

3. Tienen permeabilidad alta, que puede ser de hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6% ^[11].

2.2 Importancia del conocimiento sobre YNF

La exploración, evaluación, y desarrollo de yacimientos fracturados han sido temas importantes entre grandes e independientes compañías de aceite desde hace 10 o 15 años.

Durante ese periodo, las fracturas han sido desde una relativa rareza en ingenieros de yacimientos a un principal aspecto para muchos de los nuevos campos descubiertos cada año. Nuestro conocimiento del sistema de fracturas superficiales ha progresado al punto que ambos efectos, cualitativos y cuantitativos pueden ser evaluados con una gran variedad de técnicas. Estas aproximaciones pueden variar desde el uso de simplemente dos dimensiones (2D) flujo anisotrópico y cálculos rápidos. A complejos desarrollos de predicción como doble porosidad permeabilidad, comportamiento-composicional-fase.

La industria tiene un largo camino de entendimiento, en México, sabemos más a cerca de ese tipo de yacimientos, como cuantificarlos mejor y un poco de cómo integrar los datos de diversas disciplinas en un modelo coherente. Mientras nosotros desarrollamos nuestra aproximación petrofísica para yacimientos fracturados, nos faltan todavía detalles necesarios para predecir el comportamiento adecuadamente. Para mejorar el trabajo en el futuro es necesario entender lo siguiente:

1. Saturaciones, permeabilidades relativas, y factor de recuperación en fracturas a condiciones de yacimientos.
2. Permeabilidades tensor en yacimientos fracturados y los componentes de la compresibilidad de la permeabilidad tensor.
3. Cuantificación de los términos de flujos (fractura/matriz, fractura/fractura, de diferentes tamaños)
4. Caracterización inter-pozos y tomografía

5. Relación ente estrés deformacional y espaciamento de fracturas, incluyendo estrés particionado para predecir el espaciamento de fracturas.
6. Practicas de complexión de cuando en cuando para no estimular yacimientos fracturados.
7. Los efectos de escalamiento de fracturas en la respuesta del yacimiento.
8. Modelado de sistemas capas de más complejos anisotrópicos y heterogéneos sistemas de yacimientos.

El mayor reto en yacimientos fracturados es la necesidad de las aproximaciones multidisciplinarias. Los “look-like” de casos históricos y la descripción de un solo punto de vista llevan inevitablemente a una confusión y a un análisis incompleto. La propia integración de los diversos tipos de datos, sin embargo, no es una tarea fácil. Esto requiere de geólogos, geofísicos, petroleros y petrofísicos, para cuantificar los resultados y entender las limitaciones de los datos en escala y en la total respuesta del yacimiento con el tiempo.

En los últimos años se han desarrollado imágenes claras de los yacimientos fracturados, de cómo aproximar su estudio racionalmente. El reto en el futuro será desarrollar la cuantificación de los parámetros importantes de entrada y la habilidad para modelar mejor los complejos sistemas fracturados de diversos tipos de datos.

Nelson (1982) propuso la secuencia de evaluación para YNF siguiente:

- a) Determinar un modelo tipo del origen de las fracturas, que se ajuste al sistema de fracturas contenido en el yacimiento en estudio.
- b) Determinar las propiedades del sistema de fracturas (porosidad, permeabilidad horizontal y vertical, compresibilidad, permeabilidades relativas, etc.), además de los cambios que pueden presentarse en este sistema con la profundidad y agotamiento del yacimiento.

- c) Determinar el grado de interacción entre matriz y fractura.
- d) Determinar el grado y tipo de interacción entre las fracturas de todo el yacimiento, para evaluar reservas y los problemas del potencial de producción.

2.3 Definiciones

2.3.1 Fractura

Las fracturas se definen como superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma pueden ser ocupadas por fluidos. El sistema de fracturas domina el flujo de fluidos en cada yacimiento y una descripción de estas redes interconectadas es un prerrequisito para la evaluación del yacimiento.

2.3.2 Yacimiento

Es una porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos. Los hidrocarburos parcialmente ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora y normalmente están a la presión y temperatura debidas a las profundidades a que se encuentra el yacimiento.

2.3.3 Yacimiento heterogéneo

Es aquel tipo de yacimiento en el cual las características de la roca son diferentes en todas las direcciones.

2.3.4 Yacimiento fracturado

Los yacimientos fracturados fueron depositados como sedimentos convencionales de la matriz, con porosidad intergranular. Su continuidad fue interrumpida como resultado de actividad tectónica. Estas discontinuidades introducen dificultades consideradas en la descripción tanto de la estructura interna como en el flujo de los fluidos en yacimientos fracturados. Esta complejidad es frecuentemente complementada por diagénesis la cual es fuertemente afectada por el flujo preferencial de agua a través del sistema de fracturas.

2.4 Conceptos Geológicos y Geofísicos

2.4.1 Origen de sistemas fracturados

El origen de sistemas fracturados puede reconocerse utilizando datos de:

- i. echado.
- ii. morfología.
- iii. rumbo.
- iv. abundancia relativa.
- v. Las relaciones angulares entre los conjuntos de fracturas.

Esta información puede obtenerse de:

- i. Núcleos de diámetro completo (convencional u orientado).
- ii. Registros de imágenes de fondo.
- iii. Otros registros sin orientación.
- iv. Modelos empíricos de generación de fracturas.

La interpretación del origen de sistemas fracturados involucra una combinación de geología y mecánica de rocas. Estos métodos asumen que los patrones de fracturamiento y que las rocas en el subsuelo se fracturan cualitativamente similar a las rocas que se estudian en el laboratorio en condiciones análogas.

2.4.2 Clasificación geológica de fracturas (experimental), σ_1

1. Fracturas de cizalla (B, C)
2. Fracturas de extensión (A)
3. Fracturas de tensión

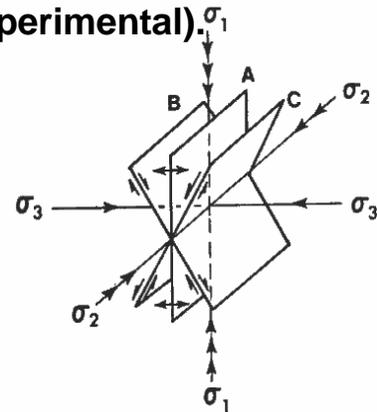


Figura 8. Clasificación de fracturas.

Fracturas de cizalla: Este tipo de fracturas tienen un desplazamiento paralelo al plano de la fractura. El plano de fractura forma un ángulo agudo con respecto a la dirección del esfuerzo de compresión principal (σ_1) y un ángulo obtuso con respecto a la dirección del esfuerzo mínimo de compresión (σ_3).

En experimentos de laboratorio, el plano de las fracturas de cizalla normalmente es paralelo a la dirección del esfuerzo intermedio (σ_2) y forman un ángulo obtuso al esfuerzo mínimo de compresión (σ_3).

Las fracturas de cizalla aparecen cuando los tres esfuerzos principales son de compresión. Los esfuerzos de compresión se consideran positivos (convención).

El tamaño de los ángulos depende:

1. Las propiedades mecánicas del material.
2. La magnitud absoluta del esfuerzo principal mínimo (σ_3).
3. La magnitud del esfuerzo principal intermedio (σ_2) relativa a los otros dos esfuerzos principales (σ_1 , σ_3). Cuando la magnitud de σ_2 se aproxima a la de σ_1 , el ángulo entre σ_1 y el plano de la fractura disminuye.

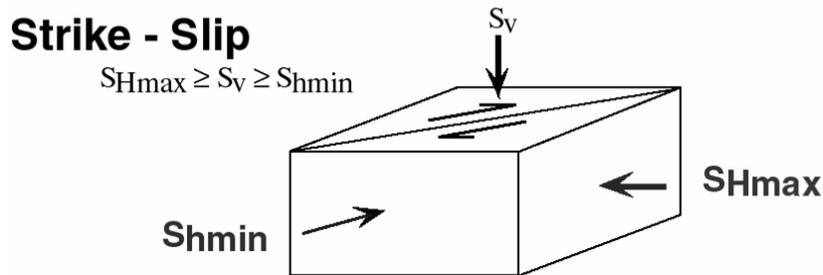


Figura 9. Fractura de cizalla.

Fracturas de extensión: Este tipo de fracturas tienen un desplazamiento perpendicular y hacia afuera del plano de fractura. Se forman paralelas a las direcciones de los esfuerzos máximo (σ_1) e intermedio (σ_2) y perpendicular al esfuerzo mínimo (σ_3).

Estas fracturas también se presentan cuando los tres esfuerzos principales son compresivos. En el laboratorio, las fracturas de extensión también pueden formarse (y muy comúnmente sucede) conjuntamente con las fracturas de cizalla.

Fracturas de tensión: Este tipo de fracturas también tienen un desplazamiento perpendicular y hacia afuera del plano de fractura y son paralelas a las direcciones de los esfuerzos máximo (σ_1) e intermedio (σ_2) y perpendicular al esfuerzo mínimo (σ_3). “Parecen de extensión”, sin embargo, para que sea una fractura de extensión, al menos uno de los esfuerzos principales debe ser negativo (de tensión). La diferencia es importante porque las rocas tienen mucho menor fuerza de fracturamiento en pruebas de tensión que en pruebas de extensión (de 10 a 50 veces menor).

Las fracturas de tensión verdaderas solamente aparecen en condiciones parecidas a las del subsuelo, mientras que las fracturas de extensión pueden ocurrir en condiciones de esfuerzos bajos.

2.4.3 Fracturas tectónicas (debidas a fuerzas superficiales).

Las fracturas tectónicas son aquellas cuyo origen (basado en la orientación, distribución y morfología) puede ser atribuido a asociación o eventos tectónicos locales y son formadas por la aplicación de fuerzas de superficie (Nelson encontró que la mayoría de las fracturas tectónicas en afloramientos tienden a ser fracturas de cizalla). Estas fracturas se forman en conjuntos de redes con aplicaciones especiales específicas a los plegamientos y fallas. Pueden ser clasificadas en dos tipos: sistemas relacionados con fallas y sistemas relacionados con plegamientos.

2.4.4 Fracturas regionales (debidas a fuerzas superficiales y a fuerzas de cuerpo).

Las fracturas regionales son aquellas que se desarrollan sobre grandes extensiones de la corteza terrestre con cambios de orientación relativamente

pequeños y no demuestran evidencia de offset a través del plano de fractura y casi siempre son perpendiculares a las superficies de bedding mayores.

Son diferentes a las fracturas tectónicas porque estas se desarrollan en geometrías consistentes y simples, tienen espaciamiento relativamente grande y se extienden en áreas extremadamente grandes atravesando estructuras locales; tienen variación en la orientación de tan sólo 15 a 20 grados en extensiones de 80 millas y sus espaciamientos varían desde 1 pie hasta 20 pies y son consistentes, también son llamadas “consistent joints”, “regional joints” y “joints”. Los sistemas de fracturas regionales son segundos en importancia en la producción de hidrocarburos. Excelentes yacimientos fracturados ocurren cuando fracturas tectónicas aparecen sobre fracturas regionales.

2.4.5 Fracturas contraccionales (debidas a fuerzas de cuerpo).

Esta clase de fracturas son una colección de fracturas de tensión y de extensión asociadas con la reducción del volumen de roca. Esta característica de reducción de volumen es de gran importancia para la producción de hidrocarburos. Debido a que se deben a fracturas de cuerpo (internas a la roca) su distribución no se restringe a las estructuras geológicas como en las fracturas tectónicas. Bajo las condiciones diagenéticas y posicionales adecuadas, las fracturas contraccionales pueden ocurrir en todo el yacimiento independientemente del mecanismo de entrapamiento. Este tipo de fracturas permiten una producción importante de hidrocarburos. Estas fracturas son el resultado de:

Desecación (Mud Cracks): Son las más comunes, son las de menor importancia económica, se deben al encogimiento debido a la pérdida de agua. Son fracturas tensiles solamente, de gran pendiente con respecto a los estratos, normalmente rellenadas por el material depositado posteriormente. Generalmente se presentan en formaciones ricas en arcillas y son probablemente las de menor importancia para la producción directa de hidrocarburos.

Sinérisis (Chicken – wire). Es un proceso químico que produce una reducción del volumen de los sedimentos por medio de la pérdida de agua subterránea. Pueden ser de tensión o de extensión y debido a que son fracturas de cuerpo internas, tienden a tener un espaciamiento pequeño y regular; tienen una distribución isotrópica en las tres dimensiones, por lo cual la permeabilidad de estas fracturas tiende también a ser isotrópica. Estas fracturas se pueden presentar en arcillas, domos salinos, calizas, dolomías y arenas de finas a gruesas. Tienen gran importancia en la producción de hidrocarburos porque se presentan en grandes volúmenes y tipos de rocas y porque se interconectan en las tres dimensiones.

Gradientes térmicos (Columnar jointing). Son fracturas macroscópicas inducidas por la contracción de una roca caliente al enfriarse. Dependiendo de la profundidad, pueden ser de extensión o de tensión y su generación depende de la existencia de un gradiente térmico a lo largo del material. El ejemplo clásico son las “columnar jointing” en rocas ígneas. Son de importancia mínima para la producción del petróleo, a excepción de algunos casos en donde se producen basaltos del terciario.

Cambios en las fases minerales. Son sistemas de fracturas tanto de extensión como de tensión, de geometría irregular asociada a una reducción del volumen de roca ocasionada por cambios en las fases minerales en los componentes de carbonatos y arcillas de rocas sedimentarias. Un caso común es el cambio de calcita a dolomía, que implica un cambio en el volumen molar de 13%. Bajo condiciones propicias estos encogimientos pueden generar “chicken – wire”, especialmente si se presentan sobre otros procesos contraccionales.

2.4.6 Fracturas asociadas con superficies o inducidas (debidas a fuerzas de cuerpo).

Esta es una clase de fracturas muy diversa que incluye fracturas desarrolladas por “descarga”, liberación de esfuerzos o deformaciones almacenadas, creación de superficies libres o límites sin soporte y efectos de intemperismo en general. No son de importancia para la generación de hidrocarburos. Estas fracturas se pueden presentar en “quarrying”, nucleado, congelamientos, etc.

2.5 Migración y acumulación de hidrocarburos en YNF

La teoría de dilatación proporciona una razonable explicación para la migración y acumulación de petróleo en yacimientos fracturados. Después de la ruptura de la roca quebradiza por los esfuerzos tectónicos, el aceite, el agua o el gas migran en dirección a la zona de dilatación debido al vacío producido por las fracturas. El requerimiento geológico para la migración de hidrocarburos es una roca generadora contigua a la roca quebradiza.

Otra teoría para la explicación de la migración y acumulación del petróleo en rocas fracturadas afirma que las fracturas fueron formadas antes de la generación del petróleo.

Una teoría más indica que en algunos yacimientos el aceite puede entrar al yacimiento en la dirección de la migración a lo largo de las fracturas de alguno de los estratos más profundos.

2.5.1 Morfología de las fracturas

Una vez que el origen de las fracturas ha sido determinado en un yacimiento, el siguiente paso es determinar las propiedades petrofísicas del sistema roca – fractura. Esto implica la caracterización del sistema de fracturas en función de la morfología, distribución y estimación de las propiedades del yacimiento (porosidad, permeabilidad, etc.)

Las fracturas están presentes en “todas” las rocas de formación tanto en los subsuelos como en los afloramientos. El carácter físico de estas fracturas está determinado por el tipo de origen, las propiedades mecánicas de la roca y la diagénesis del subsuelo. Estos factores se combinan para desarrollar características que pueden incrementar o disminuir la porosidad y la permeabilidad de la roca.

Aún cuando las fracturas siempre están presentes, éstas solamente tendrán en la dinámica del flujo cuando el espaciamiento y la longitud es suficiente para ello. Por lo tanto, para cuantificar el efecto positivo o negativo de las fracturas representativas y cuántas de estas fracturas (en una orientación dada) existen dentro de un volumen de yacimiento dado.

Por lo tanto, además de la determinación de las propiedades petrofísicas convencionales de la matriz, también es necesario determinar las propiedades del yacimiento y de la red de fracturas y cómo esta red varía con la profundidad y la pérdida de presión del yacimiento, lo cual tiende a cerrar mecánicamente las fracturas.

Las propiedades petrofísicas más útiles son en orden ascendente en cuanto a la dificultad de su obtención:

1. Permeabilidad de la fractura.
2. Porosidad de la fractura.
3. Saturación de fluidos dentro de las fracturas.
4. El factor de recuperación esperado en el sistema de fracturas.

Nelson comenta que la información más útil es la que se obtiene de análisis de núcleos completos y de pruebas de pozos y que la información que proviene de registros de pozos a pesar de ser muy utilizada es menos precisa. Aguilera comenta que muy poca información útil se obtiene de núcleos completos.

Un factor importante que determina la propiedad y la porosidad de las fracturas es la morfología de los planos de fracturas. Esta morfología se puede observar en núcleos y afloramientos y se puede inferir en registros de pozos. Hay cuatro tipos básicos de morfologías de planos de fracturas naturales:

- Fracturas abiertas
- Fracturas deformadas
- Fracturas con bandas de deformación (gouge – filled)
- Fracturas pulidas (slicken - sided)
- Fracturas rellenas por minerales
- Fracturas vugulares

Fracturas abiertas

Como el nombre lo indica, son fracturas que no tiene material que llene la apertura entre las paredes de la fractura. Todas estas fracturas son conductos potenciales abiertos al flujo. La permeabilidad de este tipo de fracturas es una función de las apertura inicial, de la componente normal al plano de fractura de los esfuerzos

efectivos y de la rugosidad y área de contacto de las paredes. Todas estas son funciones de la distribución de tamaño de granos.

Fracturas deformadas

Estas fracturas se formaron como fracturas abiertas y subsecuentemente fueron alteradas físicamente por movimientos tectónicos posteriores. Este tipo de morfología crea una anisotropía importante dentro del yacimiento.

- Fracturas con bandas de deformación (gouge filled). Material fino que se genera como producto de la fricción entre paredes que se deslizan llenando el espacio entre éstas. En algunas ocasiones existe mineralización de este mineral.
- Fracturas pulidas (slicken – sided). Áreas pulidas como producto del deslizamiento entre paredes. Este fenómeno implica la pulverización de la roca y/o la creación de cristal (vidrio) por fundición de granos. El resultado de esta deformación es una reducción de permeabilidad al menos en la dirección perpendicular del deslizamiento.

Fracturas rellenas por minerales

Como el nombre lo indica son fracturas rellenas o “cerradas” por mineralización o diagenética secundaria.

Muy comúnmente los materiales de cementación secundaria son cuarzo, carbonato o ambos. El llenado, obviamente puede o no ser completo y tiene un efecto muy importante en la permeabilidad de la fractura.

Generalmente las fracturas completamente llenas por minerales son “barreras impermeables”, pero fracturas rellenas parcialmente en la forma de vugulos o porosidad intergranular puede representar un incremento medible en la permeabilidad del yacimiento.

Estas fracturas son extremadamente comunes y son fundamentales en la cuantificación de yacimientos fracturados, ya que la mineralización no se puede predecir fácilmente.

Estas fracturas pueden acabar fácilmente con un proyecto de inversión. Afortunadamente las mineralizaciones normalmente son parciales y muchas veces sufren disolución, lo cual permite una permeabilidad en el yacimiento razonable.

Fracturas vugulares

No son “estrictamente” una morfología de fracturas, son más alteraciones de la matriz que rodean a las fracturas. Las fracturas vugulares se generan cuando los fluidos entran a una roca de baja permeabilidad a lo largo de los planos de fractura. Si hay algún desequilibrio, se pueden formar vúgulos a lo largo y en las zonas adyacentes a las fracturas y más o menos restringidas a zonas estrechas cercanas a los “canales” de fracturas.

Estas fracturas se observan muy comúnmente y son muy importantes en las rocas carbonatadas. La porosidad secundaria asociada a este tipo de fracturas puede ser mucho más grande comparada con la porosidad de fracturas.

Una característica muy importante es que debido a su forma esférica o esférico – aplanada es que la porosidad asociada a vugulos es relativamente incompresible durante la pérdida de presión.

Apertura y espaciamento de las fracturas

La apertura de la fractura, representada por la letra w , es la distancia entre dos superficies paralelas que representan la fractura mientras que el espaciamento de la fractura, representada por la letra L , se define como la distancia promedio entre fracturas paralelas regularmente espaciadas. (ver fig 10.)

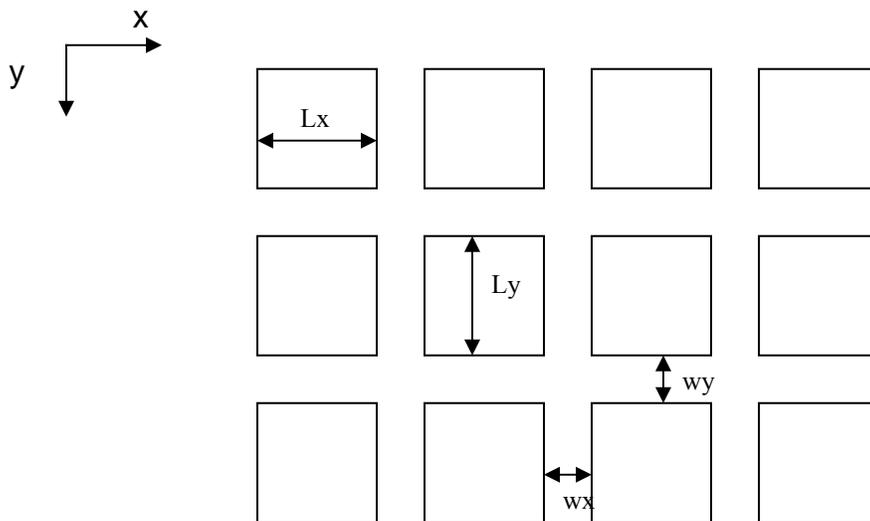


Figura 10. Apertura y espaciamento de las fracturas

Capítulo 3 Problemas en operaciones de corte de corte

Los problemas que surgen en las operaciones de corte de núcleos tienen distintas causas, afectando considerablemente a la muestra, los daños pueden ser operacionales o de diseño, entre las dificultades más frecuentes tenemos las siguientes.

3.1 Expansión de gas

Cuando el fluido de perforación invade al núcleo se forma un enjarre alrededor del mismo, bloqueando la salida de cualquier fluido. La expansión del gas ocurre durante el viaje a superficie. Este fenómeno se debe a la caída de presión que sufre la muestra en la columna de lodo. La formación de enjarre en el núcleo al momento de realizar el corte impide que el gas liberado escape, represionando la muestra. Se debe programar una velocidad que evite este fenómeno. (ver fig. 11)



Figura 11. Núcleo dañado por la expansión del gas.

3.2 Invasión de fluidos

Este problema se origina debido a que no existe un sistema efectivo para evitar el paso de fluido de perforación al barril interior. El núcleo presenta una invasión excesiva, esto genera un cambio en la distribución de las saturaciones originales en la formación.

Cuando ocurre la invasión, una parte de los fluidos son expulsados. Si el fluido de perforación invasor genera reacciones con la formación, puede originar cambios en la mojabilidad de la roca. (ver fig. 12)

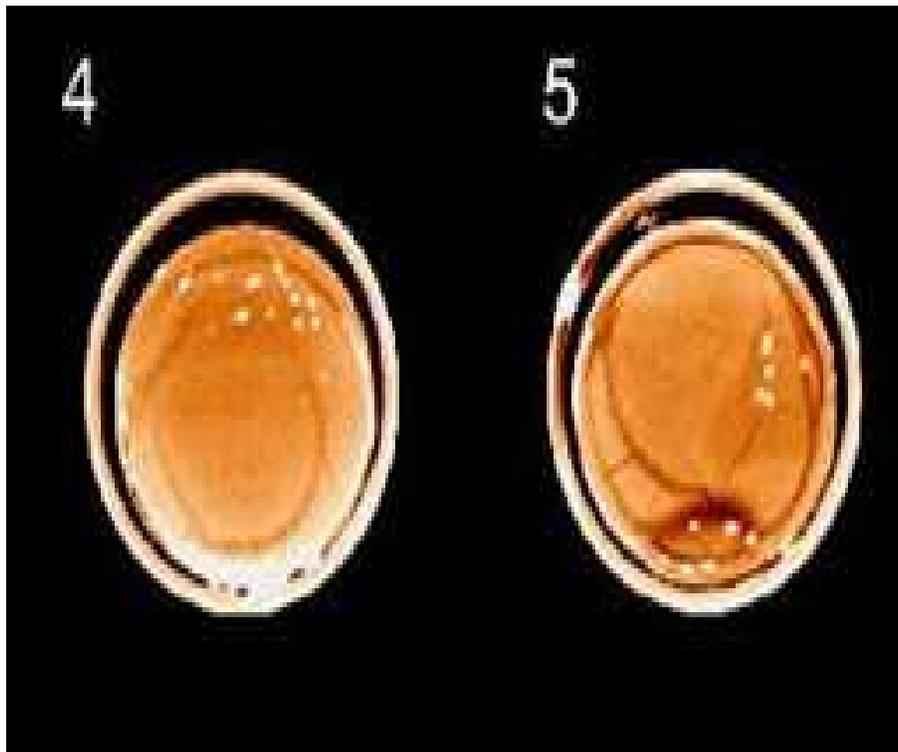


Figura 12. Núcleo invadido por el fluido de perforación.

3.3 Turbulencias

Este tipo de problemas son originados por la presencia de giros en el barril interior, al momento de realizar el corte, las burbujas de aire buscan subir a superficie, pero debido al giro de la sarta de perforación presentan la forma de espirales.(ver fig.13)



Figura 13 Núcleo cortado con turbulencia.

3.4 Atascamiento

La fricción que se genera entre el barril interior y el núcleo al momento de entrar puede generar el atascamiento, al tiempo de estar entrando al barril ocurre un pequeño acuñamiento entre los dos y se empieza a quebrar la muestra. (ver fig. 14)

La presencia de fracturas son indicadores de atascamiento en la operación de corte, al momento en que el núcleo entra al barril. El atascamiento puede provocar que se pierda completamente la muestra.

Esto es un grave problema, ya que durante la recuperación del núcleo puede ocurrir un derrumbe en el barril, generando problemas para identificar las profundidades de cada pedazo de roca.

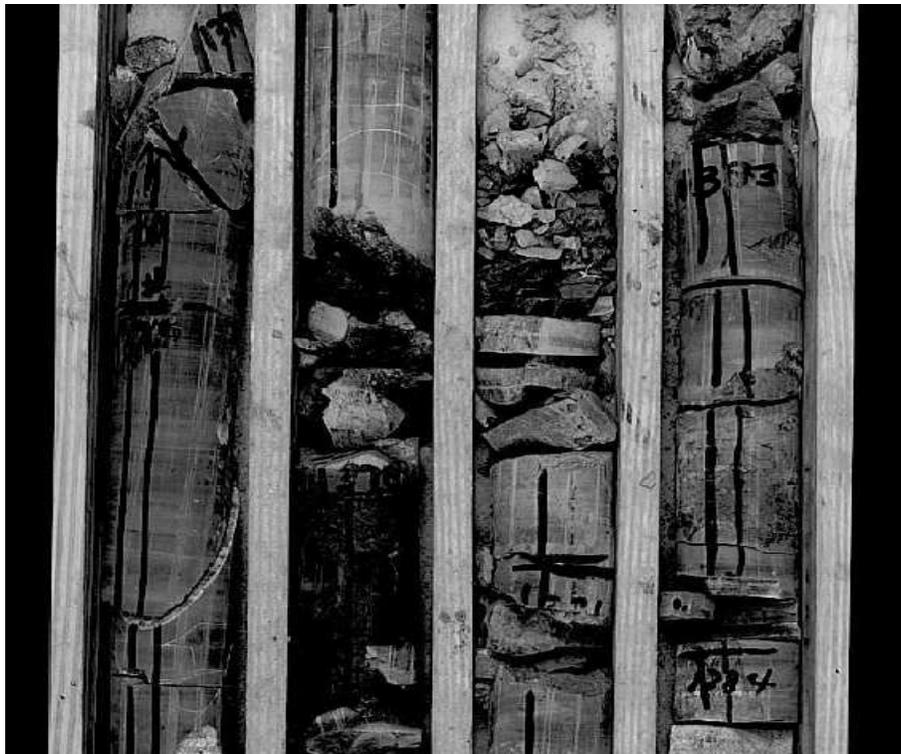


Figura 14. Presencia de atascamiento durante un corte

3.6 Investigación Bibliográfica

La siguiente revisión bibliográfica no solo tienen como fin documentar los estudios realizados referentes al corte de núcleos en formaciones fracturadas, se busca documentar la evolución de las herramientas y la continua presencia de los problemas planteados identificando los cambios de visión y pensamiento de que el corte de núcleos es una actividad innecesaria en la industria petrolera.

En 1971, Diamond Oil Well Drilling Co., desarrolla un barril de corte para cortar y recuperar núcleos de manera eficiente. Utilizando una camisa de un material maleable y colapsable por un fluido presurizado. Este dispositivo se ubica cerca de la corona para recibir y proteger el material cortado, para así permitir recuperar el núcleo en sus condiciones original.

Esta camisa es insertada dentro del barril interior en una longitud mayor a la muestra, para evitar problemas de ubicación, y así lograr que la camisa cubra completamente el núcleo. Esta camisa es colapsada por la presión diferencial creada por el movimiento del fluido a través del espacio anular entre el barril interior y el barril exterior.

En 1978, Sandia Laboratories, realiza estudios para la utilización de diamantes sintéticos para la fabricación de barrenas, debido a la gran dureza de este material. Anteriormente se trataron de fabricar pero la distribución de los diamantes alrededor de la corona no había sido la adecuada.

Ante esto se desarrollo un sistema de corte de núcleos capaz de obtener núcleos más representativos de las condiciones in situ. Se incorporan nuevos sistemas para prevenir la invasión del fluido de perforación. Se planteo que este diseño de realizaría un corte de diez pies en el menor tiempo posible y con la menor invasión en el núcleo.

Park en 1983, presenta un barril con esponja para brindar un método económico y aceptable para obtener mejores datos de saturación de fluidos en los núcleos. Esta tecnología consiste de una cubierta de esponja que es colocada en el interior del barril y es fabricada de poliuretano poroso que absorbe cualquier aceite que escape del núcleo.

El desarrollo de este diseño puede colaborar en los siguientes procesos:

- Determinación de una saturación de agua más precisa.
- Determinación del contacto agua-aceite.
- Localización de zonas donde la perforación o el fracturamiento puedan recurrir.

El 70 % del volumen de la esponja son poros espaciados y generan cerca de dos darcies de permeabilidad. La experiencia ha demostrado que cuando la esponja es usada en un barril seco, un enjarre es formado entre el núcleo y la esponja. Este enjarre puede ser de un espesor de 3/8 de pulgada y es una barrera efectiva que bloquea el flujo de aceite del núcleo a la esponja.

Con el uso del barril se logró incrementar la saturación de aceite en las zonas donde hay presencia de movilidad de aceite.

En 1983, la empresa Christensen Diamond Products USA, identificó la necesidad de eliminar el tiempo en los pisos de operación debido a los viajes adicionales y las bajas velocidades de penetración ya que esto incrementa el costo de las operaciones. Debido a esto presentó el desarrollo de tres herramientas que mitigarían este problema. Estas herramientas fueron:

- Un barril de núcleos con una camisa protectora de goma, que podría utilizarse en formaciones fracturadas o no consolidadas.
- Un motor de fondo que buscaba incrementar la velocidad de penetración y reducir las desviaciones en la operación.

- La tercera herramienta fue un barril que protege al núcleo además de incrementar la velocidad de penetración, es decir combinar las dos anteriores en un solo sistema.

En 1986, Conoco Inc, presenta procedimientos para mejorar las operaciones de corte y manejo de núcleos. Menciona como ineficaz el uso de la camisa de goma. El uso de nuevos sistemas de corte como hidrolift y full closure system son recomendados para cortar formaciones no consolidadas ya logran el corte de diámetros grandes y mayores longitudes.

El uso de tubos de aluminio incrementa la calidad en estos sistemas además de facilitar el manejo en superficie de las muestras. La presión de la comuna de lodo fue mayor que la de la formación la cual colaboró en los resultados obtenidos.

La innovación es el uso de una cámara de rayos x en el pozo que permite analizar estructuras, litologías, cambios de facie en el pozo. Esto mejoro la calidad en el análisis del núcleo.

La clave para una operación exitosa es la información antes de realizar la operación de corte y la discusión abierta entre todos los grupos de trabajo participantes en esta tarea.

En 1994, J. J. Rathmell, describe aplicaciones de campo para lograr una baja invasión del núcleo durante operaciones de corte. El estudio fue realizado en pozos de Alaska en los que se tenía programado realizar muestreo de los yacimientos. El estudio se desarrollo realizando el corte con barrenas de diferentes materiales y encontraron una barrena óptima para reducir dicha invasión.

Las coronas de baja invasión proporcionan buena velocidad de corte cercana a 61 m/h. las principales recomendaciones para evitarla invasión son:

- Realizar el corte de lo más rápido posible.
- Utilizar trazadores para identificar el nivel grado de invasión.

Además de reportar operaciones rápidas y recuperación de núcleos confiables con una mínima invasión gracias al uso de coronas para reducir la invasión al máximo. La ventaja de recuperar núcleos en estas condiciones es que se tienen mediciones de saturación confiables.

En 1996, PEMEX presenta un estudio de campo en el cual reporta haber cumplido con sus expectativas de corte de núcleos en la región sureste del país en un YNF, demostrando que es posible la recuperación exitosa en formaciones difíciles y profundas.

El reto fue identificar las tecnologías disponibles capaces de realizar el corte y recuperación una muestra de formación con alta calidad, además la profundidad en el fondo del pozo puede ser un obstáculo debido a las limitaciones de los materiales. Otro punto clave fue identificar la roca que sería muestreada ya que la recuperación y calidad de la formación están ligadas a este aspecto.

Técnicamente las claves para esta operación exitosa se basa en el uso de una corona de diamante natural que mejoro la hidráulica de la sarta, el uso de un barril interior de aluminio que ofrece empacadores para asegurar la retención del núcleo.

En 2005, Colorado School of Mines, documenta que el valor de los núcleos incrementa la evaluación y estrategias de terminación. Un gran porcentaje del costo del corte de núcleos es asociado al tiempo que se consume en el piso de operaciones para realizar los viajes de los aparejo de corte. De manera que el tiempo que se consume en el equipo utilizado es mayor, el costo de operación aumenta debido a los viajes adicionales.

Una solución a este problema es viajar el núcleo a través de wireline.
Esta tecnología está diseñada para que disponga de los siguientes elementos:

- Corona de Corte
- Barril interior y exterior.
- Bombas de Circulación
- Sección Antitorque.
- Dientes eliminadores de recorte.
- Motor eléctrico.
- Accesorios de empaque.

Capítulo 4 Barriles y coronas

4.1 Elementos más comunes en los barriles.^[13]

El barril de corte de núcleos es un elemento importante en el proceso de ya que es el primer elemento del equipo de corte de núcleos con el que tendrá contacto la muestra de roca. Por lo tanto el barril debe presentar estabilidad y capacidad de resguardo del núcleo.

La estabilidad es esencial debido a que el barril debe ofrece la posibilidad de centrarlo en el agujero, y lograr buenas condiciones en el corte del núcleo. La capacidad de resguardo es importante ya que una vez, cortado el núcleo debe ser preservado en las mejores condiciones originales posibles, es decir, evitar la invasión del fluido, el atascamiento del mismo, para permitir una buena recuperación. A continuación se analizan los elementos más comunes en el diseño de un barril.

4.1.1 Barril Exterior.

El barril exterior es de pared gruesa y se une a la corona de corte y al aparejo de perforación por cada lado. El Barril exterior encierra a los componentes barril interior. El diámetro exterior de este barril es siempre menor al del agujero para permitir las operaciones de pesca.

4.1.2 Barril Interior.

Recibe la columna de núcleo que está haciendo cortada por la corona. Los barriles interiores son generalmente hechos de acero grueso. Barriles interiores de aluminio y fibra de vidrio son usados comúnmente como procedimiento preferido para contener al núcleo.

Los componentes del barril interior toman un papel fundamental en la calidad de núcleo extraído, pues la calidad del mismo está ligada fuertemente a los procesos de extracción y resguardo, las características de los componentes del barril interior; sus efectos sobre la calidad del núcleo y criterios para la selección de cada componente.

4.1.4 Tubos interiores. Insertos de PVC, Aluminio y fibra de vidrio para el barril interior de acero.

4.1.5 Barrena de núcleos (Corona).

Barrena hueca colocada al final del barril de núcleos para cortar la roca. La parte central de la corona forma una columna de roca que se convierte en núcleo. Las coronas son diseñadas para aplicaciones específicas con estructuras de corte a elegir; diamante natural, o cortadores de diamante policristalino compacto.

4.1.6 Estabilizadores de Barril Exterior.

Segmento del barril exterior, generalmente de tres pies de longitud construido con costillas endurecidas que mantienen centrado el barril de núcleos en el agujero. El diámetro exterior del estabilizador es mayor que el del barril exterior e igual al tamaño del agujero.

4.1.7 Junta de Seguridad.

Segmento en aparejo de fondo que conecta al barril con el aparejo de perforación. Los hilos de la junta son largos y son diseñados para permitir al barril interior ser recuperado en caso de una pegadura del barril.

4.1.8 Top Sub. Parte superior del sistema de corte de núcleos que conecta con el aparejo de perforación.

4.1.9 Swivel.

Una sección del barril interior que internamente conecta al barril a la junta de seguridad o al top sub, permitiendo que el barril exterior gire sin transmitir efectos al el barril interior, esto lo logra utilizando balines.

4.1.10. Bola de acero

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

4.1.11 Retenedor de Núcleos.

Dispositivo configurado al interior de un pie de ensamble colocado al fondo del barril interior. La función de este es guardar y romper el núcleo en el fondo antes de recuperarlo. Comúnmente, el retenedor tipo sprint es el más utilizado. La cara interna del retenedor es cubierta por carburo de tungsteno y abierta por el lado en que el núcleo es cortado. Otros tipos de retenedores son usados en operaciones específicas; basket, flapper, slip & dog, slip & knife.

4.1.12 Estabilizador de Barril Interior.

Dispositivo que centra el barril interior con el barril exterior, protegiéndolo de esfuerzos, además de evitar contacto entre el diámetro exterior del barril interior y el diámetro interior del barril exterior.

4.1.13 Drop Ball Sub.

Dispositivo conectado al barril exterior, es utilizado para levantar la bola de acero en cualquier operación en la que la bola no pueda ser mandada a la

superficie, el dispositivo es activado por presión que genera el sistema de circulación.

4.2 Ensamble de Fondo de Pozo. ^[14]

El BHA utilizado en los procesos de corte de núcleos consiste generalmente de dos componentes; el barril interior y el barril exterior. El material cortado es recuperado en el barril interior, el cual no sufre rotaciones y sirve para contener el núcleo mientras es llevado a la superficie.

El barril interior está hecho de acero, aluminio, fibra de vidrio y PVC. Los barriles de acero son considerados no desechables debido a que pueden ser utilizados en varias operaciones, mientras que los barriles de los demás materiales mencionados son desechables, se utilizan una sola ocasión.

Otros componentes para el barril interior, como lo son camisas interiores telescópicas, ensambles para ajustar a larga distancia, válvulas de alta presión, también pueden ser incluidos en el BHA para asegurar el óptimo desarrollo y control en los procesos el corte de núcleos.

Existen recomendaciones para el diseño del barril a utilizar dependiendo del sistema de corte que se utilizara o de los diseños especiales que se utilizaran en el BHA.

El desarrollo de tecnologías corre alrededor de estos dos elementos. La forma de acomodar y adaptar las herramientas existentes a estos barriles deriva en diseños especiales, que son comercialmente atractivos, respondiendo a las necesidades de operación.

El corte de núcleos se realiza con un equipo de perforación en el cual cambian 2 elementos; el barril de corte y el tipo de barrenas que se utilizan.

Las coronas son barrenas de perforación que sirven para cortar núcleos, este tipo de barrenas tienen la peculiaridad de tener el centro hueco como una dona. La selección del tipo de barrena es importante en el resultado y éxito de la operación. El tipo de barrena se selecciona de acuerdo a parámetros de operación como tipo de formación a cortar, longitud de roca que se desea obtener, tipo de fluido de perforación y el gasto al cual es bombeado, velocidades de penetración establecidas en los programas.

4.3 Barril interior de acero. ^[15]

Los barriles de acero son de medida estándar para la mayoría de las operaciones se encuentran disponibles para cualquier diámetro de barril de núcleos. Estos barriles se pueden utilizar repetidamente en operaciones, además de ser utilizados en operaciones a altas temperaturas y proporcionar el máximo soporte al material cortado de la formación.

El material que es contenido en el barril interior de acero debe ser bombeado o empujado fuera del barril hacia el equipo superficial. Esto puede alterar o dañar el material cortado. Los núcleos manejados con estos barriles son expuestos al aire y deben ser colocados en cartón o cajas de lana para ser transportados al laboratorio. El acero opaca e impide el uso de rayos gama, esto debe ser planeado si se quiere realizar estudios en el pozo.

4.4 Barril de aluminio ^[16]

El aluminio ofrece el mejor soporte para el material cortado y un gran rango en el manejo de altas presiones y altas temperaturas para tubos desechables. Los tubos de aluminio pueden ser conectados para resguardar núcleos en corridas de

9 a 82 metros, las conexiones se realizan mediante uniones caja-pin fabricadas del propio aluminio. Estos tubos son ideales para mantener el núcleo en condiciones optimas durante el manejo y transportaciones. Una vez relleno el tubo con el materia cortado puede ser cortado fácilmente y empacado para transportarlo al laboratorio.

La diferencia en la expansión térmica que sufren los materiales, en este caso la diferencia existente entre la expansión del aluminio y la del acero debe ser tomada en cuenta cuando se realice el diseño del BHA.

Barriles interiores de aluminio		
Temperatura	Máxima	de
Operación		205°C / 400°F
Expansión Térmica		0,024 mm/m°C
Longitudes Disponibles		9 metros
Diámetros Disponibles		1,75" a 5,25"
Válvula Check		Si

Tabla 1. Especificaciones técnicas de los barriles de aluminio.

4.5 Barriles de fibra de vidrio. ^[17]

Los tubos de fibra de vidrio son un excelente material para ser barriles interiores y particularmente útiles cuando se planea cortar núcleos en formaciones suaves o no consolidadas. Los tubos de fibra de vidrio se encuentran disponibles en secciones de 30 pies que pueden ser conectadas para realizar corridas de mayos longitud, hasta unos 270 pies. Este material es muy fácil de cortar en la superficie.

La fibra de vidrio es resistente a la acción corrosiva de los ácidos, químicos y sales encontradas en el fluido de perforación. De cualquier manera, el material constituye un limitante, pues la fibra de vidrio, debido a que las temperaturas en el fondo del pozo, deben ser menores a 121°C, y debido a la flexibilidad del material es necesario colocar una red de acero para asegurar el tubo interior en superficie. La expansión térmica del vidrio debe ser toma en cuenta en el diseño del BHA. El barril interior debe ser propiamente espaciado cuando se levante el ensamble de corte de núcleos, especialmente en pozos de alta temperatura.

Tubos Interiores fibra de vidrio	
Temperatura Máxima de Operación	121°C / 250°F
Expansión Térmica	0,02 mm/m°C
Longitudes Disponibles	9 metros
Diámetros Disponibles	2,625" a 5,25"
Profundidad Máxima	4200 m
Permite el uso de Válvulas	
Check	No

Tabla 2. Especificaciones técnicas de los barriles de fibra de vidrio.

4.6 Coeficiente de fricción entre roca y barril interior^[18]

Las pruebas realizadas en el laboratorio han mostrado el comportamiento de la fricción entre la roca y el material del barril interior en presencia de diferentes fluidos de perforación. Se utilizó areniscas como roca porosa. Varios fluidos de perforación acompañados de aire y agua fueron evaluados como la fase líquida. Los coeficientes de fricción obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

Coeficiente de Fricción entre Areniscas y Distintos Materiales de Barriles.						
Material	Aire	Agua	Fluido base Agua	Fluido base aceite	Fluido base agua bentonita y	Bio-Drill
Acero usado	0.62	0.6	0.62	0.55	0.6	0.65
Acero nuevo		0.3	0.32	0.4	0.35	0.34
Aluminio	0.52	0.42	0.23	0.34	0.38	0.33
Fibra de vidrio	0.48	0.35	0.34	0.44	0.45	0.36
PVC		0.35	0.35	0.44	0.42	0.35

Tabla 3. Coeficiente de fricción entre barril y formación.

Los datos muestra que generalmente el aluminio es el mejor material para fabricar barriles interiores ya que ofrece el coeficiente de fricción más bajo con la muestra. Comparando con los tubos fibra de vidrio o PVC, el aluminio es el menos afectado por el desgaste que genera el núcleo al entrar al barril.

La experiencia de campo demuestra que el PVC y la fibra de vidrio son rápidamente rayados, especialmente en los tubos cercanos a la barrena. Respecto al coeficiente de fricción del PVC y la fibra de vidrio con la roca, se observa que este aumenta después de un tiempo de operar, incrementando la probabilidad de un atascamiento. El acero nuevo ofrece bajos coeficientes de fricción pero se vuelven menos efectivo con el uso constante.

4.7 Coronas^[19]

Se conoce como corona a una barrena hueca colocada al final del barril de núcleos para cortar la roca. La parte central de la corona forma una columna de roca que se convierte en núcleo.

Las coronas utilizadas en los trabajos de corte de núcleos son de gran importancia ya que son la herramienta que definirá el éxito de la operación. Existen distintos tipos de barrenas de corte como se menciona a continuación

Estilo	Descripción
RC	Diamante policristalino sintético compacto (PDC)
ARC	Anti-whirl
C	Diamante natural
SC	Térmicamente estables con diamantes sintéticos

Tabla 4. Tipos de coronas

La selección del tipo de barrenas es función del tipo de formación que se desea muestrear. Una mala selección puede provocar problemas inesperados, como atascamiento, reciclaje de recortes, bajos ritmos de penetración, daños al núcleo, reflejándose en la calidad de la muestra.

Formación	Tipo de roca	Barrena recomendada
Formaciones suaves con estratos delgados y bajo esfuerzo de compresión.	Gumbo, arcillas, marl	ARC422
Formaciones suaves con bajo esfuerzo de compresión y alta pérdida de fluidos	Marl, Salt, anhidrita, shale	ARC422, ARC412, ARC425
Formaciones suaves a medias con bajo esfuerzo de compresión entre los estratos y estratos duros.	Areniscas, Shale, Chalk	ARC425,ARC476
Formaciones medias a duras con alto esfuerzo compresivo y pequeños estratos.	Shale,mudstone, limestone	C18, SC226, SC777, ARC235, ARC427,RC478GN
Formaciones duras y densas con esfuerzos compresivos muy altos pero no abrasivas	Limestone, dolomite	C23, SC226, SC287, C201,SC777, ARC427, SC277,RC478GN
Formaciones duras y densas con esfuerzos compresivos muy altos y con algunos estratos abrasivos.	Siltstone, sandstone	C23, SC278, SC277,SC279, SC281
Formaciones extremadamente duras y abrasivas.	Quarcito y bazalto	SC281

Tabla 5. Guía para la selección de coronas

4.7.1 Barrenas de Diamante Policristalino Sintético Compacto

Los cortadores de las barrenas de diamante policristalino compacto (PDC) sirven como los cortadores de cualquier tipo de barrena. Estas barrenas de gran diámetro tienen gran acción efectiva de corte en una gran variedad de formaciones, desde suaves a duras, son para cortes en grandes profundidades, mejoran los gastos de penetración e incrementan la recuperación del corte.

Las barrenas convencionales de PDC usan diamante natural como revestimiento de protección para asegurar en agujero completo a lo largo de la operación de corte.

Las barrenas PDC pueden ser usadas en aplicaciones de motor de fondo o mesa rotaria con los mismos resultados. Este tipo de barrenas están diseñadas y están disponibles con baja, media y alta densidad de cortadores para distintos tipos de formación, formaciones suaves requieren menos numero de cortadores. Varios tipos de coronas están disponibles:

- ❖ Redondas
- ❖ Baja invasión
- ❖ Anti-turbulencia

4.7.2 Barrenas de PDC Anti-turbulencia

Los cortadores dañados conducen a una pobre desarrollo de la barrena acortando su vida útil y una pobre calidad del corte.

Cortes espirales, rupturas, daños y núcleos con diámetros no uniformes pueden ser causados por la turbulencia de la barrena, también podemos obtener núcleos fracturados.

Este tipo de barrenas reducen o eliminan de la barrena la turbulencia originada por vibraciones laterales en el pozo entre en ensamble del fondo de pozo y los dientes de los cortadores. Las barrenas son diseñadas para realizar un balance de fuerzas y mantener rotando la barrena suavemente. Se les coloca unas almohadillas de revestimiento para disminuir la fricción, optimizar sus características, además que tienen cortadores colocados en lugares especiales que mantienen rotando la barrena cerca del centro geométrico.

4.8 Procedimientos Generales Para el Corte de Núcleos.

[20]

Antes de iniciar la operación se debe determinar si la bola de acero va a ser corrida con el aparejo o se detendrá la perforación para lanzarla desde la superficie.

- Recorriendo el agujero

En el agujero completo en el que se realizara el corte de núcleos, se debe entrar metódicamente, teniendo cuidado con las partes estrechas para evitar pegaduras de la corona. Estos lugares angostos deben ser repasados con la barrena, para optimizar las condiciones del agujero. De no realizarse esta optimización la vida de la corona puede ser afectada.

1. Establecer el uso de un flotador, teniendo cuidado con las condiciones del mismo.
 2. Revisar el agujero para comprobar que pase la bola de acero.
 3. Vigilar que el ensamble de perforación se encuentre libre de recortes.
- Acondicionando el Agujero
 1. Establecer dos o tres ciclos de circulación completos desde el fondo del pozo a superficie.
 2. Asegurarse que todos los parámetros sean correctos para establecer el fondo del agujero.
 3. Realizar la circulación sin rotar la corona si es posible.
 4. Mientras se realiza la circulación en el fondo del agujero , levantar el barril exterior para asegurar la limpieza del barril interior.
 5. Bajar nuevamente el barril.

6. Una vez en el fondo, comenzar con rotaciones suaves de 30 a 40 rpm.
 7. Iniciar el flujo de lodo, hasta alcanzar el gasto deseado para iniciar el corte núcleos.
 8. Incrementar el peso sobre la barrena en incrementos de 2000 lbs, incrementando gradualmente las rpm hasta estabilizar las condiciones óptimas de operación.
- Lanzamiento de Bola de Acero para comenzar a cortar núcleos.
 1. Levantar el Kelly o Top Drive hasta la primera unión de la tubería de perforación después de haber realizado la circulación en el agujero.
 2. Remover el Kelly o Top Drive y lanzar la bola de acero a través de la tubería de perforación.
 3. Una vez que la bola de acero fue lanzada, iniciar las bombas y bombear la bola de acero al fondo hasta reducir los gastos de circulación.
 4. Registrar la presión en la bomba y en la tubería mientras la bola cae, el manejo de bajo gastos en la bomba, permitirá el correcto asentamiento de la bola en el fondo.
 5. Tan pronto como la bola de acero se asiente en el fondo, comenzar a bombear y registrar los incrementos de presión en la tubería y regresar al fondo.
 6. Una vez en el fondo, comenzar una rotación pequeña 30 o 40 rpm.
 7. Agregar peso en la barrena en incrementos de 2000 lbs, el incremento debe ser gradualmente en peso sobre barrena, rpm, y

volumen de fluido hasta que la condiciones optimas de corte sean establecidas.

4.8.1 Procedimiento para conectar equipo Rotario

Después de levantar el aparejo de perforación, para realizar conexiones o para remover el barril de corte, hacer las siguientes nuevas conexiones:

1. Detener la rotación y apagar las bombas.
2. Levantar el barril de corte hasta que el indicador de peso muestre
3. Si el núcleo no se ha cortado con el máximo esfuerzo, comenzar a bombear y mantener este esfuerzo hasta que se logre realizar el corte.
4. Después de que el núcleo ha sido cortado, levantar la corona diez pies.
5. Bajar lentamente hasta alcanzar una profundidad de un pie arriba del fondo.
6. Si parece que el núcleo será recuperado adecuadamente, levantar y realizar las conexiones, si no se debe salir del agujero.
7. Asegurar la mesa rotaria y Kelly con pinzas cuando se realizan las conexiones.
8. Después de realizar las conexiones, llevar el aparejo de corte hasta el fondo del pozo.
9. En resumen, después de realizar las conexiones, regresar fondo del pozo sin realizar rotación. Con las bombas trabajando, aplicar el peso normal para ayudar a liberar el retenedor con el fin de que el núcleo pueda entrar al barril.
10. Levantar para iniciar a cargar peso
11. Iniciar con rotaciones suaves y gradualmente regresar a las condiciones de corte normales.

4.8.2 Procedimiento para conectar Top Drive

Cuando se realiza el corte de núcleos con un equipo top drive, realizar el siguiente procedimiento para hacer las conexiones sin sacar a superficie el fondo del aparejo:

1. Una vez que el top Drive llega al piso de trabajo, cambiar la barrena por la corona de corte, después:
 - i. Desconectar el medidor de profundidad.
 - ii. Cerrar la mesa rotaria.
 - iii. Detener la circulación en las bombas.
2. Colocar deslizadores, es decir no permita que peso adicional sea cargado en la parte inferior del aparejo.
3. Regresando al top drive, proteger la tubería.
4. Recoger toda la tubería.
5. Hacer una nueva sección para el drillstring, protegiendo la tubería que permanecerá.
6. Iniciar las bombas y llegas hasta el gasto deseado.
7. Iniciar la rotación en el equipo hasta alcanzar las rpm deseadas.
8. Aumentar el peso que se carga sobre la barrena, hasta alcanzar el peso deseado.
9. Reiniciar el medidor de profundidad e iniciar el corte de núcleos.

4.9 Parámetros de Operación ^[21]

4.9.1 Circulación

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

- i. Condiciones del pozo
- ii. Tamaño y Diseño de la barrena
- iii. Tipo de Fluido de Perforación
- iv. Profundidad del agujero
- v. Tubería de Perforación, barril de corte y capacidad de la bomba
- vi. Características de la formación.

4.9.2 Velocidades Anulares

Las velocidades anulares bajas como 27 metros por minuto han sido utilizadas en operaciones de corte de núcleos sin crear problemas habiendo elegido un buen fluido de perforación. Las velocidades altas previenen el asentamiento de recortes.

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

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

4.9.3 Volúmenes de Circulación

Altos volúmenes de circulación pueden dañar la barrena al iniciar la operación de corte de núcleos. Un alto volumen puede causar que la corona deslice en el fondo del pozo o que oscile provocando daños a los cortadores, reducción de los ritmos de penetración y acortando la vida de la corona. También puede generar rotación en el barril interior.

Los derrumbes son consecuencia del desplazamiento de los fluidos del núcleo (lavado) en formaciones suaves. Esto tiene como resultado una pobre recuperación. Coronas con caras de descarga y retenedores son recomendados para cortar núcleos en formaciones suaves o no consolidadas, el uso de estas dos herramientas de baja invasión mejorará la limpieza de la corona con un mínimo de derrumbes. Los gastos de circulación se pueden reducir como remedio a los derrumbes, pero se debe tener cuidado ya que puede provocar calentamiento en la corona.

Se debe dar especial atención al corte de núcleos de corta longitud cuando sea en formaciones suaves. Formaciones suaves o no consolidadas pueden soportar poca carga sobre ellas. Si el peso del núcleo cortado y el que está sobre la barrena exceden la resistencia de la formación ya no se podrá continuar con el corte de núcleos ya que solo se estará produciendo molienda y lavado de la zona.

4.9.4 Velocidad de Rotación

La mejor velocidad de rotación para cortar núcleos frecuentemente es establecida por los parámetros del pozo y la capacidad de trabajo del equipo de perforación. La profundidad y diámetro del agujero, diámetro y condiciones de la tubería de perforación, el número de drill collar y la formación deben ser tomados en cuenta cuando se establece la velocidad de rotación.

Para la selección de la velocidad, se debe dar atención al arreglo del drillstring, para un mejor diseño se recomienda revisar la carta API RP 7-G, "Recommended Practice For Drill Stem Design and Operating Limits".

La experiencia en el campo indica que utilizando prácticas de campo estándar las velocidades de rotación se comportan de manera normal y constantes. Las coronas PDC generalmente son utilizadas con menores velocidades de rotación que las barrenas de PDC, de cualquier manera se han obtenido excelentes resultados con velocidades diferentes a las recomendadas.

Velocidades de rotación bajas han proporcionado mayor efectividad cuando se realizan cortes de núcleos en formaciones fracturadas. Velocidades bajas como 30 o 40 rpm se pueden utilizar para evitar la inestabilidad del núcleo y evitar el riesgo de tener atascamiento.

Capítulo 5. Tecnologías para el corte de núcleos en YNF

La industria petrolera mexicana enfrenta fuertes retrasos tecnológicos en áreas estratégicas para el desarrollo y cumplimiento de sus metas. Se debe fomentar el desarrollo de estrategias tecnológicas y filosofías de trabajo conjunto entre los Institutos y Universidades que permitan a PEMEX acceder al desarrollo de tecnologías críticas para satisfacer las necesidades técnicas que presentan los campos petroleros mexicanos.

La investigación y el desarrollo tecnológico han demostrado ser la manera de generar nuevas herramientas que permitan aumentar las capacidades de los ingenieros, mediante inversión de recursos, que no deben verse como gastos sino como el inicio de una cadena de valor que incrementará la eficiencia operativa y el valor económico con los proyectos.

La solución al rezago puede ser a corto plazo, la renta de herramientas y tecnologías a empresas, pero no es lo más recomendable debido a que se convierten en gastos corrientes, los procesos de adquisición de tecnología tiene su desarrollo en los siguientes párrafos.

La asimilación de tecnologías esta relacionado con del propósito de desarrollar capacidades técnicas que se puedan aprovechar rápidamente, es decir, observar lo que esta disponible y proponer ideas para mejorar.

El desarrollo de tecnologías, tiene el propósito de aplicar las capacidades técnicas desarrolladas para atender los retos particulares que se enfrenten durante la exploración y explotación, buscando acoplar la tecnología que se tiene a las necesidades de la industria.

La investigación, cuyo fin es desarrollar soluciones a problemáticas acordes a las condiciones particulares de las condiciones de operación en los campos nacionales, además de proponer y desarrollar nuevas ideas y procedimientos.

Para incorporar nuevas o mejores tecnologías es indispensable disponer de prácticas robustas de gestión de tecnología por medio de la investigación aplicada, desarrollo, transferencia y comercialización de éstas; así como de ingeniería y ejecución efectiva de proyectos de inversión. Todo ello sustentado en un continuo desarrollo del talento humano a nivel profesional, técnico y obrero; así como generando una cadena de suministro con proveedores nacionales e internacionales de base tecnológica.

Para que la tecnología pueda representar un elemento real que incida en la productividad y competitividad de una organización, se adoptan esquemas de gestión de tecnología y se lleva a cabo un cambio en la cultura organizacional con respecto de este elemento.

Es decir, la gestión de tecnología, implica que la organización tenga una visión y planeación de largo plazo, una clara orientación hacia resultados, un seguimiento y evaluación sistemática de la estrategia de largo plazo; así como capacidad de decisión para administrar los riesgos e incertidumbres asociados a la actividad de desarrollo tecnológico.

Por ello la búsqueda de tecnologías que aumenten el potencia y satisfagan las necesidades de la industria petrolera son necesarias e indispensables. Es necesaria la adquisición confiable de datos y propiedades que mejoren la caracterización de yacimientos, como lo son tecnologías que nos permitan mejorar la calidad de los núcleos que se recuperan para obtener mejores lecturas de permeabilidad y saturaciones en los laboratorios. ^[9]

5.1 Barriles de corte de núcleos

Las compañías de corte de núcleos operan con procesos y tecnologías con más de treinta años de uso. Este rezago ofrece la oportunidad de desarrollar herramientas para mejorar sistemas de corte de núcleos. El concepto de corte de núcleos debe ser desarrollado para permitir buenas recuperaciones y mayor calidad en los núcleos. Rápidas velocidades de penetración reducen la posibilidad de que ocurra un atascamiento, incrementando la recuperación y reduciendo el daño al núcleo son algunos beneficios que ofrece este sistema. La correcta estabilización es uno de los factores más importantes que interfieren en una exitosa operación de corte.

La mayoría de los sistemas de corte no tienen la propiedad de transmitir el peso a la barrena adecuado o necesario para las operaciones modernas de corte de núcleos. Si el barril exterior no está correctamente estabilizado, flexiones y pandeos en la tubería tendrán lugar. Eso es evidente en las zonas talladas o pulidas encontradas en los barriles exteriores entre los estabilizadores después de recuperar el barril de corte de núcleos. La deflexión del barril afecta el pulido y terminado de la tubería produciendo rotación excéntrica de la corona.

El uso de computadoras desarrolla técnicas, estableciendo la mejor posición de los estabilizadores, el resultado de esta investigación fue el desarrollo de barriles de corte de núcleos con secciones de estabilizadores de 20 ft. Para agujeros de gran inclinación y horizontales, un estabilizador puede ser colocado a la mitad de la sección en la parte inferior, colocando tres estabilizadores en el fondo de los 20 ft. (ver fig. 13)

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

La distancia entre los barriles es importante por eso se utiliza un dispositivo que elimina el tiempo que se consume en el proceso de aislamiento de los barriles interiores. Esto es logrado la incorporación una celda automática de espaciado en la cabeza del barril exterior. Esto permite que el espaciado entre barriles sea preciso y consistente, particularmente cuando la expansión del tubo interior es impredecibles debido a la gran incertidumbre que se tiene en las temperaturas de fondo de pozo.

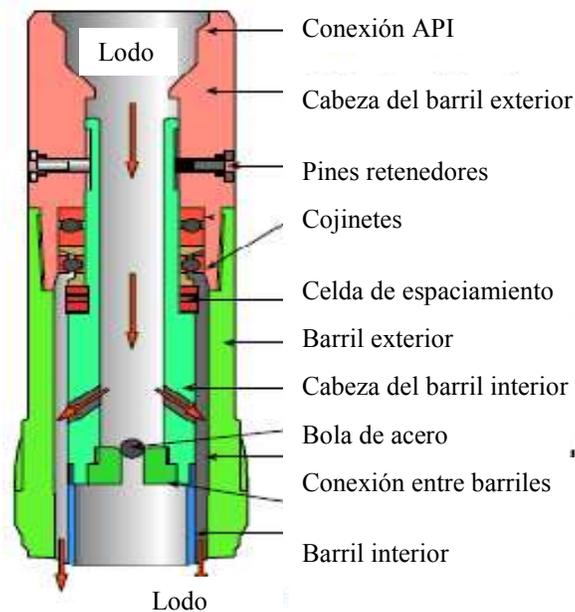


Figura 15 Barril de corte de núcleos.

Para evitar que el núcleo salga del barril interior durante el viaje a la superficie se utilizan mecanismos de retención. Los retenedores han sido exitosos en la recuperación de cualquier tipo de formaciones en la industria petrolera:

Retenedores de giro: Una cuña tipo retenedor adecuado para la mayoría de texturas de núcleos.

Retenedor deslizante: Una pequeña cuña deslizante que es utilizada para cortar núcleos direccionales.

Retenedor hidráulico: Un retenedor insertado en un tubo cerrado hidráulicamente recomendable para formaciones no consolidadas o fracturadas.

Beneficios

- Transfiere la energía a través del barril a la corona sin pérdidas de potencia debido al buckling.
- La resistencia a los esfuerzos torsionales y a la tensión es alta.
- Los gastos de flujo son similares a los que se utilizan con barrenas de perforación.
- El posicionamiento de los estabilizadores en intervalos de 20 pies permite mejorar el manejo de las presiones en el agujero y minimizar la excentricidad.

Los volúmenes de flujo en el barril han sido calculados para que las pérdidas de presión sean mínimas. Esto es de particular importancia cuando se usan tubos interiores de GRP y ensambles de corte de núcleo grandes.

Para prevenir el estancamiento y las dificultades asociadas cuando se reinician operaciones, el torque límite debe ser ajustado a su nivel máximo de seguridad antes de reiniciar.

Tamaño Nominal del Agujero	Agujero de 6 "	Agujero de 8.5"	Agujero de 12.25 "
Barril Exterior	OD 4.75"	OD 7.00 "	OD 9.50"
	OI 3.75 "	OI 5.525 "	OI 7.00 "
Barril Interior	OD 3.375"	OD 4.70"	OD 6.00"
	OI 2.875 "	OI 4.125 "	OI 5.50 "
Longitud de Sección	20 ft	20 ft	20 ft
Conexiones	3.5 " IF	4.5 " IF	6.625 " IF
Diámetro del núcleo	2.56 "	4.00 "	5.25 "
Make up Torque	7860 ft/lb	30000 ft/lb	42500 ft/lb
Máximo Torque	20000 ft/lb	68000 ft/lb	203000 ft/lb
Torque de Operación	15000 lb	30000 lb	40000 lb
Peso sobre Barrena	15000 lb	40000 lb	50000 lb
Máximo Jalón	301000 lb	860000 lb	1550000 lb
Gasto	50 a 200 gpm	50 a 400 gpm	50 a 600 gpm
Velocidad de Rotación	40 rpm	40 rpm	40 rpm

Tabla 6. Especificaciones del barril en función del diámetro el agujero.

5.2 Diseño de Barril para minimizar la Invasión

Este sistema ha sido desarrollado para prevenir invasión estática al núcleo y reduce el riesgo de que ocurra un atascamiento, mediante la reducción del coeficiente de fricción entre el núcleo y el barril. Una vez que el núcleo a entrado en el barril, este es completamente encapsulado en un medio que lo protege de esta manera no sufrirá invasiones más intensas (no avanzará más). Además el medio genera una interfase que sirve como lubricador entre el núcleo y el barril interior teniendo como resultado una reducción de la resistencia para que el núcleo entre al barril, esto reducirá drásticamente la tendencia a ocurrir un atascamiento.

Esto es ideal en situaciones que se deba tomar muestras en formaciones fracturadas, formaciones deleznales o suaves.

El fluido puede ser diseñado para una variedad diversa de aplicaciones, este es insertado en una mezcla neutral que mantiene seguro el fluido base aceite, sus principales funciones son:

- Reducir la fricción entre el núcleo y el barril interior.
- Proporcionar un soporte mecánico en la superficie
- Asegurar los fluidos del núcleo



Figura 16. Activación del pistón que libera el líquido

Este sistema consiste de un barril interior precargado con un medio que encapsula al núcleo, sin dañar a la formación. El barril interior está sellado en su parte inferior mediante un pistón, mientras se está realizando el corte, el núcleo actúa como una válvula. De forma que el núcleo va entrando al barril, el pistón se mueve hacia arriba y distribuye el medio protector alrededor del núcleo.

Beneficios

- Los fluidos de perforación no contaminan el fluido utilizado como medio protector.
- Es compatible con todos los sistemas de lodos.
- Puede aplicarse en operaciones de HPHT.
- Considerable reducción de la invasión al interior del núcleo.
- Reduce la frecuencia de atascamiento en las operaciones de corte de núcleos.
- El medio protector ofrece lubricación y disminuye la resistencia para que la muestra entre en el barril. El beneficio es poder realizar cortes largos almacenándolos en el barril.

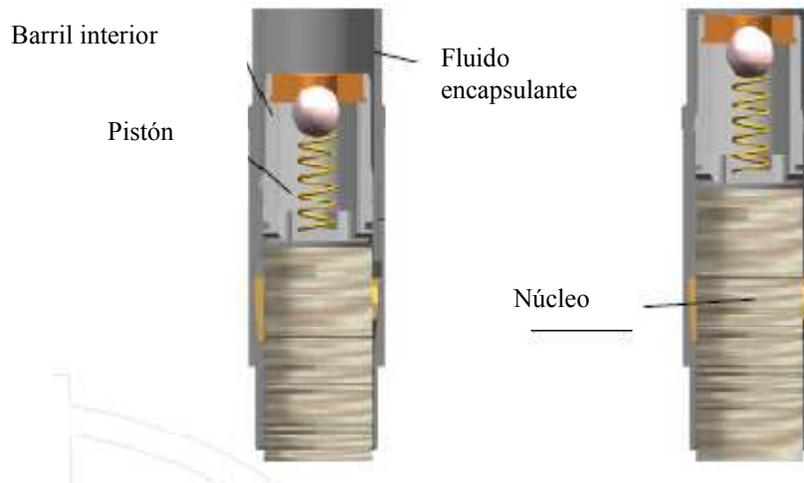


Figura 17. Principio de operación del sistema anti-invasión.

5.3 Barril para Formaciones Fracturadas.

El desarrollo de tecnologías de corte de núcleos ha permitido desarrollar sistemas para optimizar la calidad y recuperación del núcleo en formaciones fracturadas o no consolidadas. Este diseño consta de un sistema de cierre hidráulico activado, que asegura la retención del núcleo y alivia cualquier posibilidad de activación prematura. Acompañado de un barril de núcleos de alta dureza y un nuevo ensamble de interior representan un nuevo paquete de herramientas de corte de núcleos que mejorará la eficiencia, aumentando los porcentajes de recuperación de núcleos y calidad del núcleo que es llevado a la superficie.

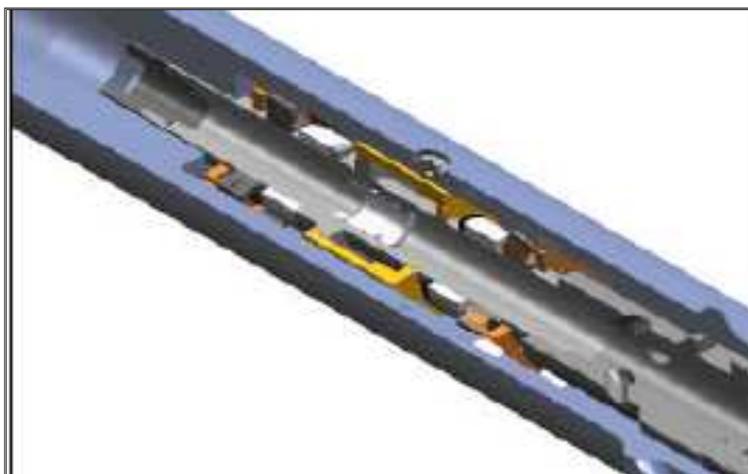


Figura 18. Sección superior del barril para formaciones fracturadas.

Este diseño de barril permite que el barril interior descansa libremente sin girar con el barril exterior, asegurando total independencia entre ellos. El diseño incorpora dos pares de cojinetes en los extremos del barril interior manteniéndolo estático mientras el barril exterior gira, proporcionando estabilidad adicional en la parte superior del barril interior. Como resultado se tiene una operación tranquila y álgida que aumenta la calidad de la muestra que se recuperará en superficie.

Este diseño de barril contiene cojinetes en la corona para asegurar independencia y estabilidad entre el barril interior y el barril exterior durante el proceso de corte de núcleos.

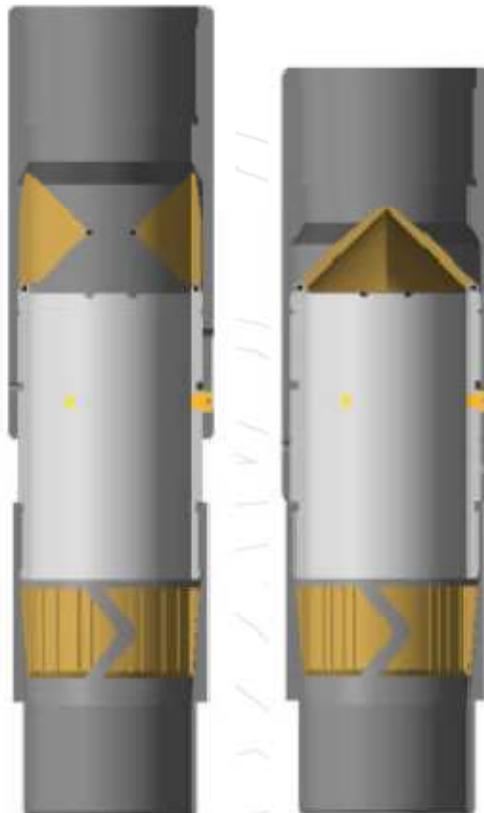


Figura 19. Sistema de retenedores.

El diseño incluye un sistema de cierre que asegura la aprensión del núcleo una vez que ha entrado al barril. Este diseño es activado hidráulicamente y no es sensible a cualquier variación de presión, solo se activa a la presión de diseño, la cual se consigue mediante el fluido de perforación. La celda de activación contiene una columna de aceite que mantiene el peso del barril durante la operación de corte. Cuando es tiempo de activar el retenedor, una bola es colocada en un pistón, el cual incrementa la presión y obliga al pistón a bajar el barril interior, abriendo el flujo para que la columna de aceite escape.

Diseños y Beneficios

- Evita la activación innecesaria
- Ofrece mecanismos de activación confiables
- Permite reanudar la circulación después de ser activado

Una activación en falso puede traer efectos dañinos y costosos en la operación de corte, una vez que el sistema de cierre es activado, ninguna muestra más podrá ser almacenado en el barril, por eso existe la necesidad de que el retenedor no sea activado hasta que la corrida sea completada.

Tamaño del Barril (in)	Diametro Exterior	9.5	7
	Diametro Interior	7	5.625
Tamaño del Núcleo	(pulgadas)	5.25	4
Tipo de Retenedor	Spring	Si	SI
	Clsmshells	Si	Si
Tamaño de Bola (in)	Operaciones de Corte	1.687	1.375
	Activación del Sistema de Cierre	2	2
Caídas de Presión	(bar)	2.5	4.1
Volumen de Aceite	(L)	0.51	0.46

Tabla 6. Especificaciones y equipo del barril para formaciones fracturadas

5.4 Sistema de Barriles Delgados

Los daños provocados a los núcleos se convierten en una pérdida económica debido a la alteración de sus propiedades y la importancia que esta representa para el ingeniero. Si el daño es sistemático, eso podría tener errores en la realización de modelos para caracterizar yacimientos provocando potenciales problemas de implicaciones financieras. Las fracturas inducidas al núcleo muestran la directa correlación entre zonas de núcleo dañadas y las conexiones de rosca sobre barriles expandibles. Identificando la necesidad de un sistema de corte que minimice el daño torsional que ocurre durante el proceso de recuperación, se desarrolló un sistema de barriles delgados.

El sistema consta de un barril interior que consta de dos partes. Un diseño especial, el cual lleva dentro de sí un segundo barril de paredes delgadas. Una conexión especial permite a la herramienta ser rota y desenganchada sin girar los tubos interiores. Este diseño elimina el daño torsional que se produce al núcleo durante el procedimiento de desenganche. La caja conectora contiene seis cuñas (costillas) que mantienen los tubos interiores centrados y posicionados con el barril exterior. (ver fig 14)

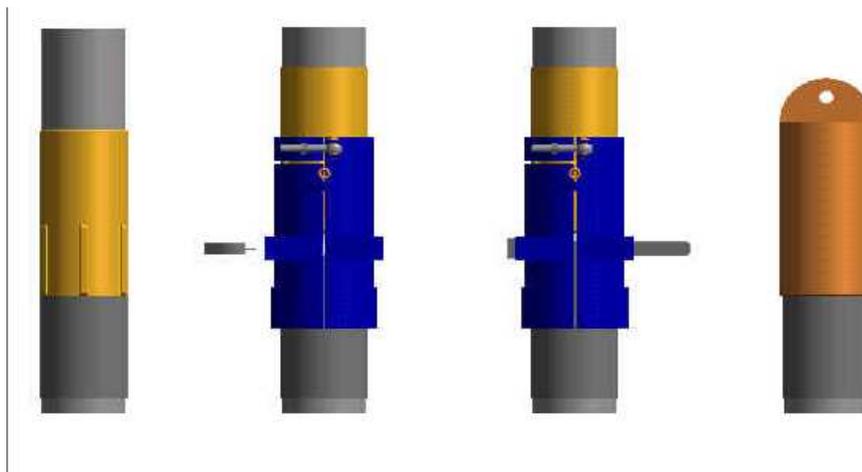


Figura 20. Principio de operación de los barriles delgados.

Beneficios

- Permite incrementar la utilidad el núcleo en un 20%, debido a la eliminación del daño torsional que sufre durante las operaciones de recuperación en la superficie.
- Mejora la estabilización del barril interior
- Permite la instalacion de lift plugs sin altera la muestra, ya que mas del 2.5 del núcleo recuperado puede ser dañado en este proceso.
- Previene fallas en el barril interior y explosiones debidas las propiedades del acero.
- Encierra la muestra de núcleo en un material que mantiene las propiedades del núcleo de manera efectiva.
- Asegura el adecuado alivio de presión al núcleo.

Especificaciones	Aluminio	GRP
Espesor del la pared	0,085 "	0,1 "
Rigidez	Excelente	Buena
Coefficiente de Fricción	0,4	0,38
Temperatura	200 °C	135°C
Compresibilidad	15 t	6 t
Hojas cortadoras de Diamante	No	Si

Tabla 7. Especificaciones técnicas del sistema de barriles delgados.

5.5 Sistemas Detectores de Atascamiento

Esta herramienta ha sido desarrollada especialmente para detectar cualquier atascamiento y minimizar el riesgo de perder el núcleo. Es fácil de combinar con la mayoría de los diseños de barriles lo que permite incrementar la recuperación cuando las condiciones de corte son difíciles y adversas. Este nuevo sistema es completamente compatible con los equipos existentes y es fácilmente incorporado.

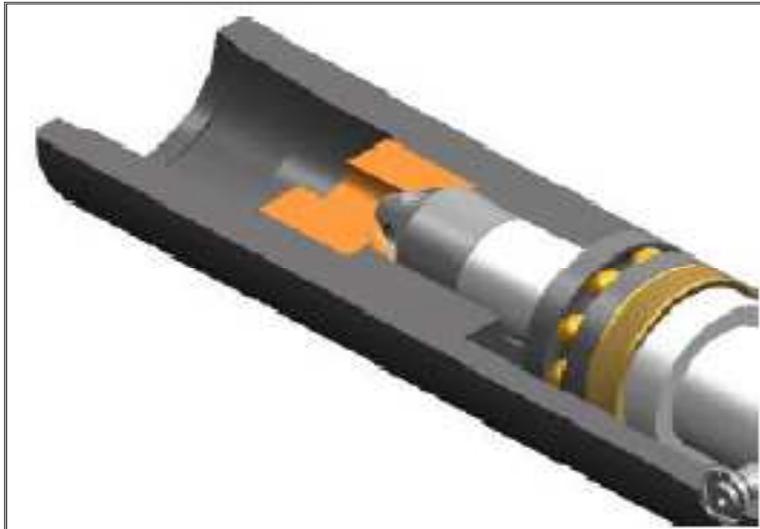


Figura 22. Sistema detector de atascamiento.

Cuando ocurre un atascamiento el núcleo empuja el barril interior y activa el sistema, como resultado de esto se observa en superficie una lectura positiva de presión en un manómetro dando la oportunidad de reaccionar de acuerdo al problema.

La figura 23 inferior describe el mecanismo y muestra la restricción al flujo creada por el movimiento ascendente del tubo interior. Una presión adicional

actúa sobre una superficie pequeña y elimina cualquier tipo de daño mecánico al núcleo.

Esta presión debería ser suficiente para superar el atascamiento y el barril interior regrese a su posición normal cuando la presión tenga su valor nominal al cual es calibrado.

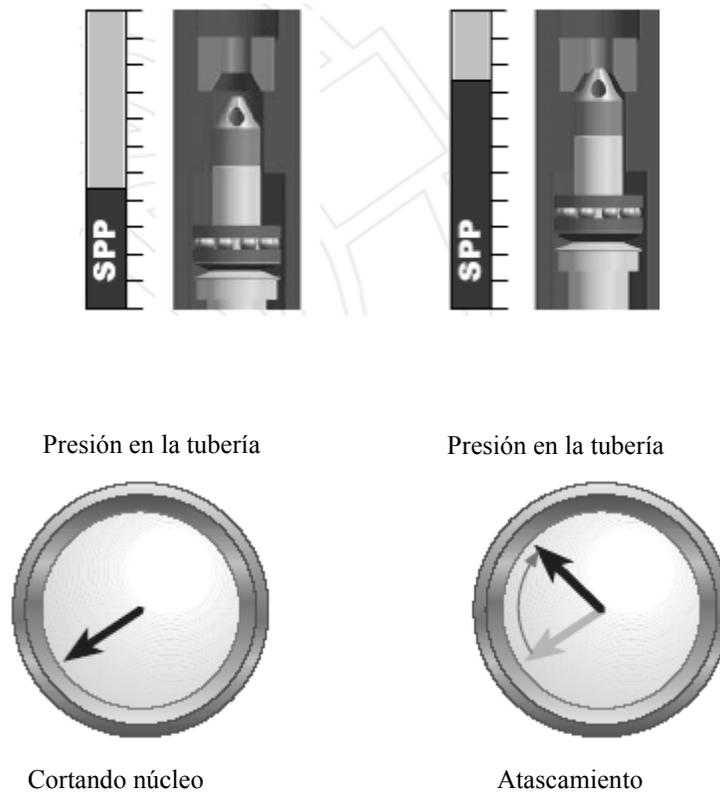


Figura 23. Manómetros superficiales del detector de atascamiento en superficie.

5.6 Sistema de Congelamiento

Este sistema busca eliminar la ocurrencia de atascamiento, debido a que es la principal causa de terminar las operaciones de corte antes de tiempo, además de incrementar el costo de las operaciones y comprometer la calidad del núcleo.

Este sistema reduce la fricción que provoca que la entrada del núcleo al barril interior sea lenta, manejando el coeficiente de fricción más bajo entre materiales de barril y el núcleo. Como en la realidad es imposible reducir este coeficiente a cero, el sistema se enfoca en reducirlo al mínimo posible.

Tiene un desempeño importante en operaciones problemáticas y difíciles, donde la frecuencia de atascamientos es alta, cuando las fuerzas de fricción son excesivas y causan daño a la muestra. Estas condiciones son:

- Arcillas que se hinchan cuando se utiliza fluido base agua.
- Operaciones de corte de núcleos horizontales o con altas desviaciones
- Formaciones deleznable.
- Presencia excesiva de filtrado
- Yacimientos naturalmente fracturados

Algo común en todas las situaciones es el incremento en el diámetro de la muestra que resulta en mayor contacto entre el núcleo y el barril. Se ha identificado en el laboratorio que este es el mejor método para reducir esta resistencia.

5.7 Bola de Acero

Durante mucho tiempo antes de cada operación de corte de núcleos, el ingeniero tenía que detener la circulación, sacar la sarta para realizar una conexión, bajar una bola de acero, bombear para colocar y asentar dicha bola en el fondo del barril de núcleos. Mucho tiempo en los pisos de operación era perdido esperando que esta bola fuera asentada.

Se desarrolla una herramienta simple y recuperable que permite el sellado del barril interior sin el tardado procedimiento de bajar esta bola de acero través del aparejo de perforación a la superficie. Cuando es requerido, el sistema es activado incrementando el de flujo del lodo. El sellado es efectivo e inmediato.

Este sistema se desarrollo debido a la necesidad de incluir un sistema que transportara esta bola de acero dentro del barril ya que el método convencional consume mucho tiempo y genera problemas. Los criterios de diseño son confiables y fáciles de ejecutar asegurando las dos siguientes funciones:

1. Permitir una limpieza eficiente del barril interior mediante la remoción de todos los desechos que pudiera haber acumulado durante el viaje en el agujero.
2. Actuar como una válvula de una sola vía durante el corte de núcleos para prevenir que algún flujo de lodo entre al barril interior una vez que comenzó la operación.

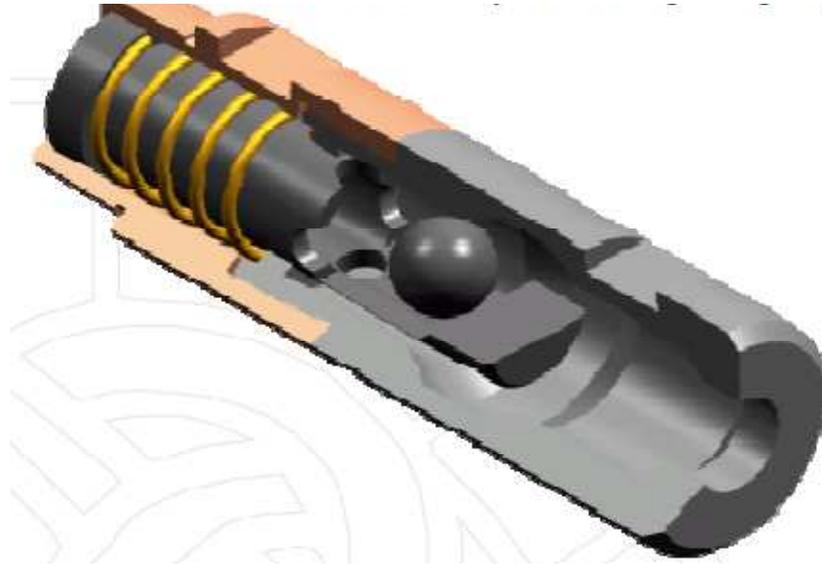


Figura 24. Mecanismo del fast ball.

Mientras la herramienta es llevada al fondo del pozo, la bola viaja en la parte superior del Sub y el lodo es libre para fluir a través del ensamble del barril interior.

Cuando todos los parámetros están listos para comenzar el corte, el flujo de lodo es incrementado hasta provocar un pequeño giro necesario. La bola entonces cae en el reposo en la parte del fondo del sub.

Las bombas son detenidas para permitir que el pistón se mueva hacia arriba. La bola toca piso lentamente y el corte de puede iniciar.

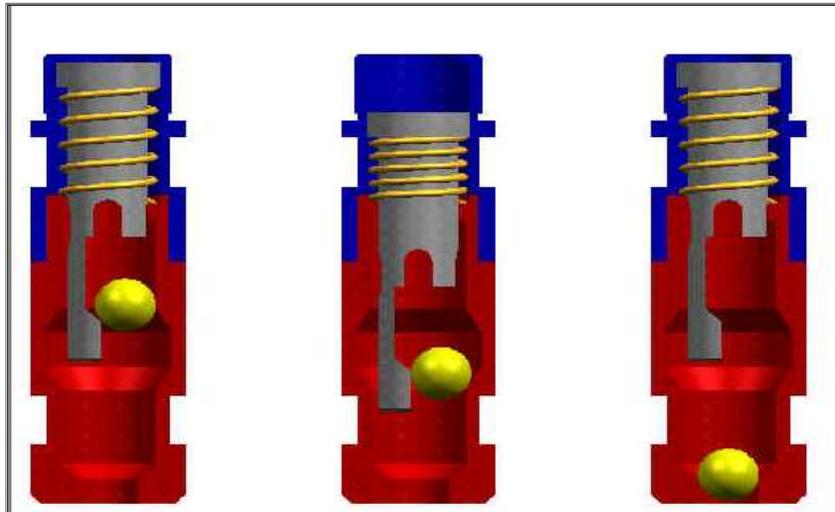


Figura 25. Principio de operación del fast ball.

Diseños y Beneficios

- Reduce el tiempo perdido, en los equipos superficiales, para iniciar las operaciones de corte.
- Permite mejorar la limpieza del barril interior, en caso de tener un corte de núcleos orientado.
- Previene el colapso del barril interior debido a la excesiva presión cuando la bola se asienta.
- Permite la eficiente limpieza del barril de núcleos cuando una herramienta que obstruye es corrida por encima del barril, las cuales podría requerir que la bola sea colocada en el momento.

5.8 Trampa de Líquidos

Mientras se lleva el núcleo del fondo del pozo a la superficie, la presión hidrostática debido al lodo disminuye gradualmente y el gas comienza liberarse del fluido que existe dentro del núcleo. Durante esta liberación, el gas, se expande y puede mover a los fluidos de la muestra, desplazando aceite y/o agua. Utilizando barriles de núcleo estándar los fluidos desplazados son perdidos completamente mientras se lleva el barril a la superficie.

Este fenómeno ha sido la razón de cambiar los sistemas y técnicas convencionales de corte de núcleos en particular en situaciones donde la saturación de agua o aceite es crítica. La industria ha hecho diferentes intentos por superar este reto, pero la tecnología desarrollada ha fracasado constantemente, teniendo soluciones costosas y poco realizables.

Considerando la necesidad de la industria por la producción de hidrocarburos a través de la recuperación secundaria y mejorada, nuevas tecnología son desarrolladas con el objetivo de conservar el agua y/o aceite que escapen del núcleo. Este sistema opera durante la extracción en el corte de núcleos.

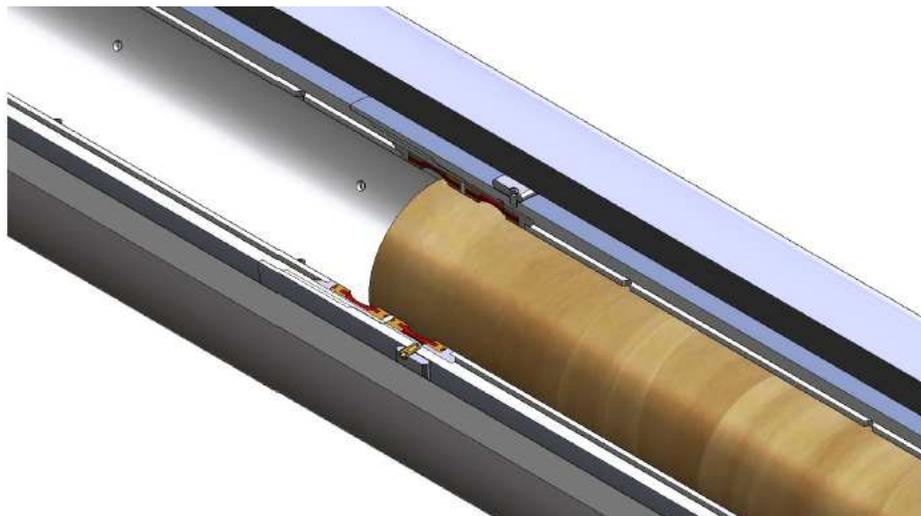


Figura 26. Juntas especiales de la trampa de líquidos.

Durante el viaje a la superficie, a manera que ocurren las caídas de presión, el gas es liberado del aceite y se expande de acuerdo a la ley de Boyle. El gas desplaza hacia afuera una porción de todos los líquidos presentes en el núcleo dependiendo de las características del yacimiento y del fluido. Los fluidos liberados fluyen hacia el espacio anular entre núcleo y el barril interior, en un barril convencional estos fluidos se pierden en el sistema de lodo.

La trampa de líquidos consiste de un tubo diseñado especialmente, el cual a través de un sistema sellador expansible, atrapa los líquidos, aceite y/o agua que escapan del núcleo. La tubería de la trampa de líquidos es presaturada con un fluido seleccionado antes de ser corrido en el agujero. Estos tubos saturados de fluido son seleccionados dependiendo de la información que se disponga de la formación.

La saturación del fluido puede eventualmente ser identificadas usando un trazador el cual es mantenido dentro del tubo interior usando un tubo interior de enganche, el cual está hecho de una cerámica especial que rompe tan pronto la corona llega al fondo.

La cerámica puede romperse en piezas pequeñas con lo que se elimina cualquier posibilidad de obstaculizar la entrada del núcleos y proceder comúnmente.

Después del corte de la muestra, durante el viaje a la superficie, algunos fluidos son expulsados del núcleo. Estos fluidos son separados por las diferencia de densidades específicas. Primero los gases rápidamente suben y se sitúan en la parte más alta, seguidos por el aceite y en la parte inferior el agua que existe en el núcleo la cual puede variar su posición dependiendo de la densidad específica del fluido de saturación.

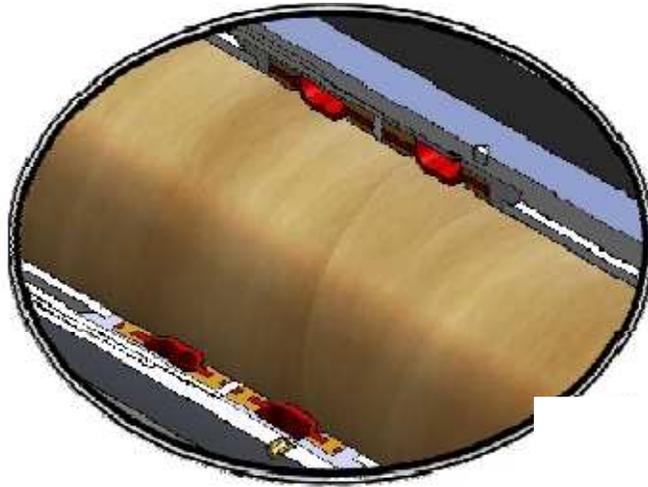


Figura 27. Activación de los sellos expandibles para atrapar los fluidos.

La trampa de líquidos consiste de módulos apilados, de un metro de longitud cada uno, que funcionan como celdas cerradas en las cuales los fluidos expulsados son separados por su densidad específica, estas celdas son selladas alrededor del núcleo gracias a su diseño específico de juntas que impiden que los fluidos vayan a la parte superior y escapen.

Los sellos permiten que los gases escapen a la parte superior, eliminando el peligro de que el gas atrapado sea descargado en el sistema de lodos de perforación y modifique las densidades necesarias para su operación. Con las celdas cerradas, el aceite y el agua quedan atrapados en el espacio anular entre las paredes interiores y exteriores de la celda.

Durante la recuperación, el núcleo es estabilizado usando cunas. Las celdas son cortadas en secciones de un metro, son selladas y almacenadas verticalmente en contenedores. La separación natural del aceite y del agua permanece durante el transporte y el almacenamiento.

En el laboratorio los fluidos que rodean al núcleo son recolectados. Todos los análisis al núcleo son realizados y con los resultados obtenidos, es

reconstruido el balance de materia en el núcleo, ayudado con el análisis realizado a los fluidos recuperados.

El aceite expulsado y el recolectado es inducido a la muestra para tener la correcta medición de la saturación. El volumen combinado de aceite en el núcleo y aceite recogido en la trampa de líquidos es llevado a las condiciones in-situ para calcular el factor de volumen. El volumen de los poros es ajustado por compactación utilizando el factor de corrección de stress.

Características y beneficios

- Contener cualquier líquido que escape del núcleo.
- Muestreo por metro de los fluidos producidos.
- Proporciona mediciones directas de S_o y S_w .
- Optimiza la calidad del núcleo gracias al específico diseño del barril y al fluido con el que es pre-saturado.

5.9 Cunas

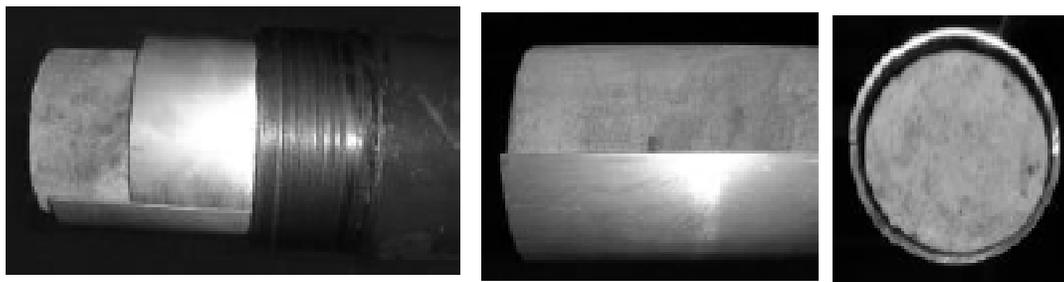
La recuperación de un núcleo del barril interior en el piso de operaciones es un proceso que consume tiempo y se convierte en una engorrosa tarea. Esto repercute en la calidad y utilidad del núcleo. Esta operación es necesaria cuando el núcleo requiere ser examinado visualmente antes de procesarlo. El tipo de tubos que se describen, tienen como fin facilitar este procedimiento e incrementar la eficiencia en todas las operaciones de corte de muestras.

Antes de que existiera este tipo de tubería solo se tenían dos métodos para examinar visualmente los núcleos en la superficie, estos métodos eran:

- Deslizar el núcleo hacia afuera del barril interior manualmente ó
- Cortar la longitud completa del barril interior con una vista longitudinal.

Ambas técnicas exponen el núcleo a la atmósfera por largos periodos de tiempo, esto podría alterar la calidad del núcleo y las propiedades petrofísicas del mismo. También exponen al personal a riesgos de seguridad innecesarios.

Estos tubos proporcionan una rápida y fácil forma de examinar visualmente el núcleo en el equipo superficial sin poner en riesgo al personal y sin afectar la calidad de la muestra.



Figuras 28. Uso de cunas en el piso de operación.

Características y Beneficios

- Detallados procedimientos operacionales al permitir una rápida revisión del núcleo completo después de ser recuperado.
- Reduce la exposición a la atmósfera durante el procedimiento de corte convencional.
- Permite una rápida ventilación del gas mientras se realiza el viaje del fondo hacia la superficie.
- Mejora la calidad de la muestra.
- Reduce los riesgos asociados con los procedimientos de manejo de núcleos.

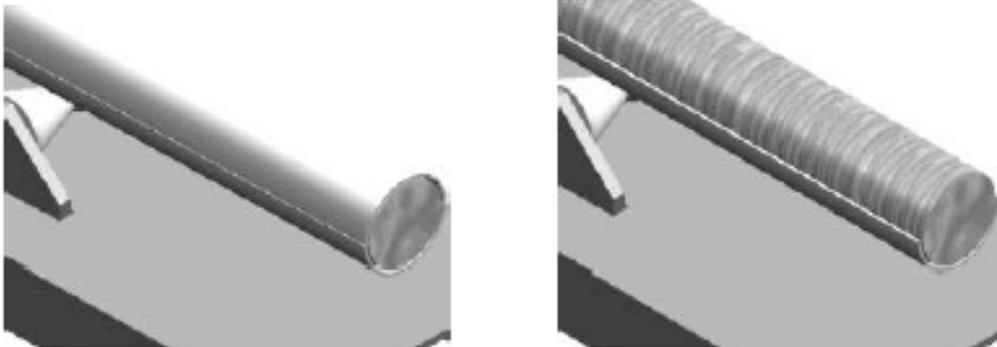


Figura 29. Inspección visual del núcleo

Capítulo 6. Propuesta para el corte en YNF

6.1 Descripción del campo

Como parte del desarrollo de algunos campos en la región noreste del Golfo de México, se ha desarrollado un programa de evaluación de formaciones, el cual incluye corte y análisis de núcleos asociados. Algunos yacimientos (PS, BTP-KS, KM, KI, JST, JSK y JSO) son conocidos o caracterizados a una profundidad de 2500 m a 4000 m. La litología es heterogénea va desde areniscas, lutitas y dolomías. Son rocas vugulares, bien compactadas y cementadas frecuentemente fracturadas. Esto ha sido históricamente un gran reto para las compañías que cortan núcleos en esta zona, con malos resultados. Esto se puede entender mejor con la siguiente información:

- ❖ El rango de recuperación en operaciones de corte es de 45% a 50 %, esto representa la relación entre la longitud de núcleo recuperado y la longitud del núcleo cortado.
- ❖ La eficiencia de corte se encuentra entre 50% y 60%, definiendo eficiencia como la relación entre la longitud de núcleo cortada y la longitud del barril.
- ❖ El promedio longitud cortada por corrida es de 5.445 m.
- ❖ El promedio de longitud recuperada por corrida es de 2.7 m.
- ❖ Se obtiene una pobre calidad en la mayoría de las secciones fracturadas y vugulares en las que se realizan cortes de núcleos.

Los núcleos son utilizados para una serie de estudios convencionales y especiales, como sedimentología, petrofísica y mecánica. La cantidad de núcleos tomados en cada pozo puede variar de 1 a 12 con una longitud máxima de barril de 9 metros.

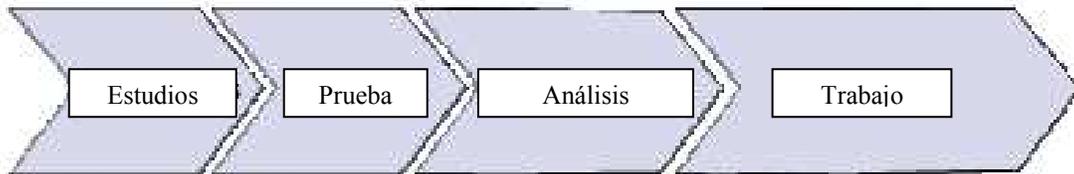
Este tipo de operaciones representa todo un reto con métodos convencionales por lo tanto son necesarias nuevas tecnologías que puedan brindar mejoras pero es importante definir los éxitos y objetivos. Se debe fomentar la planeación a largo plazo, una mente abierta y corporativa.

6.2 Objetivos de Perforación

- Incrementar la recuperación al 80%. hacer notar que la recuperación puede ser redefinida en algunas secciones del yacimiento que son vulgares y estas zonas no son material de corte a ser recuperado.
- Incrementar la eficiencia y detectar el atascamiento.
- Encontrar las coronas adecuadas, así como la configuración del barril y parámetros de campo que permitan el mejor desarrollo.
- Implementar mejores técnicas en el manejo, preservación y estabilización de núcleos para incrementar la calidad de la muestra.

6.3 Propuesta de Trabajo

Para proceder se propone un modelo de 4 fases que son planeadas y estudiadas dependientemente.



- Estudios. Se debe recopilar toda la información posible para plantear todos los escenarios posibles.

- Pruebas. Realizar simulación de las tecnologías disponibles, para encontrar compatibilidad con las formaciones en las que se realizará el corte.
- Análisis. Discutir los resultados obtenidos, vigilando el cumplimiento de las expectativas que se han planteado durante los estudios y las pruebas de simulación.
- Trabajo. Se pondrán en marcha los diseños de herramientas aceptados y discutidos como resultado de las tres etapas anteriores.

6.4 Aparejo de Fondo de Pozo (BHA)

La longitud del barril que se recomienda es de 6 metros como máximo por corrida. La recuperación de núcleos será privilegiada sobre la eficiencia o número de corridas. La longitud a cortar de la muestra será acordada con PEMEX y servirá para dictaminar las condiciones de corte posteriores.

Esto es programando que todos los cortes serán en fases de 8 ½” o 12 ¼” utilizando barriles de corte de 7 1/8”.

Barril de Corte			
Accesorio	Longitud	ID	OD
Corehead	1.2	4	8.5
Estabilizador	2.5	5.625	8.468
Tubo exterior	7.5	5.625	7.125
Estabilizador	2.5	5.625	8.468
Tubo Exterior	7.5	5.625	7.125
Estabilizador	2.5	5.625	8.468
Top Sección	2	N/a	7.125

Tabla 8. Longitudes y diámetros de componentes del BHA.

6.5 Sistema de barriles de corte

Los conceptos de corte son desarrollados para permitir la recuperación de núcleos más largos y con mayor calidad. Las rápidas velocidades de penetración, reducen la incidencia a que se presente atascamiento, proporcionando confiabilidad y reduciendo el daño al núcleo. Las siguiente son las ventajas que ofrece el diseño del sistema de corte.

- ❖ Doble empaque de cojinetes

El sistema incorpora una única combinación de resistentes topes localizados en la parte superior de la cabeza del barril y en la parte baja de la misma. Esta ventaja proporciona un significativo desarrollo en la independencia rotacional entre el barril interior y el barril exterior.

- ❖ Celda de espaciamento automático entre barriles

Este sistema elimina el tiempo que llevaba el proceso de espaciamento con los barriles. Esto es posible incorporando una celda de espaciamento automático en la cabeza del barril exterior. Esto asegura que el espaciamento entre ambos barriles sea preciso y constante, particularmente cuando la expansión del barril interior es impredecibles debido a que las temperaturas de fondo de pozo no son conocidas con precisión.

- ❖ Sistema de Barril Interior

El sistema de barriles es el menos propenso a flexionarse debido a su geometría y a sus resistentes conexiones con que es armado. Dependiendo del tipo de barril interior, el ensamble es estabilizado con intervalos de 20 pies, los cuales minimizan los mecanismos de estrés que actúan sobre el núcleo.

❖ Caídas internas de presión

Los sistemas han sido diseñados específicamente para minimizar las caídas de presión interna a lo largo del núcleo. Las caídas de presión bajas y controladas permiten el manejo de altos gastos de flujo los cuales permiten que los tiempos de circulación sean reducidos significativamente.

6.6 Barril para formaciones fracturadas

Estos barriles permiten optimizar la calidad y recuperación del núcleo, mientras se cortan muestras en formaciones no consolidadas o altamente fracturadas, como lo son las brechas. Este diseño incluye un sistema de cierre activado hidráulicamente que asegura la retención del núcleo, esta activación hidráulica minimiza una activación prematura.

En esta herramienta se unen la dureza de los barriles y la unidad de sellado lo que ofrece grandes ventajas para mejorar la eficiencia, los porcentajes de recuperación y la calidad del núcleo recuperado en superficie.

6.7 Sistemas de Barriles Interiores

Para YNF, se propone la tecnología de barriles delgados acompañada de las cunas y el congelamiento. El sistema de barriles delgados brindará en las operaciones de brechas las siguientes ventajas:

- Los tubos son venteados por diseño cada 20 metros.

- El núcleo no es alterado debido a los daños torsionales durante los procesos de recuperación en el piso de perforación.
- El barril interior es estabilizado en sus extremos para mejorar la calidad del núcleo y la eficiencia de la operación.
- El barril interior es protegido de la rotación gracias a una mejor y más eficiente independencia. Con esto la calidad el núcleo es mejorada.
- Las temperaturas máximas de operación para el aluminio son de 350 °F..

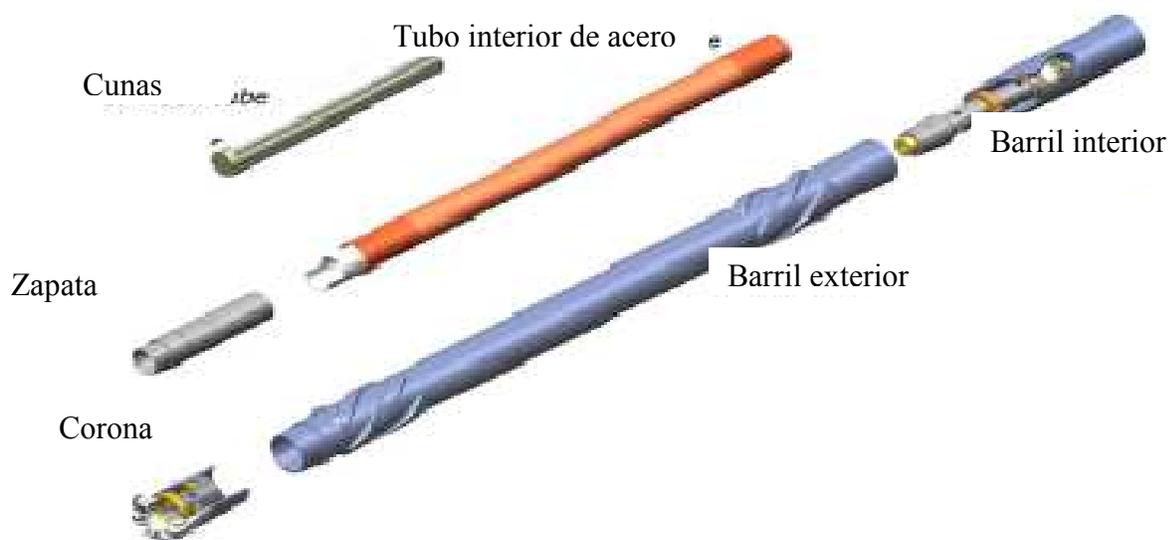


Figura 30. Arreglo de tubos para el corte de núcleos.

Las cunyas ofrecen al geólogo de pozo la posibilidad de una inspección visual al núcleo sin la necesidad de cortar el tubo de aluminio.

Esto permite una rápida respuesta en caso de un riesgo potencial para la calidad del núcleo y constituye una forma precisa de ajustar los parámetros de la operación de corte en caso de atascamiento y evitando cualquier problema a futuro.



Figura 31. Acoplamiento de cunas para proteger el núcleo.

Estos tubos también ayudan al geólogo de pozo a medir muestras de la formación por SCAL, donde la representatividad es de gran importancia.

Recientemente se han desarrollado nuevos tipos de cunas que congelan al núcleo. Esto es basado en la innovadora tecnología diseñada para combatir problemas serios de atascamiento en el barril interior. Este desarrollo es enfocado a reducir la fricción entre el barril interior y el núcleo. El sistema puede reducir la resistencia del núcleo a entrar al barril interior, y esto reduce la ocurrencia del atascamiento. El uso de esta tecnología incrementa la eficiencia en un 50% en corte de núcleos en YNF.

6.8 Coronas

Este sistema trabaja independientemente de la temperatura, la expansión del tubo interior o la presión en el espacio anular. Esto se debe principalmente al sistema de espaciamento.

El ensamble interior descansa en un cojinete alojado en el interior de la corona, mientras el sistema de baja invasión se ajusta y sella eficientemente. El

núcleo es protegido de cualquier lavado que pudiera ocurrir durante el proceso de corte. Se proponen las siguientes coronas de acuerdo a las necesidades de operación.

6.9 Registro de Vibraciones

Es recomendable el uso de esta tecnología a favor de tener un mejor entendimiento de las condiciones del agujero y particularmente de las vibraciones, ya que esto se relaciona directamente con las condiciones que originan los atascamientos.

El registro es realizado por un pequeño aparato que es colocado dentro del barril interior. Una vez cargados los datos pueden ayudar a la interpretación de zonas de atascamiento y ayudar a los ingenieros a la toma de las decisiones correctas en las próximas corridas.

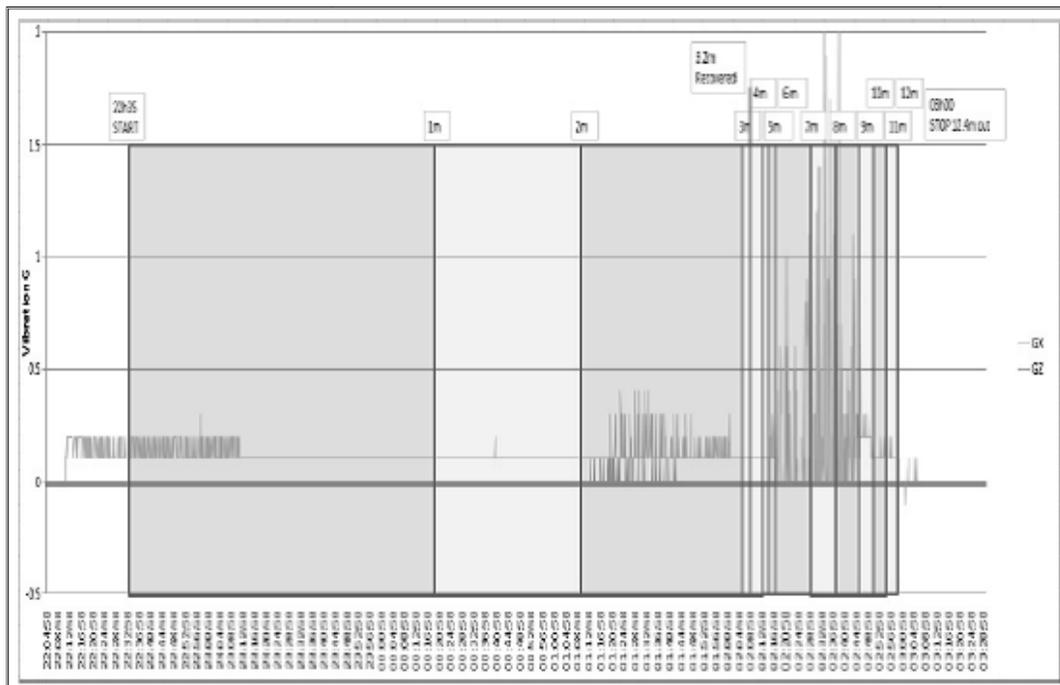


Figura 33. Ejemplo de registro obtenido en el que se indica un atascamiento.

6.10 Velocidad del Viaje a Superficie

- La expansión de fluidos que no pueden escapar de los poros puede provocar dilatación del núcleo o fracturamiento vertical durante el viaje a superficie.
- Estudios de campo indican que la reducción de la velocidad del viaje a la superficie incrementa la calidad, mientras que estudios de laboratorio indican que la mayoría de las dilataciones que sufre la muestra ocurren en las últimas paradas del viaje, es decir más cerca a la superficie.
- Por lo tanto reducir de la velocidad de extracción en proporción a la cercanía del núcleo a la superficie minimiza la dilatación del núcleo y aumenta su calidad.

El siguiente programa ha sido diseñado como muestra, ya que para desarrollarlo se deben tomar en cuenta las propiedades PVT de los fluidos de la formación a muestrear.

Intervalos de profundidad (m)	Velocidad de viaje (min/18m)
Fondo de pozo a 600m	A metro antes de parar
de 600 a 250	A metro antes de parar
de 250 a 100	A metro antes de parar
de 100 a la superficie	A metro antes de parar

Tabla 9. Ejemplo de la programación de las velocidades en el viaje a superficie.

6.11 Sistema de Cunas

Estas cunas forman parte de cualquier operación de corte de núcleos. Esta herramienta es necesaria gracias a las medidas de calidad y procedimientos de seguridad en el piso de operaciones. Esta herramienta es diseñada para asegurar la calidad e integridad del núcleo, mientras se tiene un sistema que es fácil y seguro de utilizar en entorno del piso de operaciones.

6.12 Etiquetado

La marcación de los tubos interiores se debe realizar como se muestra antes de comenzar con el corte del núcleo.

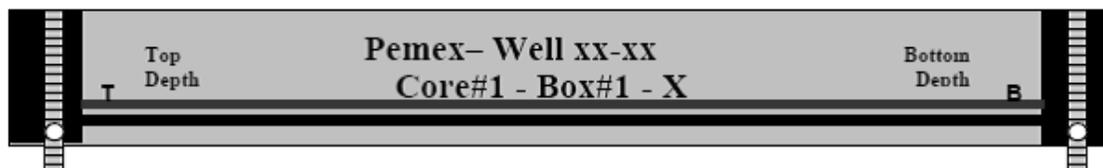


Figura 34. Etiquetado de barriles.

6.13 Equipo de Corte

Es un dispositivo en el que la sierra se encuentra colocada en el interior de una caja de acero para maximizar la seguridad del operador y el personal que se encuentra cerca de la zona de trabajo. La navaja es montada en un bastidor rígido y la potencia es transmitida por medio de una banda. Esto elimina cualquier tipo de vibración que dañe al núcleo.

Debido a la gran potencia de su motor y a la alta resistencia de la navaja es posible trabajar con tubos de cualquier material. Las filas de conos aseguran el alineamiento del barril interior con el cradle colocado en la parte inferior el cual reducirá el riesgo de inducir fracturas por stress al núcleo. Cuando es cortado, este descansa sobre los conos posicionados al nivel del cradle previniendo cualquier daño causado por fallas en la superficie de trabajo.

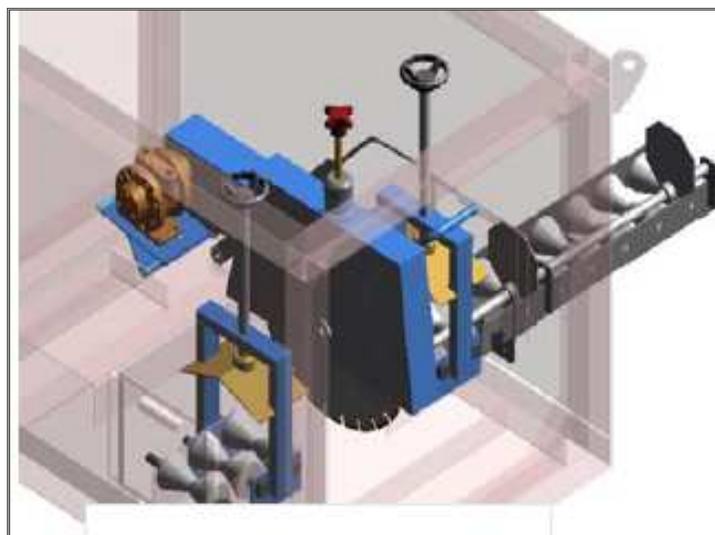


Figura 35. Unidad de seccionamiento de núcleos.

6.14 Estabilización

La estabilización tradicional de núcleos usando resina, no es recomendada ya que esto impide la posibilidad de utilizar la muestra para estudios petrofísicos debido a que estas sustancias invaden cualquier espacio de poros cambiando de manera irreversible la permeabilidad y las características de porosidad originales.

Dependiendo de los estudios requeridos y las restricciones en el pozo, para la estabilización del núcleo es recomendado el uso de espumas. Mediante este método el espacio anular es llenado con dos tipos de espuma, las cuales no invaden el espacio poroso del núcleo y lo mantienen cubierto con un material que absorbe los golpes. Estas espumas porosas, no permeables actúan como protección en la interfase entre el núcleo y el barril, además de evitar la oxidación y daños mecánicos. Esta espuma es removida fácilmente pelando la espuma de la muestra. Como los núcleos, generalmente se cortan en secciones de 3 pies, a estos se les inyecta la espuma antes de ser almacenados.

6.15 Corte de tapones y seccionamiento del núcleo en el pozo

Para la calidad y utilidad del núcleo, se sugiere que en el sitio de la operación se realice el seccionamiento del núcleo y el corte de tapones, asociados con la preservación del tapón para garantizar la adquisición de núcleos en estado fresco del yacimiento, para los estudios de Sw y Rw.

Se debe capacitar completamente al personal para cortar tapones en todo tipo de formaciones. El entrenamiento y los procedimientos son resultado de la experiencia en análisis de núcleos adquirida.

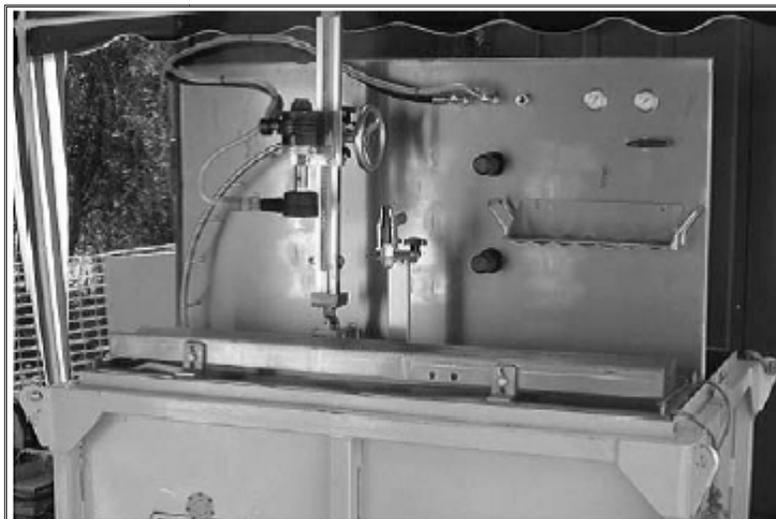


Figura 36. Unidad de corte de tapones.

6.16 Preservación en Cera

La unidad de cera ha sido desarrollada para preservar completamente los núcleos o los tapones directamente en el sitio de la operación. Las muestras serán preservadas usando técnicas de pozo y métodos científicos basados en el cubrimiento con una capa transparente, envolviéndolo en papel aluminio y la inmersión en cera.

Las muestras pueden ser almacenadas en un cuarto de temperatura controlada alrededor de seis meses sin riesgo de oxidación o deshidratación que podrían originar cambios irreversibles en las propiedades de la roca.



Figura 37. Unidad de baño de cera.

6.17 Contenedores de Núcleos

Buscando mantener la integridad y calidad del muestra, se han diseñado contenedores especiales con el propósito de preservar las características mecánicas del núcleo desde el piso de operaciones hasta el laboratorio de análisis. El contenedor impide el paso de la luz y es fabricado con polietileno resistente de alto impacto que hace fácil su embarque y aseguramiento por mar o aire.

Beneficios

- Puede transportar 20 metros de un núcleo de 4 pulgadas.
- Su costo es efectivo debido a su ilimitada utilidad.
- La esponja protectora ofrece las siguientes propiedades
 - Material absorbente al choque.
 - Baja conductividad térmica y retardante a las llamas.

- Impermeable.
- Maneja un ambiente seguro para el núcleo.

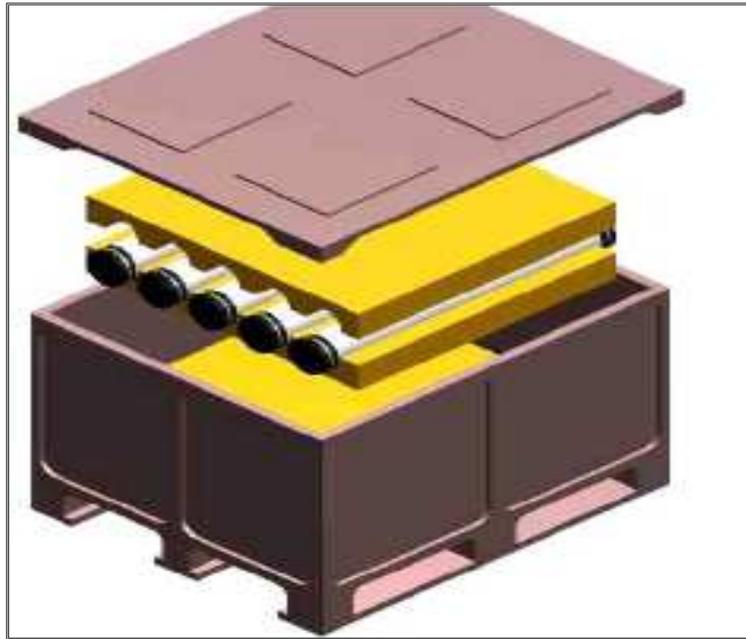


Figura 38. Contenedor de núcleos.

En complemento al contenedor, contiene un dispositivo que registra los choques, vibraciones, humedad, presión y temperatura a la que se expone el contenedor desde que sale del lugar de la operación hasta que llega al laboratorio.

Aunque el núcleo es empacado en el pozo, este puede estar sujeto a fuertes traumas durante el transporte. Esto puede ir en detrimento de la calidad. Antes de esta tecnología era imposible determinar a que stress era sujeto el núcleo durante el transporte, y si algún daño era debido a esto. Esta herramienta guarda todos los análisis realizados.

6.18 Rayos Gama

La unidad de rayos gama mide la radiación natural emitida por el núcleo recuperado en el lugar de operación. Esta herramienta es de gran utilidad cuando la muestra es cortada con barriles de aluminio, fibra de vidrio o barriles de acero en los que es muy difícil realizar una inspección visual.

El equipo no contiene ningún recurso radioactivo y solamente registra los rayos gama emitidos por el núcleo mismo.

El barril es colocado en posición horizontal, el geólogo en el campo divide la profundidad en intervalos de 1 pie generalmente. El ingeniero de corte de núcleos, nuevamente divide la profundidad en intervalos de 10 a 5 cm. Una vez realizadas estas divisiones el barril está listo para ser registrado con el equipo.

Esta es una herramienta manual, la cual toma lecturas de radiación en intervalos de 10 a 15 cm durante 10 segundos. Estas lecturas son tomadas y requeridas por el geólogo de campo y son resaltados los valores relevantes a cada profundidad.

Después de que se realiza el escaneo, las lecturas de rayos gamas y su profundidad correspondiente son transmitidas, procesadas en una computadora portable y graficadas e impresas finalmente en una grafica de rayos gama contra profundidad, similar a las que se manejan en registros geofísicos.

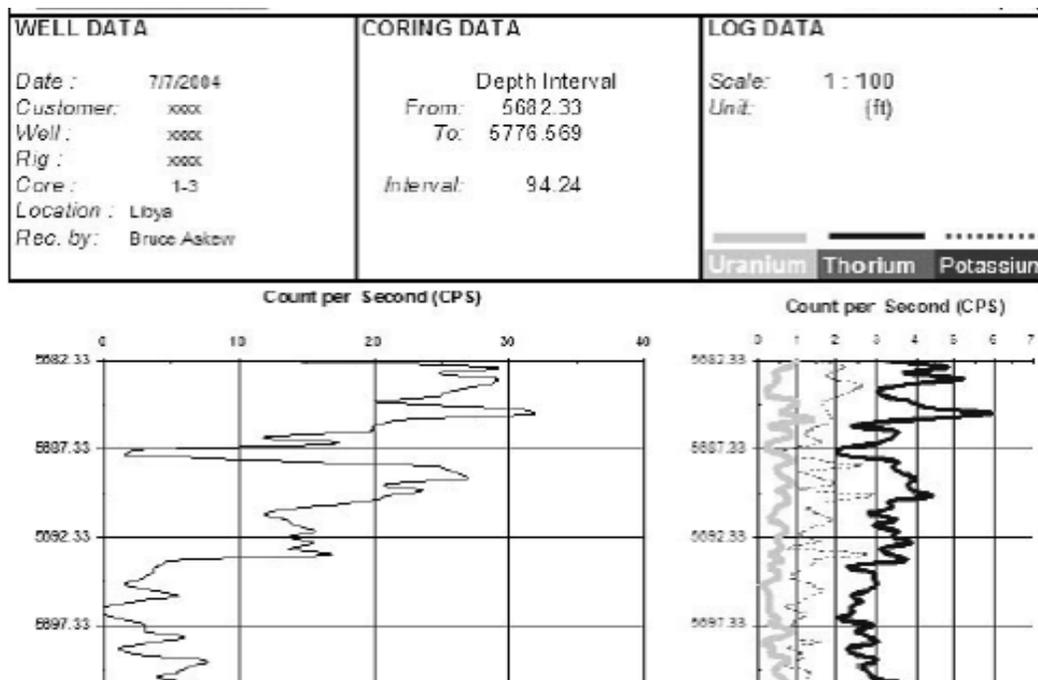


Figura 39. Ejemplo de registro de rayos gama.

6.19 Trampa de Gas

Durante el viaje del núcleo a la superficie, el gas presente en la muestra se libera y expande escapando del núcleo hacia el espacio anular entre barriles. Esta herramienta busca la identificación de estos gases para ser un recurso muy completo de información y de gran valor para problemas de seguridad o para presentar mejores propuestas de caracterización de yacimientos y fluidos.

El diseño de esta herramienta permite un rápido aseguramiento de la posible presencia de gases en el pozo para después sean identificados mediante estudios específicos.

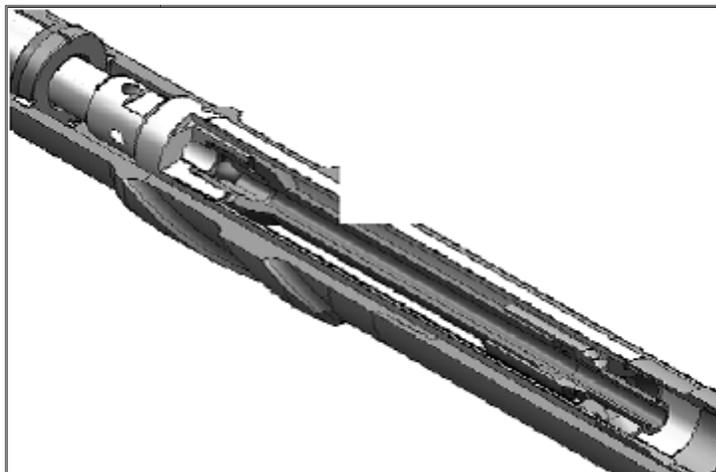


Figura 40. Trampa de gas.

6.20 Personal

El proyecto puede ser manejado localmente por la empresa local y su equipo de ingenieros y administradores, y técnicamente la compañía que se contrate. Se propone que el equipo conste de los siguientes integrantes:

- Un coordinador por el área de manejo de proyectos de la compañía.
- Un ingeniero experto en corte de núcleos con gran experiencia local e internacional además de ser apoyado por ingenieros mexicanos.
- Apoyo del departamento técnico
- Soporte logístico y administrativo por parte de las bases de operación de la compañía contratada.

6.21 Resumen del Equipo a Utilizar

Equipo en Renta		Cantidad Propuesta
8 1/2"	Barril Estabilizador para agujero de 8 1/2" x 6 metros	2
	Overshot para el barril de 8 1/2	1
	Unidad de sellado y Fast Ball Sub	2
	Registrador de Ruido	2
Procesamiento del Núcleo	del Sistema para no dañar el núcleo en el manejo	2
	Unidad de Corte	1
	Estabilización, uso de espumas	1 Kit
	Preservación. Baños de cera y un Raquet de secado	1
	Kit de herramientas complementarias para cada operación	1
Adquisición de Datos	Medidor de Rayos Gamma	1
Equipo a Consignación		
8 1/2"	Corehead MCP580- 8 1/2 x 4"	2
	Corehead MCT543- 8 1/2 x 4"	2
	Tubos Media Luna	20
	Retenedor de núcleos	5
	Contenedor de Núcleos	5
Procesado de Núcleos	Navajas corte	5
	Cera para Preservación	100 kg
Equipo Opcional		
8 1/2"	Sub de Circulación	1
Procesamiento	Unidad de Corte de tapones	1
Adquisición	Retenedor de Gas	1

Tabla 10. Resumen del Equipo a utilizar.

6.22 Presupuesto

Los términos financieros han sido establecidos mediante el contacto con las empresas que realizan las operaciones de corte de núcleos. La estructura es basada en accesorios en renta, accesorios en consignación, movilización de personal, haciendo notar que estos cargos ser nuevos para la industria petrolera mexicana, pero se manejan en la mayoría de las localizaciones alrededor del mundo.

La simulación y los presupuestos preparados para 5 pozos es la siguiente

Pozo	Núcleos	Tiempo	Costo estimado (\$)	
1	6	5 meses	Corte	166912
			Estabilización	28720
2	12	6 meses	Corte	349869
			Estabilización	47680
3	3	4 meses	Corte	75006
			Estabilización	18510
4	3	5 meses	Corte	118298
			Estabilización	18510
5	1	3 meses	Corte	34807
			Estabilización	11870
			Total	870182

Tabla 11. Costos estimados de la operación

Conclusiones

Mediante el análisis de núcleos los ingenieros tienen acceso a datos geológicos y petrofísicos representativos para mejorar los modelos que caracterizan y describen el comportamiento del yacimiento.

En esto radica la importancia de los procesos de corte de núcleos, es decir la necesidad de obtener núcleos de la formación que no presenten daños, ni alteraciones a sus propiedades petrofísicas, para poder desarrollar modelos que sean cercanos a la realidad.

Las propiedades más importantes y sensibles que se obtienen del estudio de los núcleos son la permeabilidad, porosidad y saturación. Estas propiedades sufren alteraciones debido a malas operaciones de corte de núcleos.

La porosidad y saturación permiten conocer el volumen de hidrocarburos almacenados en el yacimiento. Mientras que la permeabilidad brinda información de que tan sencillo o complejo será recuperar ese volumen.

Merece mayor atención la recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) en los cuales se tienen problemas debido a la naturaleza de la formación.

El corte de núcleos presenta un área de oportunidad en la industria petrolera, si bien el corte de núcleos entra en las labores de perforación son pocas las compañías que desarrollan tecnología y capacitan profesionistas en estas operaciones.

La obtención de buenos estudios nos brindara información confiable, lo que nos lleva a mayores volúmenes de petróleo, mejores diseños de explotación,

mayor índice de recuperación y sin duda es de ayuda para la certificación de reservas.

La complejidad de los YNF, demanda que la información con que son caracterizados sea confiable, el corte de núcleos nos ofrece la información más real posible de las propiedades petrofísicas, ahí la importancia de optimizar estas operaciones

Conclusiones

En México, gran parte de los yacimientos de las regiones Marinas y sur, cumple con estas características. Debido a la complejidad de los YNF, el corte de núcleos merece atención especial en estos yacimientos, realizando una planeación del proceso en general, desde el programa de corte, herramientas a utilizar, procedimientos para el corte, procedimientos para la recuperación, procedimientos para la preservación, análisis a realizar, transporte. Todo esto debe ser identificado claramente ya que la clave para un procedimiento exitoso.

Las compañías juegan un papel importante en el corte de núcleos, ya que son estas quienes se dan la tarea de desarrollar tecnología y procedimientos. El desarrollo de tecnología ha permitido obtener muestras de formaciones complejas o de condiciones adversas a la teoría que se había desarrollado.

Además de una buena operación de corte, es importante realizar operaciones de conservación adecuadas para preservar las propiedades de la muestra para estudios futuros.

Se recomienda el desarrollo de tesis referentes núcleos, no solo al análisis de los mismos, sino atendiendo otros aspectos como corte, recuperación, conservación.

Bibliografía

Baker Hughes INTEQ;1999, "Coring Handbook ".

[1] Pág. 1-1

[3] Pág. 1-2

[5] Pág. 1-3

[6] Pág. 1-6

[13] Pág. 5-1

[14] Pág. 7-6

[15] Pág. 3-3

[16] Pág. 3-4

[17] Pág. 3-5

[18] Pág. 3-7

[19] Pág. 4-1

[20] Pág. 5-26

[21] Pág. 5-31

Bergosh, J.L., Marks T.R., and Mitkus A.F., Terra Tek Core Services,1985; "New Core Analysis Techniques for Naturally Fractures Reservoir", SPE 13653.

Bergosh, J.L. and Lord G.D., Terra Tek Cores Services, 1987; "New Developments in the Analysis of Cores From Naturally Fractured Reservoir", SPE 16805.

Cinco, Ley H."Mensaje al Senado de la Republica"; Julio de 2008.
[9]

Fleckenstein, W.W. anda Eustes A.W., Colorado Schoo of Mines; " Novel Wireline Coring System", SPE 84358

Branagan, P., Cotner G., and Lee S.J., CER Corp.,1984; "Interference Testing of Naturally Fractured Cozzette Sandstone", SPE 12869.

Filshinsky, M., Aumann J.T., and Quinn J., Christensen Diamond Products USA.,1983; "New Tools Improve the Economics of Coring", SPE 12092.

Glinz, Férez Irma. "Optimización Petrolera". México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2005, 81 p.
[7] Pág. [3]

Groves, D.L., Junior Member AIME, and Abernathy B.F., Pan American Petroleum Corp. , Fort Worth, Tex., 1968; "Early Analysis of Fractured Reservoir Compared to later Performance", SPE 2259.

Hashmy, K.H., Robinson K.A., Rojas J.M. and Skopec R.A., Gearhart Industries Inc., 1985; "Wireline Coring Divices Aids Evaluations of Complex Geologic Areas", SPE 14299.

Herrera, G.R., 2000; "Estudio petrofísico de muestras de núcleos de diámetro completo con doble porosidad", Tesis Doctoral.
[11] Pág.19

Lindsey, H.E. Jr. , Courter Clay N, and Lebourg M. P., Members AIME, Diamond Oil Well Drilling Co., 1971; "A New Tool for Core Recovery of Soft, Unconsolidated Formations", SPE 3603.

McCray, A., 1959; "Tecnología de la perforación de pozos petroleros"
Pág. 441, 442,443,444

McCullough, C.N., 1972 ;"Innovations in Handling and Processing Unconsolidated Cores", , SPE-AIME, Shell Oil Co. SPE 3184.

Nelson, R. A., 1979; "Natural Fracture Systems; Description and Classification."; Bull., AAPG (diciembre) 2214-21.

Nelson, R. A., 1981; "A Discussion of the Approximation of Subsurface (Burial) Stress Conditions in Laboratory Experiments."; Geophysical Monograph 24. AGU 311-21.

Nelson, R. A., 1982; "An Approach to Evaluating Fractured Reservoirs."; JPT, (septiembre) 2167-75.

Nelson, R. A., 1987; "Fractured Reservoirs: Turning into Practice"; JPT, (abril), 407-414.

Park, Arthur, Diamond Oil Well Drilling Co. , and. Devier C.A, Core Laboratories Inc., 1983; Improved Oil Saturation Data Using Sponge Core Barrel", SPE 11550

PEMEX, 2009; "Petróleos Mexicanos, Reporte Anual 2009"
[10]

Rathmell, J.J., Arco E&P,. Gremley R.R, Arco Alaska, Inc. And G.A. Tibbitts, Hughes Christensen, 1994; "Field Applications of Low Invasion Coring", SPE 27045.

Stearns, D. W. y Friedman M., 1972; "Reservoirs in Fractured Rocks, in Stratigraphic Oil and Gas Field,"; memoria 16 de AAPG 82-106.

Smith, C, Tracy, G.W., 1992; "Applied Reservoir Engineering Vol 1"

[2] Pág. 2-2

[4] Pág. 2-40

[8] Pág. 2-37

Skopec, R.A., 1994; "Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Toward Reliable Core Analysis",SE 28153

Stephen, S. and Jenney R., Exxon Mobil Corporation., 2008; "Transforming Security into a Core Business Practice", IPTC 12738

Whitebay, L.E., Conoco Inc., 1986; "Improved Coring and Core-Handling Procedures for the Unconsolidated Sands of Green Canyon Area, Gulf of Mexico", SPE 15385.

Wylie, G.S., ARCO Alaska Inc. ; Rathmell J.J, ARCO E&P Technology; and Tibbitts, Hughes Christensen, 1993; "Coring Technology for Point McIntyre Wells", SPE 26353.