

**METODOLOGÍA PARA LA EXTRACCIÓN DE PLUGS EN NÚCLEOS  
PRESERVADOS EN MANGAS UTILIZANDO IMÁGENES DE TOMOGRAFÍA  
AXIAL COMPUTARIZADA.**

**CARLOS YESID NARVÁEZ NOVOA  
ZAIDA CAROLINA PEREIRA SANTANA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**METODOLOGÍA PARA LA EXTRACCIÓN DE PLUGS EN NÚCLEOS  
PRESERVADOS EN MANGAS UTILIZANDO IMÁGENES DE TOMOGRAFÍA  
AXIAL COMPUTARIZADA.**

**CARLOS YESID NARVÁEZ NOVOA  
ZAIDA CAROLINA PEREIRA SANTANA**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de  
Petróleos**

**Director:**

**MSc. EDWAR HERNANDO HERRERA OTERO  
Geólogo**

**Codirector:**

**JUAN DAVID BADILLO REQUENA  
Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

*A Dios padre todo poderoso por permitirme alcanzar uno de mis sueños, por darme sabiduría, fortaleza y fe en cada momento de mi vida.*

*A mi mamá Martha Isabel Novoa Montañez por tanta entrega, sacrificio y cariño. Por apoyarme en cada uno de los caminos emprendidos y por demostrarme que es posible lograr lo que sea, con dedicación y empeño.*

*A mi abuelita Agueda Montañez por brindarme tanto cariño y amor, por inculcarme tantos valores y por ser más que mi abuela una madre.*

*A mi hermana Laura Isabel Burbano Novoa por demostrarme que es posible seguir adelante, independientemente de las adversidades que se presente en la vida, por su cariño y confianza.*

*A María Fernanda Pereira Santana por su amor y comprensión, por ser ese apoyo incondicional y por compartir conmigo esta etapa importante de mi vida.*

*Carlos Yesid Narváez Novoa*

*A Dios padre celestial por ser mi guía, luz y verdad,  
y sobre todo por ser mi fortaleza para no rendirme ante ninguna  
adversidad.*

*A mis padres por su incondicionalidad, por inculcar en mí el amor y  
los valores para ser cada día una mejor persona.*

*A mis hermanos, que siempre han estado ahí para brindarme su  
apoyo y una palabra de aliento en los momentos más difíciles.*

*A toda mi familia porque siempre han estado pendientes de mí y  
deseándome sólo lo mejor.*

*A mi amor lindo por ser mi mayor fuente de inspiración, porque en  
todo momento me ha apoyado y porque siempre ha creído en mí.*

*Zaída Carolina Pereira Santana*

## AGRADECIMIENTO

*A la universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de petróleos por brindarnos excelencia académica para afrontar de la mejor manera nuestra vida profesional.*

*Al geólogo Juan David Badillo Requena por su confianza hacia nosotros, su disponibilidad y principalmente por su apoyo incondicional en el transcurso del desarrollo de la tesis.*

*Al geólogo M.Sc. Edwar Hernando Herrera Otero por su apoyo y colaboración en el desarrollo de este proyecto.*

*Al Grupo de Investigación Modelamiento de Procesos Hidrocarburos y finalmente a todos nuestros compañeros, con quienes hemos compartido este proceso de formación.*

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	19
1.1.1. Caracterización Estática	19
1.1.1.1. Datos Geofísicos	20
1.1.1.2. Datos Geológicos	20
1.1.1.3. Datos Petrofísicos	20
1.1.2. Caracterización Dinámica	21
1.2. ESCALA DE CARACTERIZACIÓN.	21
1.3. REGISTROS DE POZO	22
1.3.1. POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP).	22
1.3.2. PERFIL DE RAYOS GAMMA (RG)	24
1.3.3. PERFILES DE RESISTIVIDAD.	26
1.3.4. PERFIL DE DENSIDAD DE LA FORMACIÓN.	27
1.3.5. PERFIL NEUTRÓNICO.	28
1.3.6. REGISTRO FOTOELÉCTRICO (PEF).	30
1.4. NÚCLEOS.	32
1.4.1. CORAZONAMIENTO DE NÚCLEOS.	33
1.4.2. PRESERVACIÓN DE NÚCLEOS.	34
1.4.3. MARCACIÓN DE LA MANGA.	36

1.5. PRUEBAS DEL NÚCLEO EN LABORATORIO.	37
1.5.1. TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA.	37
1.5.1.1. Escaneo CT.	38
1.5.1.2. Registro de densidad bulk (RHOB) y factor fotoeléctrico (PEF) por medio de tomografía computarizada de rayos-x.	44
1.5.2. CORE GAMMA RAY.	44
1.5.3. FOTOGRAFÍA DIGITAL DEL NÚCLEO	46
1.6. PLUGS	47
1.6.1. DETERMINACIÓN DEL AREA A SER MUESTREADA.	49
1.6.2. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA LA EXTRACCIÓN DE PLUGS-	50
1.7. DETERMINACIÓN DE LITOLOGÍA/TIPO DE ROCA.	52
1.8. CORRELACIÓN DE REGISTROS DE POZO Y TOMOGRAFÍA.	54
2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.	56
2.1. EVALUACIÓN DE PLANOS Y VISTAS DE CADA CORTE EN EL NÚCLEO.	56
2.1.1. INDICACIONES DEL SENTIDO DE GIRO	58
2.2. ANÁLISIS DE LA IMAGEN CILÍNDRICA QUE SE OBTIENE DEL NÚCLEO.	60
2.2.1. RELACIÓN ENTRE IMAGEN CILÍNDRICA Y VERTICAL.	61
2.3. EVALUACIÓN DEL DESFASE ENTRE EL CENTRO DEL NÚCLEO Y LA MANGA.	63
2.4. DATOS OBTENIDOS EN EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.	66
2.5. METODOLOGÍA.	67
2.6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.	79
3. CONCLUSIONES.	92
4. RECOMENDACIONES.	93

BIBLIOGRAFÍA

94

ANEXOS

96

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Escalas de caracterización según Haldorsen	22
Figura 2. Esquema Perfil Potencial Espontaneo	24
Figura 3. Esquema Perfil de Porosidad Neutrón	26
Figura 4. Esquema Perfil Resistivo.	27
Figura 5. Esquema Perfil de Densidad Total.	28
Figura 6. Esquema Perfil de Porosidad Neutrón.	29
Figura 7. Registro de Litodensidad	31
Figura 8. Grafico cruzado usando datos de registro PEF y densidad.	32
Figura 9. Forma apropiada de marcar las muestras.	36
Figura 10. Indicaciones para visualizar los diferentes planos.	38
Figura 11. Imagen en 3D del núcleo preservado en una manga de aluminio.	39
Figura 12. Ejemplo de escaneo CT a un núcleo.	40
Figura 13. Representación de un vóxel en 3D.	41
Figura 14. Resultado de escaneo de un Núcleo.	42
Figura 15. Película continua.	43
Figura 16. Equipo utilizado para la toma del core gamma ray.	45
Figura 17. Correlación profundidad entre un registro de Rayos Gamma de pozo y del núcleo.	46
Figura 18. imagen digital del núcleo en luz blanca (izquierda) y luz UV (derecha).	47
Figura 19. Segmentos de núcleos enteros y submuestreados.	48
Figura 20. Plugs adecuados para el análisis.	49
Figura 21. Indicaciones para la extracción de plugs.	51

Figura 22. Imagen explicativa de la correlación entre los registros de pozo y de tomografía.	54
Figura 23. Planos y vistas del núcleo.	57
Figura 24. Imagen Cilíndrica de un núcleo.	61
Figura 25. Imagen cilíndrica y vertical, cuando la capa de interés buza hacia la izquierda.	62
Figura 26. Imagen cilíndrica y vertical, cuando la capa de interés buza hacia la derecha.	63
Figura 27. Núcleo desalineado con respecto a la manga.	63
Figura 28. Ejemplos de desfase entre el centro del núcleo y la manga	65
Figura 29. Extracción del plug sin corregir el centro del núcleo con respecto al de la manga.	65
Figura 30. Extracción del plug dando uso de la corrección.	66
Figura 31. Ejemplo de contacto litológico, llevado a $90^{\circ}$ respecto a la horizontal.	69
Figura 32. Imagen explicativa para hallar la profundidad a la cual extraer el plug.	70
Figura 33. Ejemplo de la toma del ángulo alfa en la imagen cilíndrica.	72
Figura 34. Ejemplo de la toma del buzamiento aparente medido en el corte vertical.	73
Figura 35. Gráfica para hallar el ángulo a rotar para el corte XZ.	74
Figura 36. Gráfica para hallar el ángulo a rotar para el corte YZ.	75
Figura 37. Diagrama de flujo de la metodología planteada.	78
Figura 38. Líneas guías de orientación del núcleo.	80
Figura 39. Indicación de giro para el ejemplo	81
Figura 40. Imagen explicativa para hallar la profundidad a la cual extraer el plug.	82
Figura 41. Toma de datos en la vista inferior para el ejemplo.	83
Figura 42. Imagen cilíndrica para el ejemplo.	85
Figura 43. Ángulo alfa en la imagen cilíndrica, para el ejemplo.	86
Figura 44. Ejemplo del buzamiento aparente medido en el corte vertical.	87

Figura 45. Gráfica para hallar ángulo a rotar corte XZ, para el ejemplo.	88
Figura 46. Representación en 3D de un plug extraído para el ejemplo.	91

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Densidad Bulk	44
Tabla 2. Indicación de sentido de giro respecto a la vista axial y las líneas de orientación.	59
Tabla 3. Longitud de arco para diferentes ángulos de giro $\theta$ .	89

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGÍA PARA LA EXTRACCIÓN DE PLUGS EN NÚCLEOS PRESERVADOS EN MANGAS UTILIZANDO IMÁGENES DE TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA\*.

**AUTORES:** CARLOS YESID NARVÁEZ NOVOA  
ZAIDA CAROLINA PEREIRA SANTANA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Núcleos, plugs, tomografía axial computarizada de rayos-X.

La optimización en el proceso de extracción de plugs es de gran importancia en la industria petrolera, debido a que estas muestras de roca representan la única medida directa y cuantitativa de las propiedades del yacimiento, proporcionando una variada información que es relevante en la realización de una caracterización adecuada del mismo.

Debido a la importancia que tienen los plugs, el objetivo en este proyecto fue realizar una metodología para mejorar su extracción, utilizando como apoyo la tecnología de tomografía axial computarizada de rayos-X, con el fin de obtener muestras representativas, precisas y de alta calidad, para ello en el desarrollo del presente trabajo se enfoca el uso de las imágenes TAC provenientes de un reporte de tomografía que proporcionan la información necesaria con la cual se realiza un análisis detallado para la evaluación de las muestras y así descartar zonas no aptas para la extracción del mismo, como es el caso de zonas fracturadas o con presencia de vugs, a su vez se busca obtener la localización exacta para extraer muestras de roca de una sola capa, la cual es seleccionada con anterioridad en base a los registros de pozo y núcleo. De esta manera la aplicación de la metodología busca aumentar el aprovechamiento de las muestras.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director Msc. Edwar Hernando Herrera Otero

Codirector Geo. Juan David Badillo Requena

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODOLOGY FOR EXTRACTING PLUGS IN SLEEVE-PRESERVED CORES USING IMAGES BY COMPUTERIZED AXIAL TOMOGRAPHY\*.

**AUTHORS:** CARLOS YESID NARVÁEZ NOVOA  
ZAIDA CAROLINA PEREIRA SANTANA\*\*

**KEY WORDS:** core samples, plug, X-ray computerized axial tomography.

Optimizing the plug extraction process is highly important for oil industry, because these rock samples represent the only direct and quantitative way to measure reservoir properties and provide extensive and relevant information for performing an accurate characterization of reservoir.

Due to the importance of plugs, the aim of this project was designing a methodology to optimize the plug extraction process by using supporting technology such as X-ray computerized axial tomography, in order to gather high quality and precise representative samples. To this respect, this project focus on the use of TAC images coming from a tomography report that provide necessary information to conduct a detailed analysis for assessing samples and discarding zones inapt for plug extraction, such as the case of fractured or vuggy zones. Similarly, this project intends to target exact location for extracting samples of single-layer rocks, which is previously selected based on well and core records. Consequently, the application of this methodology seeks to increase the possibilities to take benefit of rock samples.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director Msc. Edwar Hernando Herrera Otero

Codirector Geo. Juan David Badillo Requena

## INTRODUCCIÓN

La utilización de muestras de roca ha sido de gran ayuda a la hora de caracterizar el yacimiento, ya que es la única medida directa y cuantitativa de las propiedades del mismo, que ayudan a obtener acceso a información del yacimiento como lo es la litología de la formación, características de flujo, capacidad de almacenamiento y potencial de producción, estos son solo algunos ejemplos de la información valiosa que puede ser obtenida por medio de un programa de corazonamiento exitoso.

Teniendo en cuenta lo anterior, es importante recalcar la relevancia de obtener plugs que sean altamente representativos, por lo cual el propósito del presente trabajo es enfocar la tomografía axial computarizada como un medio de apoyo que permita una buena alternativa para la extracción de los plugs en núcleos preservados en mangas, debido a que esta imposibilita observar directamente el núcleo. La TAC tiene como finalidad captar una serie de datos que representan la atenuación del haz de rayos-X que atraviesa el material escaneado, permitiendo visualizar los diferentes tipos de roca y la estratificación, a través de películas continuas, imágenes verticales completas e imágenes en 3D, que se utilizan para analizar el núcleo.

La metodología planteada, será utilizada conociendo previamente la ubicación de interés a muestrear, la cual se llevará a cabo mediante la interpretación conjunta de registros de pozo y de tomografía, posterior a esto, se evaluarán las imágenes de tomografía a través de los planos y vistas de los núcleos escaneados, de tal manera que sea posible hallar la posición adecuada para extraer el plug, logrando así que esté compuesto únicamente del estrato de interés, debido a que al momento de hacer uso de éstos, se ha evidenciado que algunas muestras no cuentan con las condiciones adecuadas para ser analizadas en laboratorio, ya sea, porque tienen fracturas, vugs o porque el plug está conformado por diferentes litotipos.

# 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

## 1.1. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS<sup>1</sup>.

Una de las funciones de la Ingeniería de Petróleos es buscar la manera más óptima de explotar los yacimientos, teniendo en cuenta las características físicas del mismo. Para ello, es necesario desarrollar y aplicar técnicas que permitan conocer, tanto de manera directa como indirecta, toda la información cualitativa y cuantitativa que se pueda obtener de una roca productora y de los fluidos presentes en el yacimiento, para así poder determinar la geometría del yacimiento y el volumen de hidrocarburos almacenados, las propiedades físicas de la roca y físico-químicas de los fluidos. Con esta información es posible elaborar un modelo que permita simular el comportamiento del yacimiento bajo diferentes escenarios de producción y elegir la mejor opción de explotación técnico- económica, dando como resultado una reducción en tiempo, recursos humanos y financieros.

La caracterización de yacimiento está basada en dos modelos, inicialmente uno estático y posteriormente el dinámico, que se construyen a través de diferentes fuentes de información, que va desde que se inicia la exploración, posteriormente con la perforación de los pozos y a lo largo de la vida productiva del yacimiento. Entre las fuentes de información utilizada se tienen datos de perforación de pozos, datos geológicos, datos petrofísicos, registros geofísicos, y pruebas de formación y de variación de presión.

**1.1.1. Caracterización Estática.** El objetivo de la caracterización estática es determinar cualitativa y cuantitativamente, características geológicas y petrofísicas de los sistemas roca y roca-fluidos. Además, se busca conocer las propiedades

---

<sup>1</sup> CARMONA TORRES Diana y FERNANDEZ SANCHES Víctor. Caracterización Integrada De Yacimientos petrolíferos (Tesis de grado). Universidad Autónoma de México. 2014

físicas, químicas y termodinámicas de los fluidos, y por último definir su distribución en el yacimiento.

La información que normalmente se procesa en la caracterización estática es:

- Datos geofísicos.
- Datos geológicos.
- Datos petrofísicos.

**1.1.1.1. Datos Geofísicos.** La geofísica es un método indirecto para recolectar información y ha sido una herramienta reconocida para mejorar la explotación y la administración integral de yacimientos. La confiabilidad de los métodos geofísicos, particularmente sísmicos, ha reducido significativamente el riesgo asociado a la perforación de pozos en los campos existentes.

**1.1.1.2. Datos Geológicos.** Los datos geológicos son de suma importancia, para la explotación de los yacimientos ya que para ello se requiere conocer con detalle aspectos geológicos de la roca almacenadora (sedimentológicos, estratigráficos y estructurales), tanto externos como internos. En los aspectos externos se encuentran la geometría del yacimiento, que incluye principalmente, la forma, el tamaño y la orientación. A nivel interno se involucra la heterogeneidad del medio poroso en el cual varía las propiedades petrográficas, mineralógicas y sedimentológicas.

**1.1.1.3. Datos Petrofísicos.** La importancia de las propiedades petrofísicas, como porosidad, permeabilidad, saturación, fuerzas capilares y resistividad, radica en que influyen directamente en la existencia de hidrocarburos en el yacimiento. Para la determinación de las propiedades, existen diversos métodos, tales como la toma de registros eléctricos y análisis en laboratorio, los cuales presentan un alto índice de confiabilidad.

- **Registros Geofísicos De Pozos.** Los registros geofísicos es un método que ayuda a determinar características geológicas y físicas de las rocas, tales como: litología, porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad, además es útil para identificar zonas productoras, determinar profundidad y espesor de zonas, distinguir entre aceite, gas o agua en el yacimiento y para estimar las reservas de hidrocarburos. Igualmente, los registros geofísicos sirven en la exploración petrolera para correlacionar zonas y ayudar en el mapeo de estructuras y la elaboración de mapas geológicos y petrofísicos.
- **Datos de Laboratorio de los Sistema Roca y Roca-Fluidos.** En laboratorio se realizan análisis de núcleos y de los fluidos para obtener datos como la presión de saturación, salinidad del agua, densidad de grano de la roca, litología, contenido de arcilla, porosidad, contacto entre fluidos, estimar la permeabilidad y el corte de agua, los cuales son sumamente importantes en la caracterización del yacimiento.

**1.1.2. Caracterización Dinámica.** El objetivo de la caracterización dinámica es determinar y evaluar los aspectos que controlan el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento petrolero, teniendo en cuenta la caracterización estática establecida. Herramientas usadas: pruebas de presión, datos históricos de producción y pruebas de trazadores que sirven para detectar líneas de preferenciales.

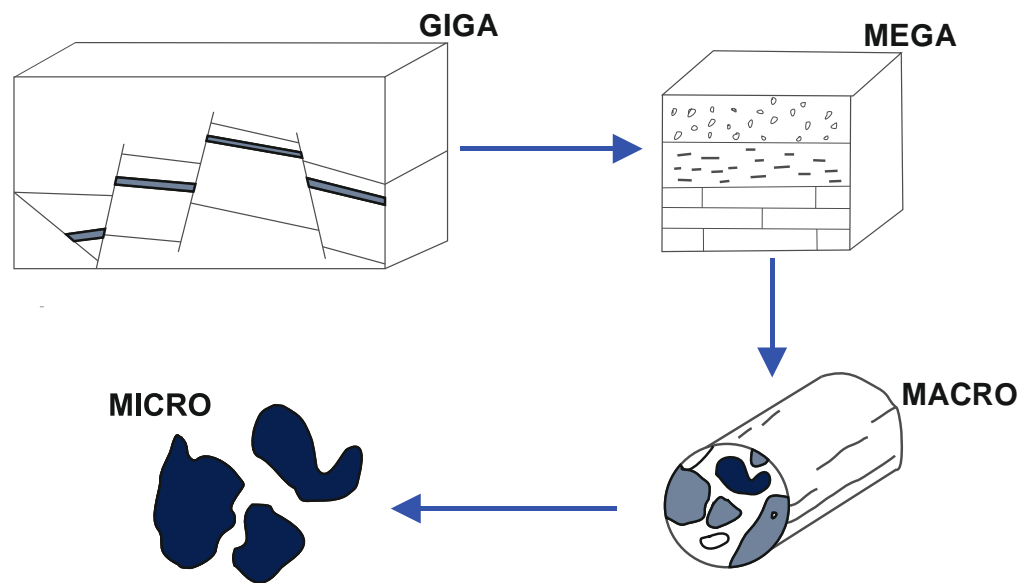
## **1.2. ESCALA DE CARACTERIZACIÓN.**

Los yacimientos petroleros pueden ser caracterizados a partir de diferentes volúmenes de roca, es decir a diferentes escalas. A continuación, se presenta la escala de caracterización que propone Haldorsen, que consta de cuatro clasificaciones: Microscópica, Macroscópica, Megascópica y Gigascópica.

- **Microscópica.** Esta escala representa los poros y granos de una arena.

- Macroscópica. Esta escala está referida al tamaño convencional de muestras que se analizan en laboratorio.
- Megascópica. Esta escala representa el tamaño de bloques en los modelos de simulación.
- Gigascópica. Esta escala está referida a volúmenes muy grandes de roca, como, por ejemplo, a escala de yacimiento.

**Figura 1. Escalas de caracterización según Haldorsen**



**Fuente:** Modificado de: CARMONA Diana. y FERNÁNDEZ Víctor. Caracterización integrada de yacimientos Petroleros. (Tesis de grado). Universidad Nacional Autónoma de México. 2014.

### 1.3. REGISTROS DE POZO<sup>2</sup>.

#### 1.3.1. POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP).

Es uno de los perfiles más utilizados en la actualidad. El perfil SP mide los potenciales eléctricos naturales que se producen dentro de un pozo, por la

<sup>2</sup> CAMARGO Jorge. Introducción a la interpretación de perfiles de pozos abiertos.

interacción entre el lodo de perforación, el agua de formación y las capas de Shale. El principal uso del registro de potencial espontáneo es distinguir las formaciones porosas permeables (probablemente almacenadoras de hidrocarburos) de las formaciones arcillosas. Otros usos además son:

1. Determinar topes y bases de las rocas porosas permeables
2. Estimar la resistividad del agua de formación
3. Estimar el volumen de shale de la roca reservorio
4. Correlacionar formaciones entre pozos

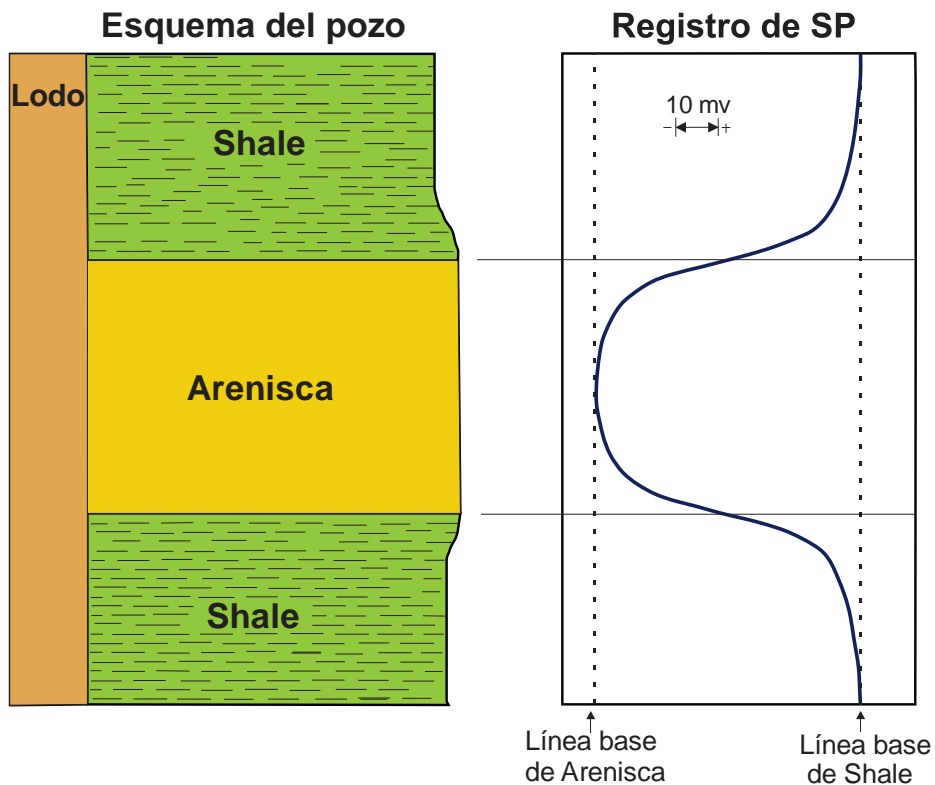
Medición del Potencial Espontáneo:

Consiste en registrar, en función de la profundidad, las diferencias de potencial que se generan de manera espontánea medidos en mv (mili voltios), entre un electrodo móvil, que es subido a lo largo del pozo lleno con un fluido conductivo y un electrodo de referencia que se encuentra fijo en superficie.

Interpretación: en los intervalos que son permeables la curva del perfil SP se separa de la línea base de lutitas, ya sea a la derecha o a la izquierda de ella y una cantidad determinada de mv, por lo tanto, esta separación depende del contraste entre la resistividad del agua  $R_w$  y la resistividad del lodo de perforación  $R_{mf}$ . Como generalmente el valor de  $R_{mf}$  es conocido, este perfil se utiliza para estimar  $R_w$  la cual se puede utilizar para evaluar el volumen de lutita o arcillosidad. Para la determinación del espesor de capa se tiene en cuenta que el máximo de intensidad de corriente sucede en el contacto entre capas donde ocurre un punto de inflexión o cambio del sentido de la curvatura, por tanto, este es el punto que identifica la interface entre capas.

Este perfil puede ser registrado simultáneamente con el perfil de resistividad, con el perfil de inducción electromagnética o con el perfil sísmico, siempre y cuando en el pozo haya lodo conductivo.

**Figura 2. Esquema Perfil Potencial Espontaneo**



**Fuente:** Modificado de CAMARGO Jorge. Introducción a la interpretación de perfiles de pozos abiertos. p-79.

### 1.3.2. PERFIL DE RAYOS GAMMA (RG).

Este registro se utiliza principalmente, al igual que el SP, para diferenciar las litologías porosas permeables potencialmente almacenadoras de hidrocarburos, de las litologías arcillosas. El perfil RG es particularmente útil en pozos en los que no se puede correr el perfil SP (pozos con lodo en base aceite y pozos revestidos).

Otras Aplicaciones:

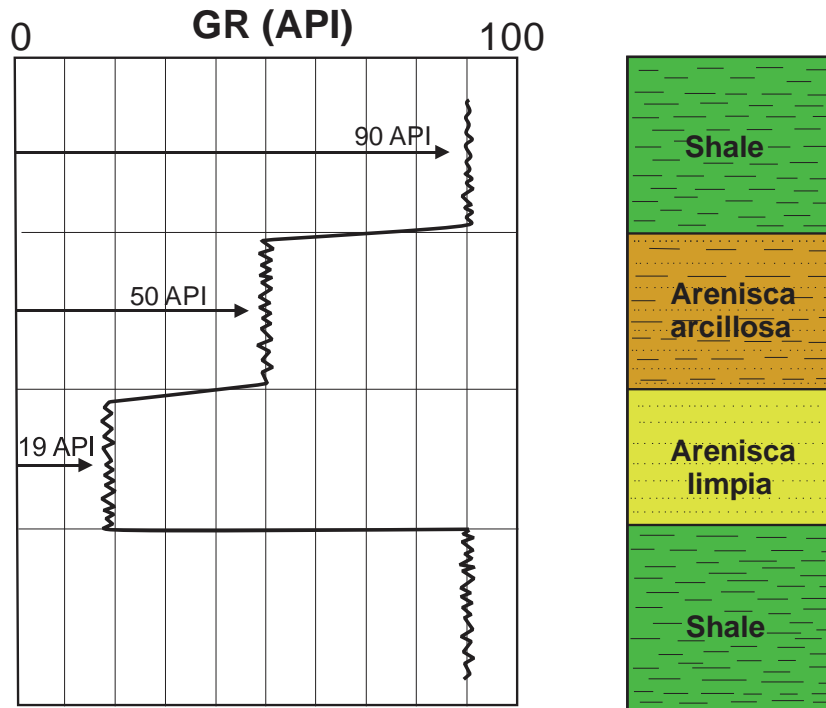
- Determinar topes de formaciones y hacer correlaciones litológicas entre pozos.

- Estimar el contenido de shale en los reservorios y delimitar la calidad de la roca reservorio en los yacimientos.
- Definir cambios de facies en los ambientes sedimentarios, a partir de la tendencia y forma del perfil
- Ubicar a profundidad y con exactitud, las herramientas de muestreo y cañoneo en pozos revestidos, cuando se corre en combinación con el detector de cuellos CCL.
- Ubicar a profundidad los núcleos recobrados, comparando el perfil de rayos gamma tomado al pozo con un perfil de rayos gamma registrado sobre la sección de núcleos recobrados.
- Prospeccionar depósitos de minerales radioactivos de potasio y uranio.
- Prospeccionar minerales de muy baja radioactividad como carbón, anhidrita y sal gema.

La curva de rayos gama representa la radioactividad natural de las formaciones que proviene de tres elementos presentes en las rocas, Uranio (U), Torio (Th) y potasio (K), y es presentada en unidades API (American-Petroleum-Institute). Generalmente esta curva es mostrada en la pista 1, junto a las curvas SP y de Calibrador; con escalas de 0 a 100 API o de 0 a 150 API. La resolución vertical de los equipos de Rayos Gamma varía entre los rangos de 0,5 a 2 ft, y su profundidad de investigación varía de 0,5 a 1 ft, esto en función de la densidad de la formación.

Factores que afectan la calidad de los datos del perfil de Rayos Gamma: La cantidad de Rayos Gamma registrados por el equipo se ve influenciada por la radioactividad de la formación, la densidad, el peso del lodo, diámetro del pozo, diámetro y peso del revestimiento, posición de la sonda dentro del pozo (centrada o descentrada).

**Figura 3. Esquema Perfil de Porosidad Neutrón**



**Fuente:** Modificado de CAMARGO Jorge. Introducción a la interpretación de perfiles de pozos abiertos.

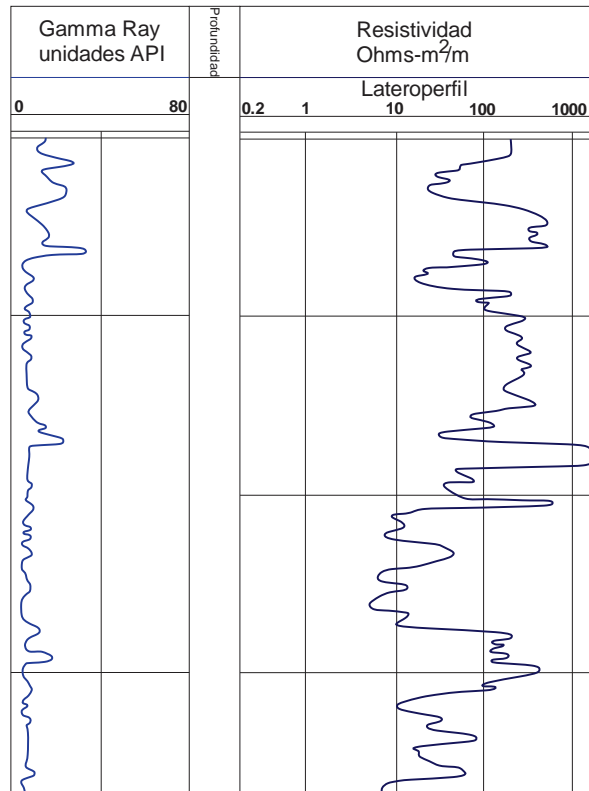
### 1.3.3. PERFILES DE RESISTIVIDAD.

El perfil convencional de resistividad, el lateroperfil, el perfil de microrresistividad y el perfil de imágenes de microrresistividad, pertenecen al grupo de herramientas eléctricas, las cuales mediante electrodos inyectan corriente eléctrica y miden la resistividad de la formación. Los perfiles de inducción forman un grupo de herramientas que generan campos electromagnéticos mediante bobinas y miden la conductividad de la formación. Y los perfiles dieléctricos forman un tercer grupo de herramientas que utilizan microondas para medir la constante dieléctrica de la formación. Los perfiles de resistividad se usan de manera exclusiva en pozos llenos de lodos conductivos.

Aplicaciones:

- Diferenciar zonas acuíferas de zonas con hidrocarburos
- Identificar zonas permeables.
- Determinar porosidad
- Medir las resistividades  $R_t$  y  $R_{xo}$

**Figura 4. Esquema Perfil Resistivo.**



**Fuente:** Modificado de CAMARGO Jorge. Introducción a la interpretación de perfiles de pozos abiertos.

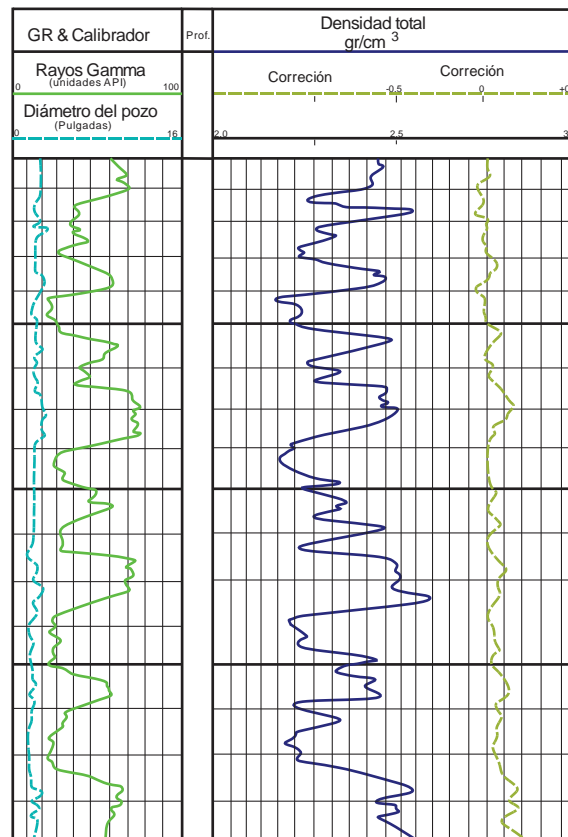
#### 1.3.4. PERFIL DE DENSIDAD DE LA FORMACIÓN.

Este perfil es principalmente un indicador de porosidad, lo que lo hace una de las herramientas más importantes del arsenal utilizado en la evaluación de formaciones.

La herramienta de densidad de formación se usa en pozos abiertos perforados con cualquier tipo de lodo y además de estimar porosidad se usa para:

- Determinar Litología
- Determinar tipo de fluidos porales
- Evaluar areniscas arcillosas y litologías complejas

**Figura 5. Esquema Perfil de Densidad Total.**



**Fuente:** Modificado de CAMARGO Jorge. Introducción a la interpretación de perfiles de pozos abiertos.

### 1.3.5. PERFIL NEUTRÓNICO.

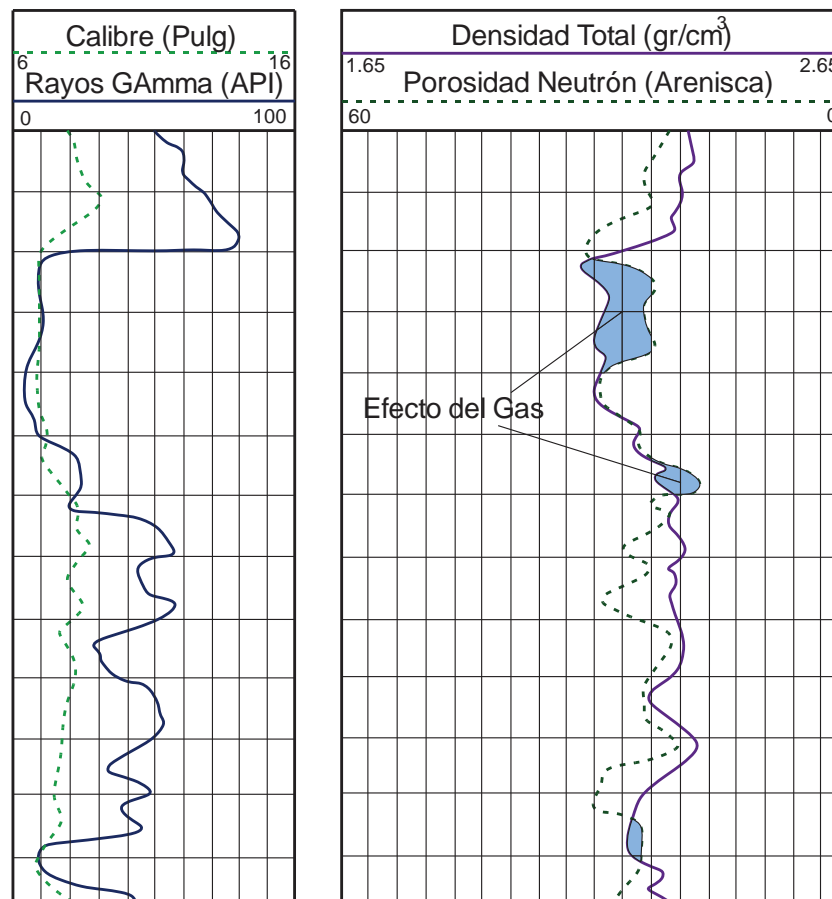
La herramienta neutrónica se puede correr en todo tipo de pozo, ya sea que se encuentre abierto o revestido, o que esté lleno con lodo base aceite o lodo base agua. Este perfil fue uno de los primeros en usar fuentes radioactivas para

determinar la porosidad de la formación. Esta herramienta se usa en conjunto con la de densidad de formación con el fin de identificar zonas gasíferas y para corregir los valores de porosidad obtenidos en yacimientos arcillosos.

Aparte de determinar porosidad este perfil se usa para:

- Determinar el volumen de Shale en combinación con el perfil de densidad
- Evaluar litologías complejas en combinación con el perfil de densidad y el perfil sónico.

**Figura 6. Esquema Perfil de Porosidad Neutrón.**



**Fuente:** Modificado de CAMARGO Jorge. Introducción a la interpretación de perfiles de pozos abierto

### 1.3.6. REGISTRO FOTOELÉCTRICO (PEF).

El registro fotoeléctrico mide el factor de absorción fotoeléctrica,  $P_e$ , que se define como  $(Z/10)^{3.6}$  donde  $Z$  es el número atómico efectivo de la formación, por lo tanto, los valores altos de  $Z$  producirán valores altos de  $P_e^3$ . El índice de absorción fotoeléctrico de un material, describe la probabilidad de que un rayo gamma sea absorbido fotoeléctricamente por el electrón de los átomos que componen el material.  $P_e$  no tiene unidades, pero dado que es proporcional a la sección transversal fotoeléctrica por electrón, a veces se expresa en barnios/electrón.

Los registros PEF son insensibles a los cambios de porosidad y saturación de fluidos, debido que los fluidos tienen números atómicos muy bajos, su influencia es muy escasa, la única excepción es quizás el caso del agua salada altamente saturada que puede tener un valor significativo de  $P_e$ . Las areniscas tienen un  $P_e$  bajo, para el caso de las dolomitas y las calizas poseen un  $P_e$  alto, al igual que las arcillas, los minerales pesados y los minerales que contienen hierro. Es importante tener en cuenta que los registros PEF, pueden ser utilizados en cualquier tipo de lodo a excepción de aquellos que contenga barita, ya que el valor de  $P_e$  se elevaría drásticamente, respecto a los valores de la mayoría de litofacies más comunes, debido a que la Barita es bastante eficiente absorbiendo rayos gamma.

Si hay picos aislados de  $P_e$  esto puede indicar depósitos aislados de minerales pesados, especialmente aquellos que contienen hierro o depósitos de uranio y torio. Esto también puede indicar la presencia de rocas ígneas o metamórficas.

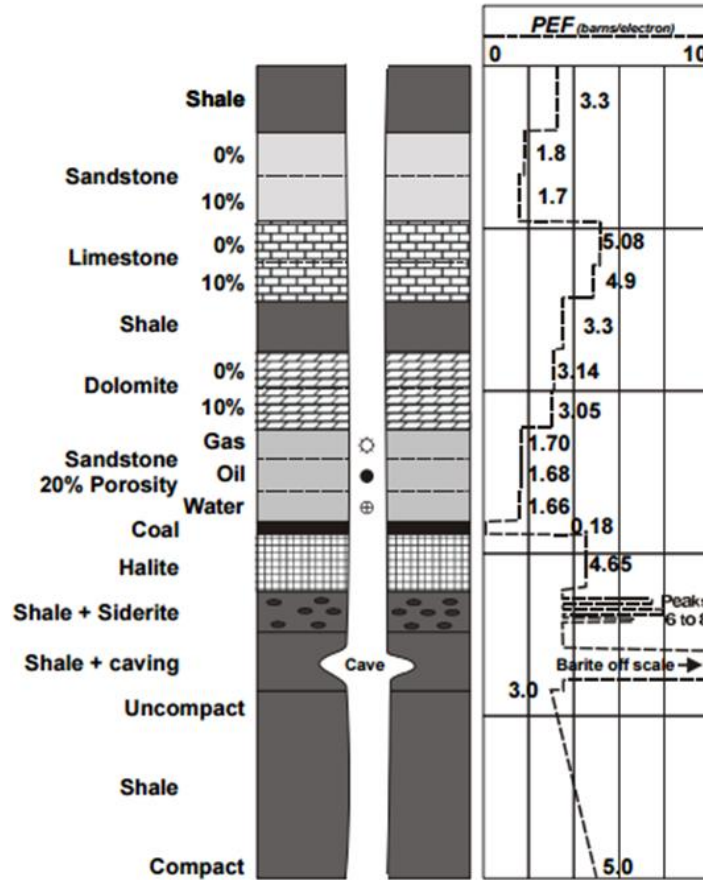
La figura 7 muestra la respuesta de la herramienta de litodensidad para litologías comunes<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> MEJIA ROMERO Carlos Hernán. Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción en campos maduros. (tesis de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia 2011 P.140

<sup>4</sup> GLOVER PAUL, Petrophysics Msc course Notes, p-146

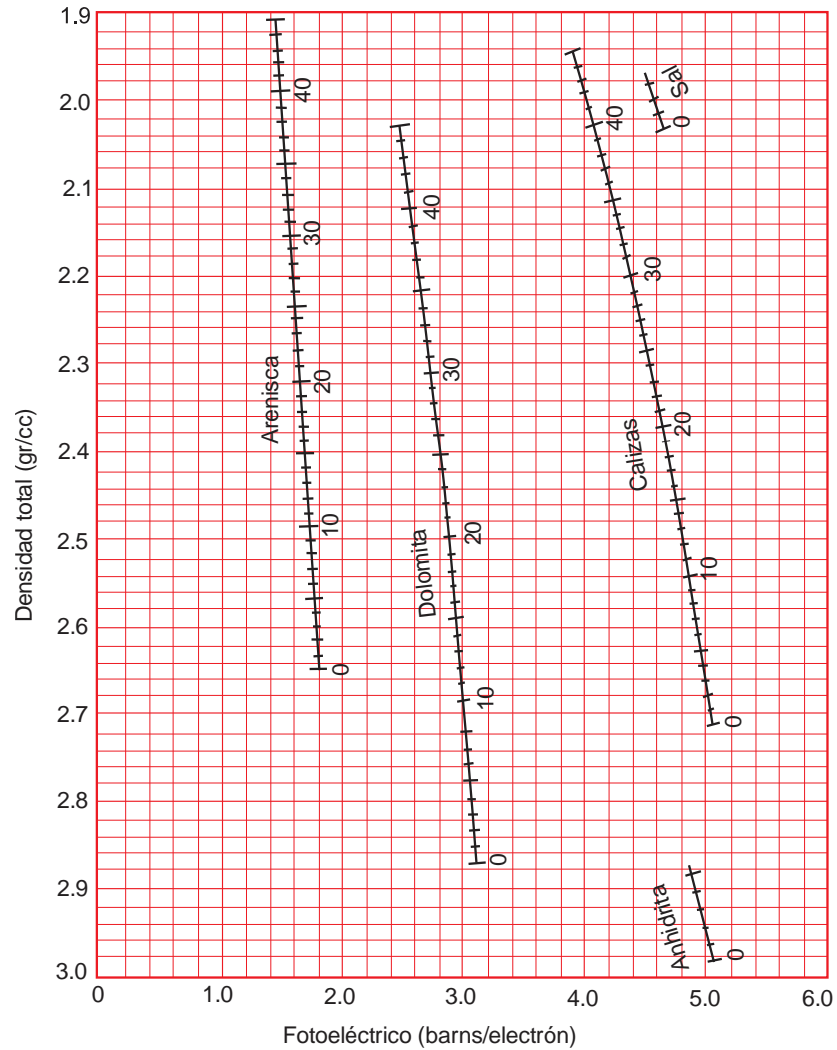
**Figura 7. Registro de Litodensidad**



**Fuente:** COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide.

Si hay una mezcla de dos minerales, por ejemplo, una caliza arenisca, una técnica de grafico cruzado puede ser aplicada para calcular la proporción relativa de las dos mineralogías. En esta técnica, el valor de Pe es graficado en el eje-x contra la densidad bulk en el eje-y, como se ve a continuación.

Figura 8. Grafico cruzado usando datos de registro PEF y densidad.



Fuente: COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide

#### 1.4. NÚCLEOS.

Los núcleos son secciones rocosas extraídas del subsuelo y cuentan con la ventaja de ser la única fuente de medición directa y cuantitativa de las propiedades del yacimiento. Estas propiedades sirven como apoyo para la realización de los modelos estáticos y dinámicos.

### **Ventajas del análisis de datos de un núcleo:**

- Es posible confirmar la litología y mineralogía
- Calibra estimaciones de las propiedades fundamentales de la roca
- Muestra como los fluidos ocupan y fluyen en el espacio poroso
- Suministra una fuente de medidas geomecánicas para perforar más rápido y seguro y mejor completación del pozo.

**Daños, alteraciones y propiedades de los fluidos del núcleo:** Durante el trayecto del núcleo desde el yacimiento a superficie o al laboratorio, la presencia del esfuerzo en la formación corazonada es liberada rápidamente, la presión de poro se depleta y la temperatura se reduce. Estos cambios resultan en:

- Alteraciones de la distribución espacial y volumétrica de los fluidos dentro del espacio poroso del yacimiento.
- Alteraciones de la textura porosa y propiedades mineralógicas
- Alteración de la mojabilidad inicial de la roca
- Los núcleos pueden ser dañados por la rápida expansión del gas.<sup>5</sup>

#### **1.4.1. CORAZONAMIENTO DE NÚCLEOS.**

El corazonamiento de núcleos, es la operación de corte y remoción de una muestra cilíndrica de la roca del pozo, la cual puede ser o no parte del yacimiento. Aunque el corazonamiento es una operación muy costosa, la extracción de estos núcleos se realiza debido a que proporciona información relevante para el estudio del reservorio.

Objetivos del corazonamiento:

---

<sup>5</sup> COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015, p. 48

- Determinar las características físicas del yacimiento (porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc.)
- Obtener muestras de aceite, gas y otros minerales
- Determinación de presencia de gas-agua-aceite y definir sus contactos
- Buzamientos de diferentes estratos
- Estudios de métodos de recuperación primaria y secundaria
- Estudios del yacimiento
- Muestras para la descripción litológica y análisis mineralógico
- Pruebas geomecánicas
- Estudios de mojabilidad

Después que las muestras o secciones de núcleo son extraídos, estos deben ser registrados e identificadas las posiciones usando espaciadores rígidos, para posteriormente ser preservados y transportados para ser analizados en laboratorio.

#### **1.4.2. PRESERVACIÓN DE NÚCLEOS.**

La preservación de núcleos es una forma de mantener las condiciones existentes en el saca-núcleos, antes de ser transportados y por consiguiente analizados en laboratorio y así tratar de obtener resultados consistentes y representativos. Es importante tener cuidado a la hora de manipular y transportar los núcleos, para obtener un análisis confiable.

En la actualidad existe una gran variedad de métodos de preservación de núcleos, sin embargo, la elección depende de parámetros como el grado de consolidación, la composición y características distintivas de la roca. A continuación, se nombran algunas técnicas usadas.

- **Estabilización Mecánica:** La estabilización mecánica es usualmente utilizada en todo tipo de núcleos, sin embargo, esto aplica particularmente para los no

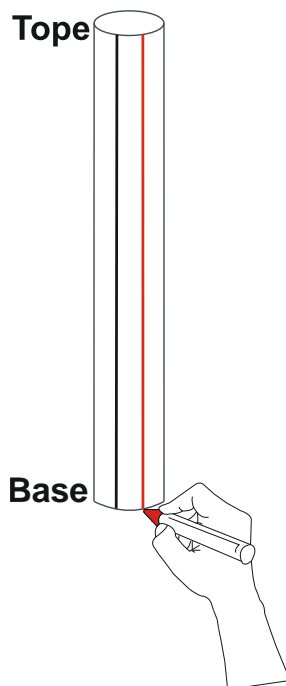
consolidados los cuales son cortados utilizando cilindros interiores con forros (plásticos, fibra de vidrio, aluminio o desechables) y a su vez el espacio anular entre el núcleo y la manga es ocupado con resina, ceras o espumas. Para núcleos consolidados basta estabilizarlos con materiales acolchonados como envolturas de burbujas.

- **Preservación Ambiental:** Este método se basa en el control de las condiciones ambientales a través de la refrigeración logrando así una disminución en la evaporación de fluidos, además de ello proporciona una estabilización mecánica con una eficacia que depende de las propiedades de la roca y los fluidos de yacimiento. Para esta preservación se utiliza refrigeración, humedad regulada o congelación si llegase a ser necesario.
- **Laminados de plásticos sellados a calor:** Este proceso es fácil de usar, pero deber ser realizado rápidamente. Los laminados resisten alteraciones químicas y a la degradación por fluidos ya que actúan como una barrera impenetrable al vapor de agua y gases.
- **Bolsas plásticas:** Las bolsas plásticas son usadas únicamente para la preservación a corto plazo.
- **Baños y Revestimientos:** son utilizados cuando el material va a ser transportado por largas distancias.
- **Cilindros Interiores desechables, Forros y Tubos Rígidos:** Es un método conveniente para la preservación de núcleos, sin embargo, no se recomienda que esta sea a largo plazo.
- **Frasco Anaeróbico:** Se utiliza para prevenir la oxidación, evaporación y secado durante el manejo del núcleo.

### 1.4.3. MARCACIÓN DE LA MANGA<sup>6</sup>.

Todas las muestras son secadas y limpiadas de lodo, para luego ser marcadas con crayones de colores resistentes al agua o con rotuladores para identificar la correcta orientación y profundidad. Las muestras deben tener indicado la orientación del tope y la base, de tal forma que las adquisiciones de datos se puedan tomar de una manera correcta. Basado en la norma API RP 40, todos los núcleos deben ser marcados con un par de líneas de color rojo (gris claro en la versión de impresión) y negro, paralelas longitudinalmente a la muestra. Cabe recalcar que la línea roja debe ser marcada hacia el lado derecho del núcleo, si la persona que señala se encuentra mirando de la parte inferior a la parte superior del mismo<sup>7</sup>. Luego la manga del núcleo es marcada en intervalos regulares con un marcador circular de profundidad y las profundidades son escritas en la manga, tanto en el tope como la base de cada sección del núcleo.

**Figura 9. Forma apropiada de marcar las muestras.**



<sup>6</sup> COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015, p. 19

<sup>7</sup> NORMA API RP-40, Second edition.

## **1.5. PRUEBAS DEL NÚCLEO EN LABORATORIO.**

Una vez, el núcleo es recibido en el laboratorio, este es revisado para asegurarse de que corresponda con los reportes de corazonamiento, con ayuda del registro de la caja de transporte y detalles enviados desde la locación. Además, es revisado si hay daños obvios en la manga.

Si en la locación, los núcleos no son cortados en secciones de 3 ft, estos deben ser cortados en el laboratorio, aunque se debe tener en cuenta que, para núcleos frágiles o poco consolidados, este proceso nunca es recomendado.

### **1.5.1. TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA.**

La tomografía axial computarizada es una técnica no destructiva que proporcionan imágenes en 3D del núcleo entero, a través de barridos estrechamente espaciados que luego pueden ser cortados en cualquier orientación para generar una lámina virtual del núcleo, denominada "slab". La tecnología de barrido por TAC permite la detección y la evaluación de las características internas de la roca, dando uso de la diferencia de atenuación producida por distintos materiales, de esta manera es posible detectar nódulos, vacuolas, planos de estratificación, fósiles y fracturas. La atenuación que producen los materiales es generada por dos fenómenos: el efecto Compton que se da a altas energías (superiores a 100 Kv) y está influenciado principalmente por la densidad y el efecto fotoeléctrico que se da a bajas energías (inferiores a 100 kV) y depende especialmente del número atómico. Con la atenuación de cada vóxel, es posible calcular propiedades como el número atómico efectivo y la densidad total<sup>8</sup>.

---

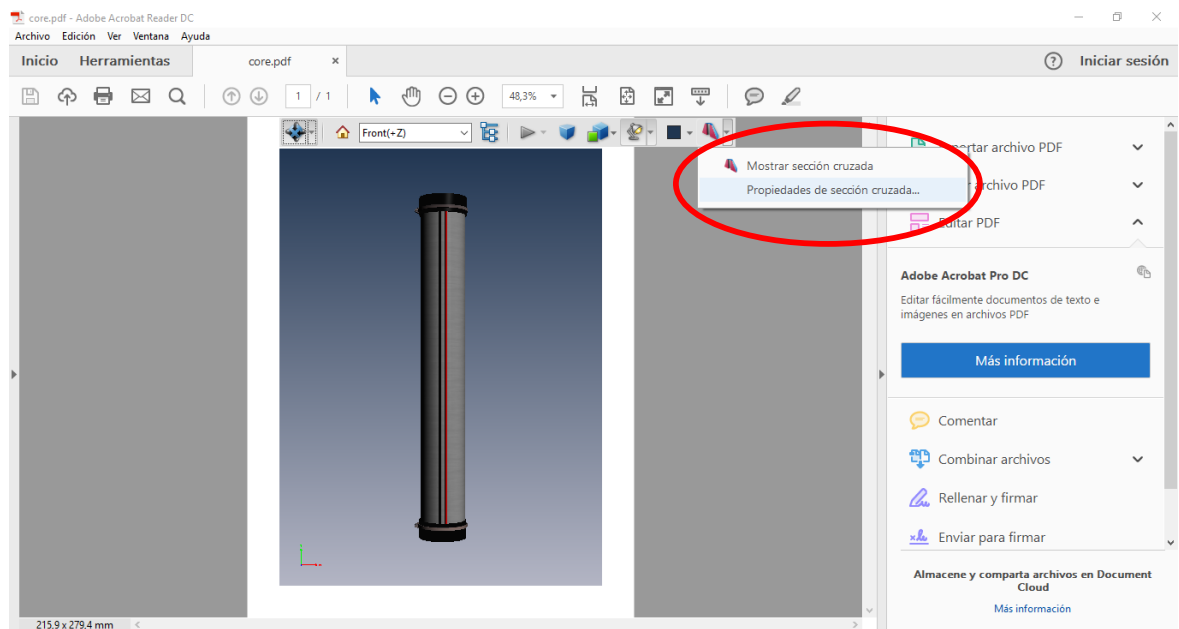
<sup>8</sup> OCTAVIAN G. DULIE. Computer axial tomography in geosciences: an overview.

### 1.5.1.1. Escaneo CT.

El escaneo CT en núcleos, es realizado normalmente en la manga (o a veces removido de la manga), antes de la toma de plugs. En la siguiente página se puede visualizar la representación de un núcleo dentro de una manga de aluminio (en esta visualización es posible realizar cortes en los diferentes planos como lo son XY, XZ, YZ).

Para dar uso de los cortes en la imagen 3D, se deben seguir las siguientes indicaciones: Dirigirse en la parte superior derecha y seleccione el icono “Alternar sección cruzada”, luego elegir la opción “Propiedad de sección cruzada” y finalmente seleccionar la opción “Activar sección cruzada”.

**Figura 10. Indicaciones para visualizar los diferentes planos.**

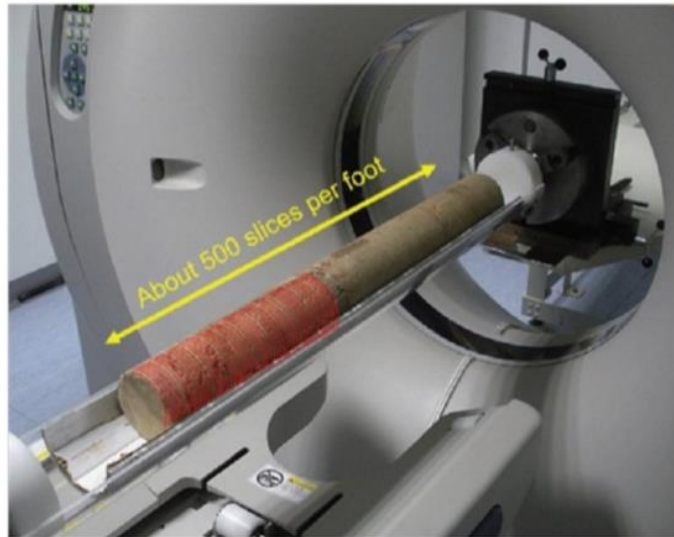


**Figura 11. Imagen en 3D del núcleo preservado en una manga de aluminio.**

**Página dejada intencionalmente en blanco, con el fin de ser utilizada para una ilustración en 3D**

La cantidad de radiación usada para la toma de un escaneo CT es típicamente mayor que la usada en la toma tradicional de rayos-X. Un escáner CT es mostrado en la figura 12.

**Figura 12. Ejemplo de escaneo CT a un núcleo.**



**Fuente:** COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015, p. 92.

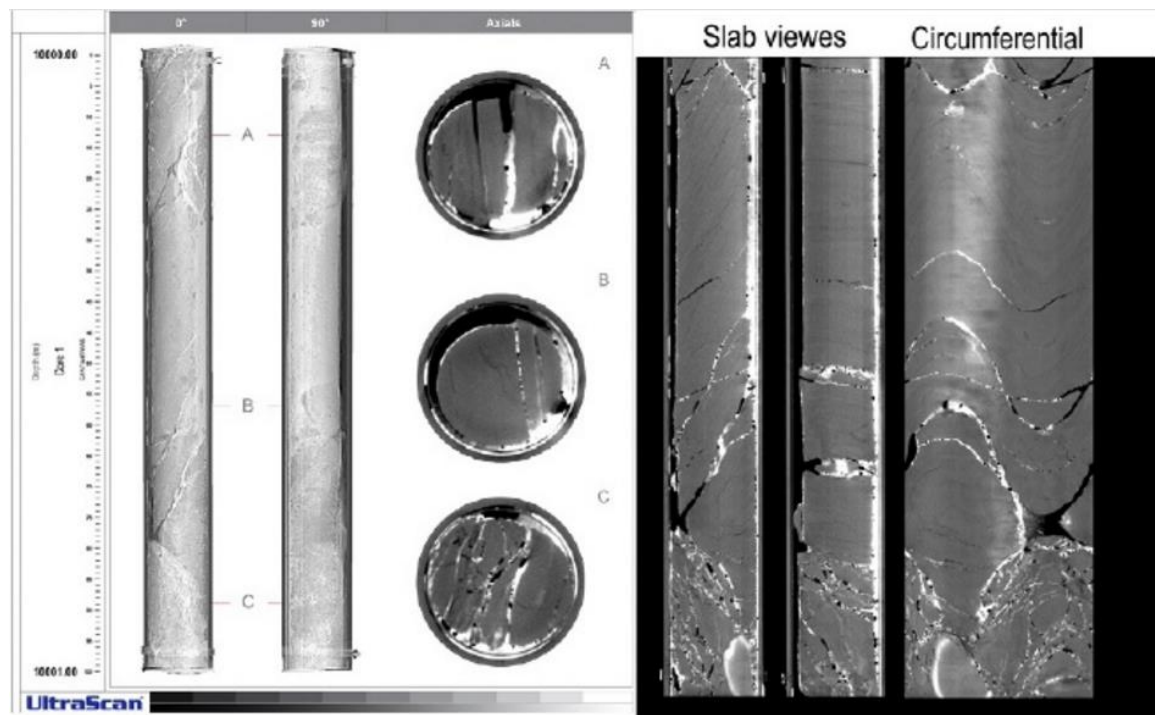
El núcleo es escaneado por una fuente de rayos-X altamente colimado. Los detectores están al lado opuesto de la fuente y son los encargados de medir la intensidad del haz transmitido y el promedio del coeficiente de atenuación lineal el cual refleja el grado con el cual la intensidad de los rayos-X es reducido por el paso a través del material. Luego un programa computacional calcula el brillo de cada pixel registrado, que corresponde a la adsorción de rayos-X en una porción rectangular fina de la sección atravesada, la cual es llamada vóxel, para dar como resultado la imagen CT. Cada vóxel es caracterizado por un valor promedio del coeficiente de atenuación lineal y su tamaño determina la resolución de la imagen TAC. En la siguiente página se puede observar una ilustración en 3D de la representación del vóxel en la imagen TAC.

**Figura 13. Representación de un vóxel en 3D.**

**Página dejada intencionalmente en blanco, con el fin de ser utilizada para una ilustración en 3D**

En el escaneo CT convencional, el material denso adsorbe bastantes rayos-X, dando como resultado imágenes en escala de colores grises, producto de la atenuación de rayos-X. En la figura 14 se evidencia un ejemplo del resultado del escaneo de una sección de un núcleo, cuyo material de alta densidad se representan por tonos claros o blancos, mientras que el material de baja densidad (incluyendo la matriz de la roca) se denotan con tonos de colores grises y los poros o fracturas abiertas corresponden a tonos más oscuros de gris o negro. Los cambios de densidad total a través del núcleo, causado por cambios de estratificación, mineralogía y litológicos, invasión de lodo de alta densidad, nódulos y fracturas, que pueden ser identificados a través de escáner CT antes de que el núcleo sea removido de la manga<sup>9</sup>.

**Figura 14. Resultado de escaneo de un Núcleo.**



**Fuente:** COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015, p. 94.

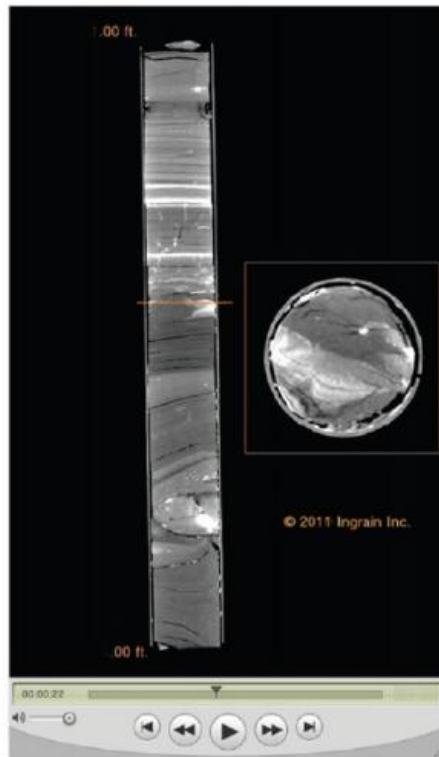
<sup>9</sup> COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015, p.91

La resolución espacial en una imagen CT es determinada principalmente por:

- El tamaño y número de elementos detectores
- El tamaño del punto focal de rayos-X
- La distancia entre fuente-objeto-detector<sup>10</sup>

Combinando secuencialmente los slices del escáner CT en intervalos espaciados cercanamente, es posible proveer cortes del núcleo e imágenes en tres dimensiones. Imágenes digitales avanzadas y técnicas de captura de imágenes CT, que son corridas como una imagen de movimiento continuo a lo largo del núcleo como se ilustra en la figura 15.

**Figura 15. Película continua.**



**Fuente:** COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015.

---

<sup>10</sup> COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015.

### 1.5.1.2. Registro de densidad bulk (RHOB) y factor fotoeléctrico (PEF) por medio de tomografía computarizada de rayos-x.<sup>11</sup>

Una vez corrida la tomografía en las muestras a evaluar, se procede analizar los datos para determinar la densidad total y el número atómico efectivo para cada vóxel. Esto es posible a través de las imágenes TAC, ya que según la ley de Beer-Lambert el coeficiente de atenuación lineal depende de la densidad del material, la composición y la energía de los fotones.

A partir de los valores  $Z_{eff}$ , se puede hallar el factor fotoeléctrico (PEF) por medio de la siguiente ecuación:

$$PEF = \left(\frac{Z_{eff}}{10}\right)^{3,6} \quad \text{Ecuación 1.}$$

**Tabla 1. Densidad Bulk**

Compuesto	Densidad Bulk
Cuarzo	2,654
Calcita	2,710
Dolomita	2,870
Halita	2,165
Anhidrita	2,960

### 1.5.2. CORE GAMMA RAY.

Es normalmente corrido con el núcleo intacto en la manga, sin embargo, este registro también puede ser corrido cuando el núcleo ha sido removido de la manga y ha sido re-ensamblado. La respuesta de core gamma ray es normalmente

---

<sup>11</sup> ORTIZ A. & PLATA J. & HERRERA E. & SANTOS N. Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-x TAC. 2015.

registrado desde el fondo al tope, consistente con la secuencia usada en los registros de pozo.

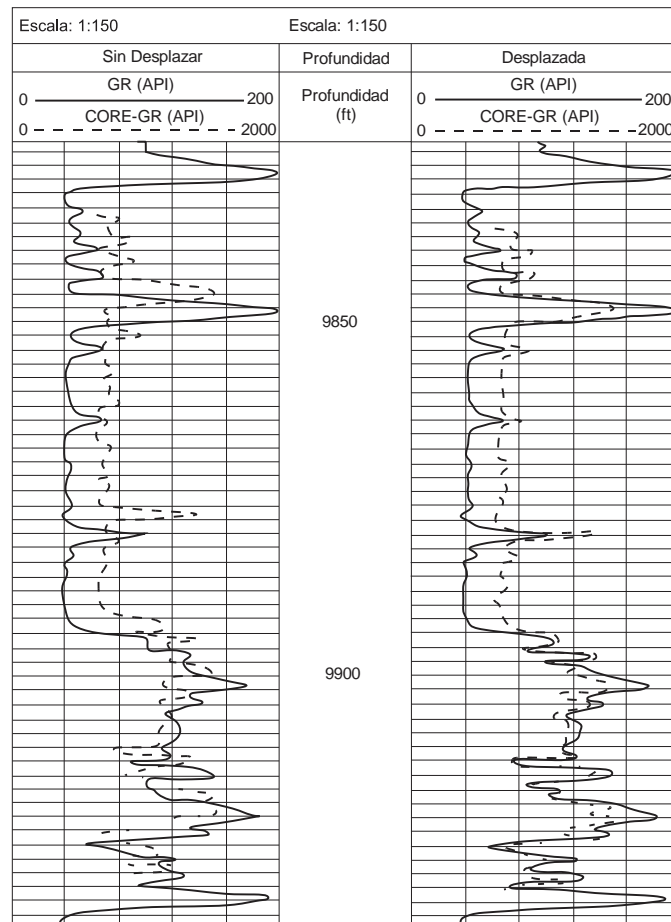
**Figura 16. Equipo utilizado para la toma del core gamma ray.**



**Fuente:** COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015, p.96.

En la figura 17 se muestra un ejemplo de la correlación de profundidades entre el registro gamma ray del pozo y el registro gamma ray del núcleo sobre un intervalo de yacimiento. Esta correlación es realizada para diferenciar secuencias de arenas/shale, para seleccionar la ubicación del muestreo de plugs y para asegurar que el núcleo es re-ensamblado correctamente en orden de profundidad en el laboratorio. Las profundidades de los núcleos son siempre desplazados a la profundidad de los registros, lo cual se ve reflejado en la pista 2.

**Figura 17. Correlación profundidad entre un registro de Rayos Gamma de pozo y del núcleo.**



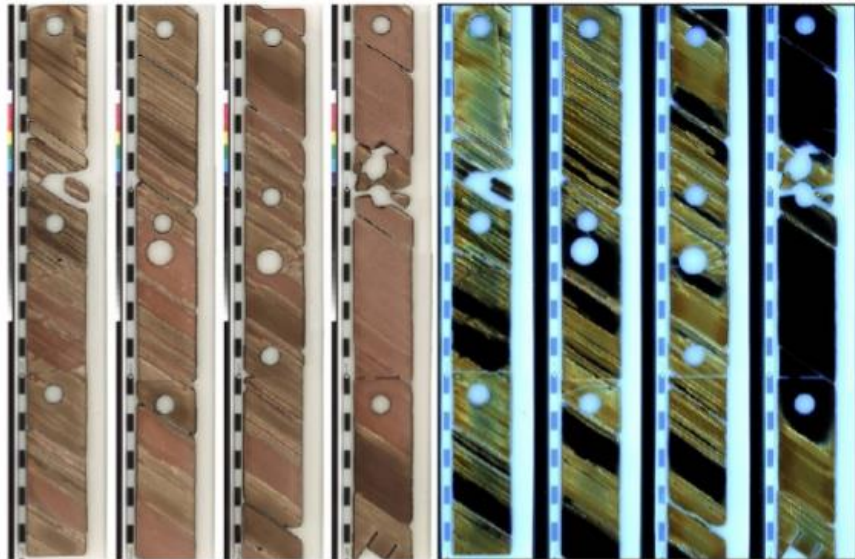
**Fuente:** modificado de COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide. 2015.

### 1.5.3. FOTOGRAFÍA DIGITAL DEL NÚCLEO.

Un registro fotográfico del núcleo es indispensable, éste provee información que puede usarse de forma remota sino es posible la visualización del núcleo directamente, incluye imágenes visuales de las características de la superficie del núcleo, que se pueden utilizar como base para la toma de muestras para el análisis de núcleos, análisis de facies, estudios de calidad del yacimiento, estimación del

espesor neto/bruto, y comparación con las interpretaciones de registros de fondo de pozo. El registro fotográfico debe incluir información sobre la profundidad del núcleo junto con una escala que indique el rango de intensidad de la imagen registrada. El núcleo es normalmente fotografiado tanto bajo luz natural (luz blanca) como en luz ultravioleta (UV). Las fotografías en luz blanca muestran estructuras sedimentarias y litología. Y la exposición a rayos UV muestra la presencia de petróleo crudo debido a que la mayoría de aceites son fluorescentes.

**Figura 18. imagen digital del núcleo en luz blanca (izquierda) y luz UV (derecha).**



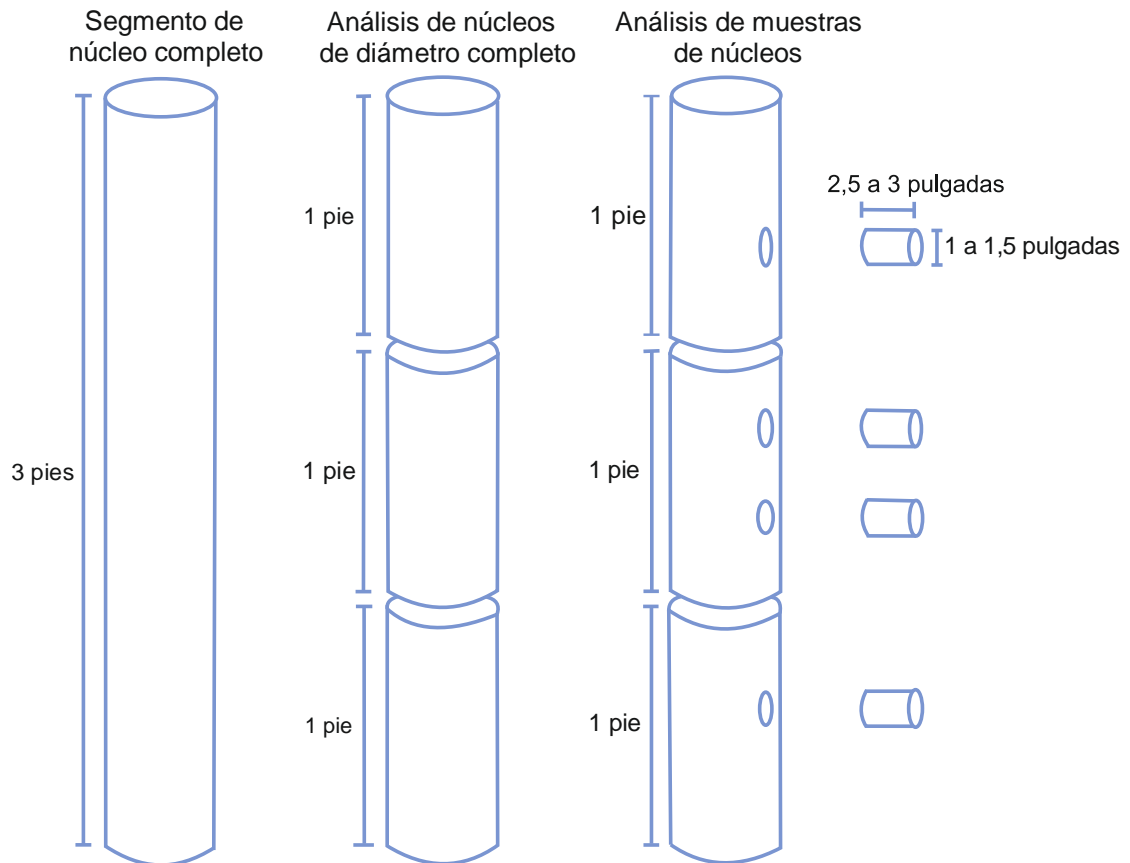
**Fuente:** COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide. 2015

### **1.6. PLUGS.**

Los plugs son secciones cilíndricas de roca extraídos de los núcleos, con el propósito de ser utilizados en laboratorio para realizar una serie de pruebas y análisis, y así determinar algunas propiedades de la roca como la saturación,

permeabilidad, porosidad, etc. Habitualmente los plugs cuentan con dimensiones que oscilan entre 1 – 1,5 pulgadas de diámetro y de 1 – 3 pulgadas de longitud

**Figura 19. Segmentos de núcleos enteros y submuestreados.**



**Fuente:** Modificado de: ANDERSEN M.; DUNCAN B. & MCLIN R. Los núcleos en la evaluación de formaciones. Oilfield Review, 2013.

La regla de dedo gordo, señala que los plugs para RCA o SCAL deberán tener una longitud equivalente de uno a dos veces el diámetro del mismo. Algunos cortes adecuados de plugs son mostrados en la Figura 20.

**Figura 20. Plugs adecuados para el análisis.**



**Fuente:** COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide, 2015, p. 108.

#### **1.6.1. DETERMINACIÓN DEL ÁREA A SER MUESTREADA.**

En esta etapa, en general diferentes partes contribuirán a la selección de plugs. Para esto normalmente se incluyen geólogos, petrofísicos, sedimentólogos, ingenieros de yacimiento, técnicos de análisis de núcleos en laboratorio y en algunos casos especialistas en mecánica de rocas y daño a la formación.

Los requerimientos de muestreo dependerán de los objetivos del programa de adquisición del núcleo y de las condiciones finales del núcleo recuperado. La selección final de la muestra es basada en un número de factores que incluyen:

- Requerimientos petrofísicos de muestreo
- Registros de pozo del intervalo corazonado
- Escaneos de rayo gamma y CT del núcleo
- Litología y condiciones del núcleo

Las formaciones que contienen amplias variaciones de litología y tipos de porosidad y heterogeneidad, como los conglomerados, sílex, fracturas, laminas, carbonatos con porosidad vugular, arenas y shales inter-laminados; requieren un mayor cuidado para obtener una selección apropiada de muestras representativas.

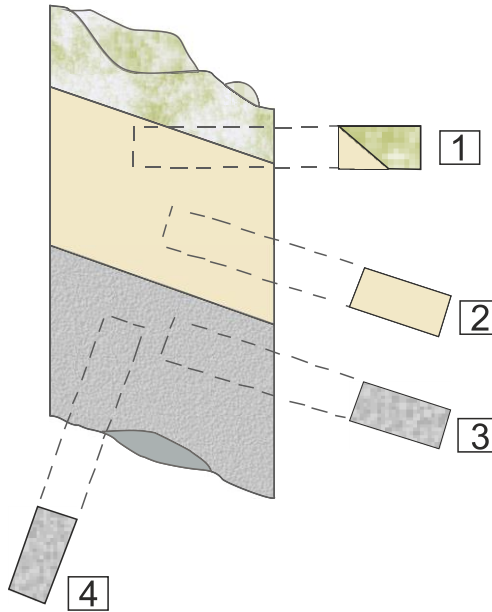
Aunque la selección del sitio y litología de la muestra puede ser asistida por los registros gamma del núcleo, esencialmente la toma de los plugs en la locación es a 'ciegas'. Los plugs son cortados paralelos y perpendiculares a la longitud axial de la manga, lejos del área de invasión de lodo. Estos plugs no deberán ser usados para medidas de permeabilidad, así como la orientación de los estratos no serán conocidas en esta etapa.

#### **1.6.2. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA LA EXTRACCIÓN DE PLUGS-**

En algunos casos, la extracción de plugs no es realizada, producto de un alto grado de heterogeneidad del yacimiento, ya que esto podría afectar la calidad de la caracterización; para estos casos es recomendable hacer pruebas al núcleo de diámetro completo. Otro aspecto a tener en cuenta a la hora de utilizar los núcleos es verificar que estos no se encuentren dañados o alterados por métodos de limpieza rutinaria o por motivos de transporte.

En ocasiones los plugs son extraídos con presencia de fracturas, vugs (poros de gran tamaño), variaciones de litología y donde la escala de la heterogeneidad de la formación es más grande que el plug, lo que los hace inapropiados para evaluar las diferentes propiedades de la roca. A continuación, se hacen algunas observaciones de la relación que existe entre los estratos y la forma como los plugs son extraídos.

**Figura 21. Indicaciones para la extracción de plugs.**



**Fuente:** Modificado de SPEC2000 Corepore [en línea] disponible en: <https://www.spec2000.net/09-corepore.htm>

- En el primer caso, se observa que el plug es extraído de forma horizontal y cuenta con dos laminaciones lo que lo hace inadecuado para la evaluación en laboratorio.
- En el segundo y tercer caso, el plug adquirido es paralelo al plano de estratificación, logrando así que la totalidad del plug este constituido por una sola capa, y a su vez una apropiada obtención del mismo.
- En el último caso, se lleva a cabo la extracción de un plug con el fin de evaluar la permeabilidad vertical, que para la ocasión sería apropiado, sin embargo, los casos 2, 3 y 4 planteados son ideales ya que en la realidad los plugs son tomados perpendiculares y/o paralelos a la superficie del núcleo, buscando la mejor localización o aproximación que cumpla con el paralelismo en la laminación.

Basado en lo anterior, precisamente lo que se quiere realizar en el presente trabajo es evitar los casos expuestos y a través de la metodología se busca realizar la extracción de los plugs de una forma adecuada, de tal manera, que se asegure que el plug este conformado de un solo litotipo y que la broca utilizada para la obtención de los mismos, sea posicionada perpendicular al núcleo.

### **1.7. DETERMINACIÓN DE LITOLOGÍA/TIPO DE ROCA<sup>12</sup>.**

La identificación de litología es extremadamente importante en la caracterización de yacimiento. Sin embargo, la litología no puede ser medida por registros de pozo directamente, pero evaluarla de datos de núcleo es generalmente de uso limitado. A pesar de ello, en realidad es frecuente predecir la litología basado en la respuesta de los registros de pozo, los cuales pueden dar una buena idea de la litología, gracias a la combinación de registros que pueden describir la formación de una mejor manera. Para realizar cálculos petrofísicos exactos de porosidad, saturación de agua y permeabilidad, deben ser identificadas las diferentes litologías del intervalo del yacimiento y entender sus implicaciones, el proceso de depositación, diagénesis, la estructura del poro y la mineralogía la cual proporcionan detalles de las rocas del yacimiento.

- **Determinación Directa:** Obtener una muestra física del yacimiento es la forma más segura para determinar inequívocamente el tipo de roca y litología, pero obtener estas muestras físicas no es siempre fácil. El tamaño de la muestra de roca examinada en la superficie es bastante pequeño ya que está limitada por el tamaño de la broca cortadora y la dureza de la roca. Las rocas friables, sin cemento son frecuentemente reducidas a tamaño de grano detrítico original por el proceso de perforación, lo que hace difícil la determinación del tipo de roca, pero aun así es posible determinar la litología. El análisis de núcleos puede ser

---

<sup>12</sup> A Catalog of Petrophysical and Geological Properties of Typical Reservoir Rocks. 1995. Houston: Shell Oil Co.

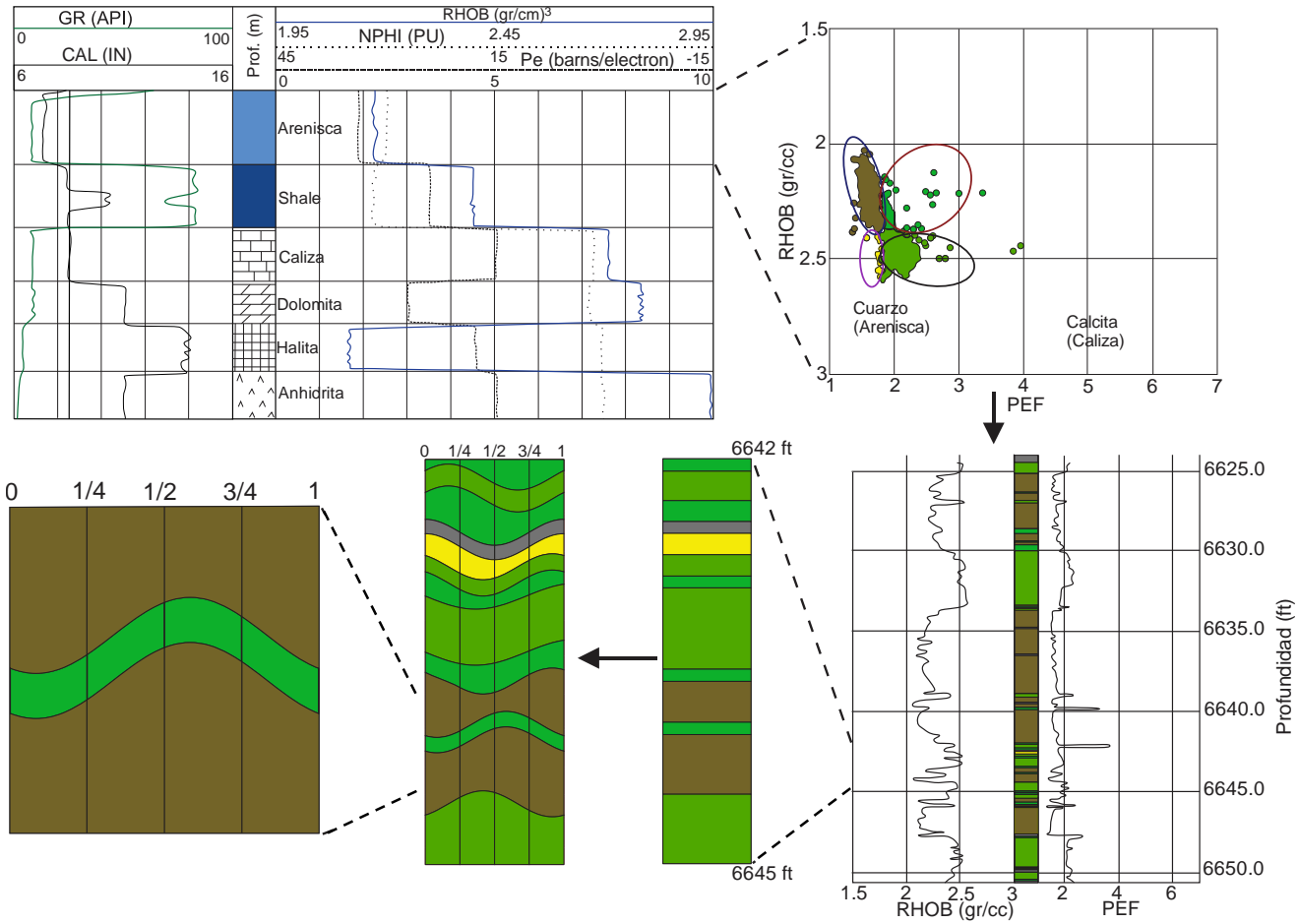
usado para identificar tipos de roca de cada zona y determinar parámetros petrofísicos, los cuales son usados para mejorar la evaluación de la formación. La identificación de zonas de interés a través de registros de pozo y tomografía, es de gran ayuda para la determinación de locaciones a muestrear.

- **Determinación Indirecta:** En caso en que no se cuente directamente con muestras de roca, es válido en algunas zonas utilizar la respuesta de los registros, los cuales deben ser usados solamente para determinar simultáneamente litología, porosidad y saturación de fluidos. El tipo de roca envuelve más parámetros por lo que es necesario el uso de catálogos comerciales y datos analógicos. La litología puede ser determinada por medio de los registros wireline de rutina tal como el neutrón, densidad y herramientas acústicas. Todas las compañías de servicio de wireline proveen gráficas y respuestas que ayudan a la identificación de litologías. La reconstrucción de los datos de los registros es un paso crítico ya que requiere de una calibración cuidadosa contra los intervalos con litologías de pozos conocidos (ejemplo de núcleos). Una columna litológica detallada puede ser producida en la locación y usado en la toma de decisiones. Los resultados pueden además servir como entrada para estudios geológicos de facies y secuencias o para la evaluación cuantitativa de formaciones

Una facie puede ser representada en un gráfico cruzado, el cual contenga un área con concentración de puntos relativamente alta, estos puntos son encerrados normalmente en un elipsoide. En la mayoría de los casos, las facies son determinadas a través de la combinación de registros: rayos gamma, neutrón, sísmico, densidad y PEF. En la figura 22 se ilustra un ejemplo de la combinación de registros RHOB y PEF, con los cuales son definidas las facies.

## 1.8. CORRELACIÓN DE REGISTROS DE POZO Y TOMOGRAFÍA.

Figura 22. Imagen explicativa de la correlación entre los registros de pozo y de tomografía.



Como se ha dicho, la información que suministran los núcleos son de gran importancia, para la caracterización del yacimiento por lo cual es necesario e indispensable detectar intervalos de interés ha muestrear con el objetivo de adquirir datos en el laboratorio lo más cercano posible a las características reales del yacimiento. Una manera para determinar secciones de interés del yacimiento, es por medio de información de los registros de pozo y de los núcleos. Para el ejemplo, representado en la figura 22, particularmente hay dos tipos de litologías que no pueden ser distinguidas fácilmente por el registro gamma ray, estas son las areniscas limpias y calizas limpias, las cuales pueden distinguirse claramente a través del registro PEF. Aunque para el caso de la caliza y la anhidrita, no pueden ser distinguidas por el registro PEF, sin embargo, la anhidrita siempre se mostrará con un poco o nada de porosidad en el registro neutrón, y tendrá una densidad bulk siempre por encima de  $2,9 \text{ g/cm}^3$ .

Una vez definidas las secciones en profundidad, se debe proceder a analizar los registros de tomografía de PEF y RHOB a través de un gráfico cruzado, con el cual se hace una clasificación de facies presentes en la zona y estos a su vez, son representados por un color en particular que se encuentran divididos por elipsoides, los cuales denotan diferencias en litología de acuerdo al registro PEF y a cambios en porosidad y/o materia orgánica. Cada facie estimada en el gráfico cruzado, será puesto en una columna a escala de profundidad y en su respectiva tonalidad, con el fin de visualizar la distribución de los mismo.

Luego de definir posibles locaciones para la toma de muestras de tapón, se prosigue a dar uso del reporte de tomografía el cual normalmente está constituido por una película continua, una imagen vertical y una cilíndrica.

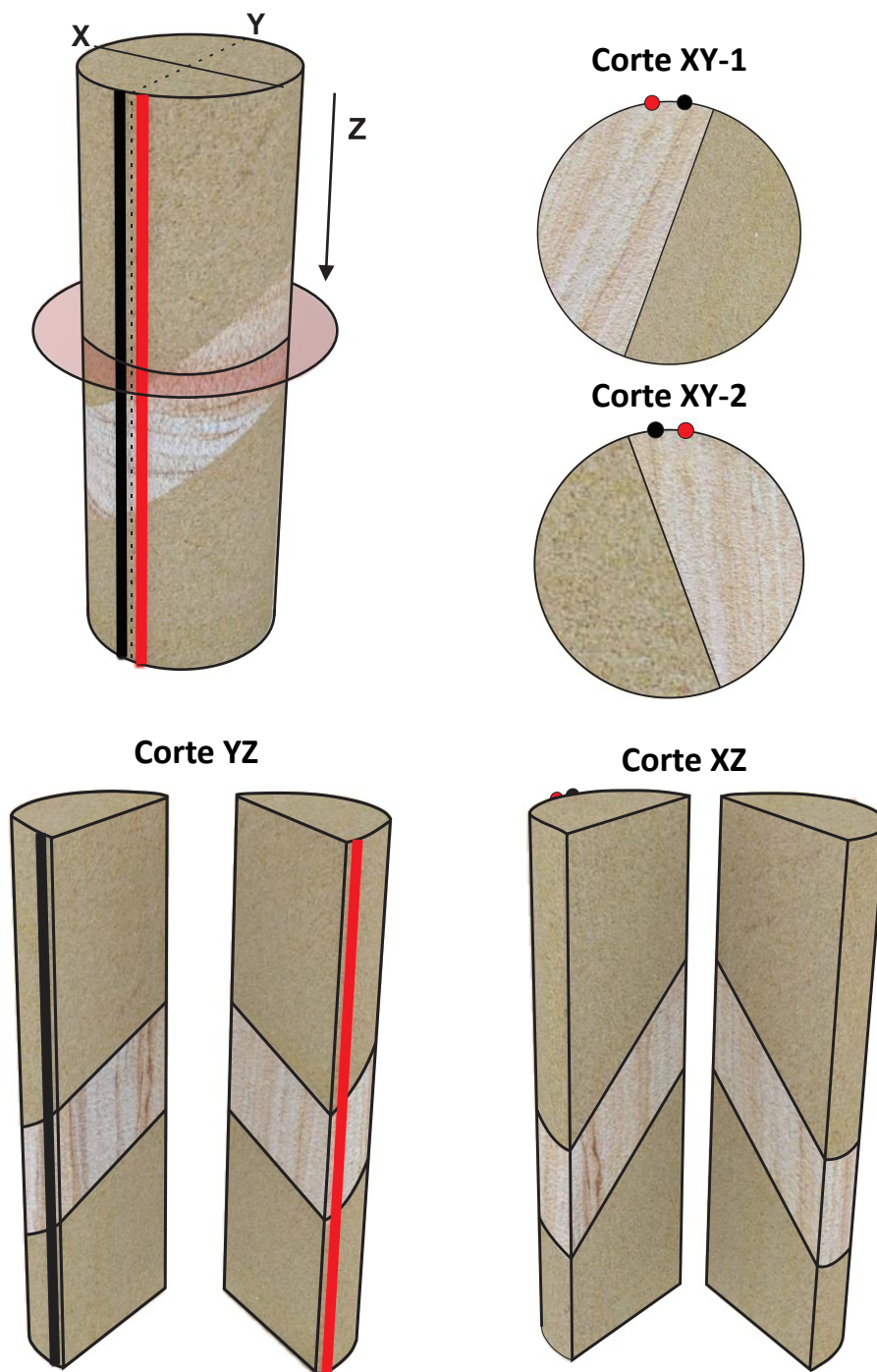
## **2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.**

### **2.1. EVALUACIÓN DE PLANOS Y VISTAS DE CADA CORTE EN EL NÚCLEO.**

Las vistas de un objeto no son más que el aspecto del mismo observado desde una determinada posición. Se consideran 6 vistas diferentes. Frontal – posterior, superior – inferior, lateral derecha y lateral izquierda. El plano cartesiano es un sistema de referencias que se encuentra conformado por dos rectas numéricas, una horizontal y otra vertical, dando origen a los planos XY, XZ, y YZ. En términos de geometría descriptiva un estrato se puede representar como un plano inclinado, por lo que es posible que, en alguna posición, este se encuentre como filo, posibilitando la extracción de plugs de una manera adecuada. Para obtener esta condición es necesaria la evaluación de los diferentes planos y vistas de un núcleo para determinar desde donde se está observado éste y generar una descripción clara y completa de la forma, el tamaño y la posición de la muestra de roca de interés, respecto a las líneas de referencia marcadas en la manga. Posterior a este análisis lo que se busca es poder determinar la ubicación adecuada para extraer un plug del núcleo, por medio de la rotación de la manga lo cual cambiaría la posición del estrato, buscando siempre que se llegue a la condición de filo y así se asegura que el mismo este conformado únicamente por la capa de interés.

Como se puede evidenciar, el análisis de los planos y vistas del núcleo, es de importancia ya que dependiendo del sentido con la que se esté visualizando el plano de interés, se tendrá un buzamiento y una localización en particular; por tal motivo este parámetro es tenido en cuenta en el presente trabajo con el fin de asegurar un procedimiento apropiado a través de la metodología planteada. Además, se busca enfocar el cuidado que se debe tener a la hora de realizar la toma de las muestras, por lo que es necesario tener en cuenta cada detalle mencionando. A continuación, se muestra un ejemplo de como se ve el núcleo desde los diferentes planos y vistas:

Figura 23. Planos y vistas del núcleo.



En la figura 23, se evidencia que dependiendo del corte con el que se esté evaluando el núcleo, se obtendrán diferentes perspectivas del mismo y por

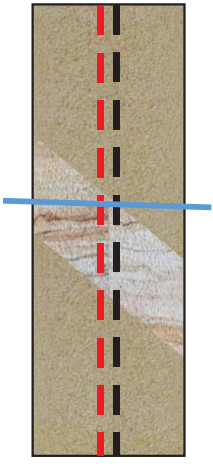
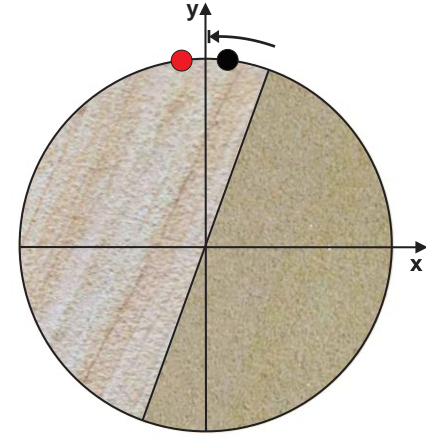
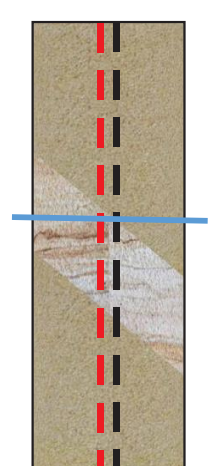
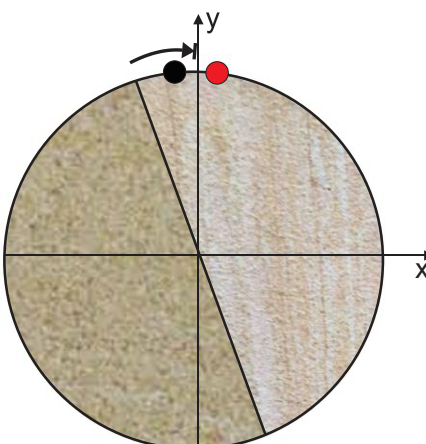
consiguiente lo ángulo de inclinación cambian para cada caso. Cabe recalcar que el buzamiento medido en una determinada vista, es equivalente al medido en la vista opuesta.

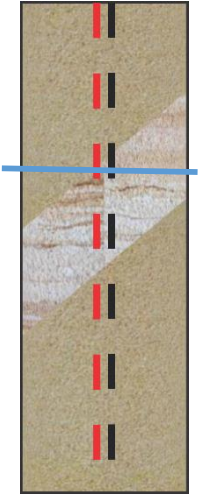
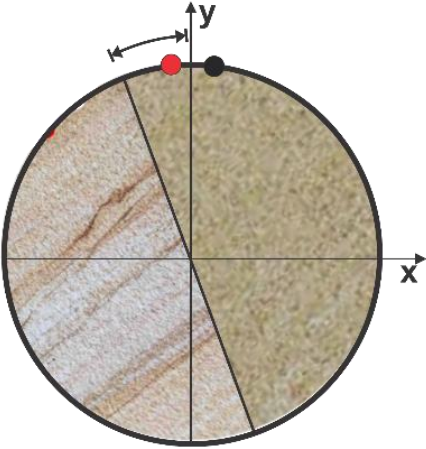

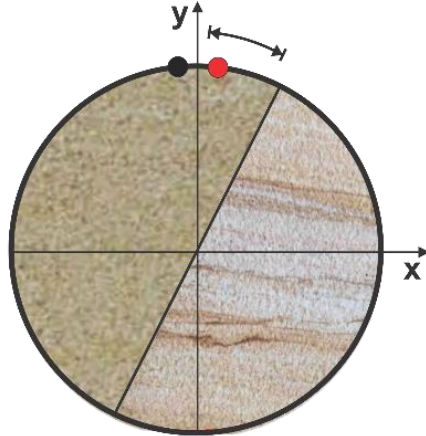
Los planos XY-1 y XY-2 provienen del corte que está indicado, en el núcleo que se ilustra en la figura 23. Es relevante indicar que el corte XY-1 es observado de base a tope y para el caso XY-2 es observado de tope a base, teniendo en cuenta que, para ambos casos, la vista posterior del plano XZ es tomado como referencia.

### **2.1.1. INDICACIONES DEL SENTIDO DE GIRO**

En la tabla 2, se presentan las dos orientaciones más comunes de la película continua y a su vez se indica la importancia que se debe prestarle, ya que dependiendo del corte vertical y del sentido de la visualización, es posible obtener diferentes perspectivas y quizás esto lleve a generar confusión; por tal razón se debe revisar con cual caso se está trabajando ya que a pesar que el sentido de giro respecto a las líneas de referencia sea el mismo, el sentido de giro respecto a la vista axial puede variar como se puede observar en la tabla.

**Tabla 2. Indicación de sentido de giro respecto a la vista axial y las líneas de orientación.**

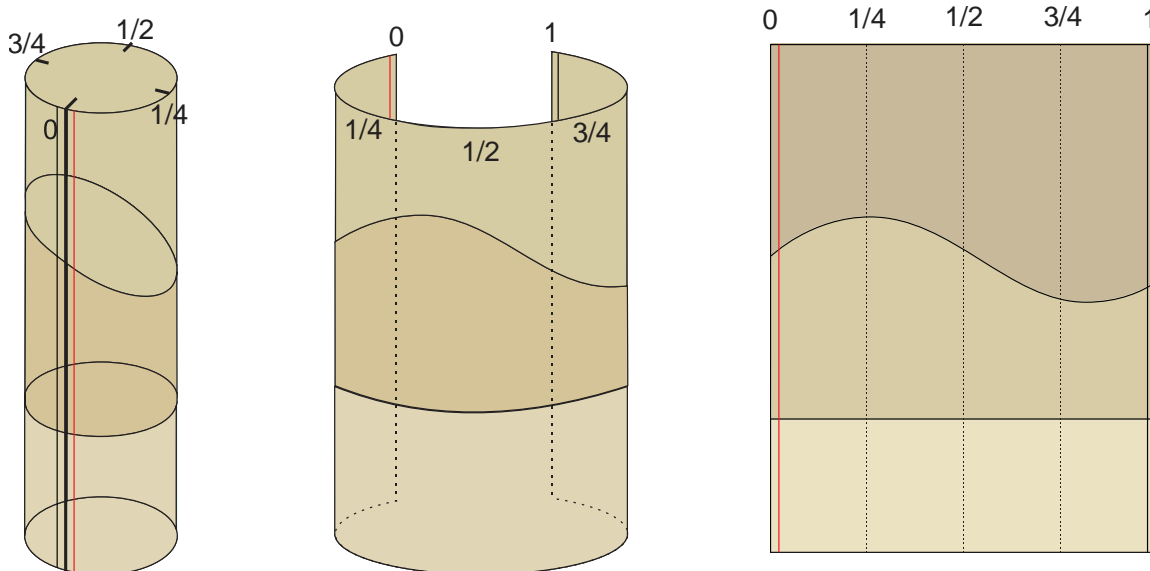
Corte vertical (Plano XZ-Vista posterior)	Vista axial	Sentido de giro respecto a la vista axial	Sentido de giro respecto a las líneas de orientación de la manga
	<p>Hacia el tope (XY-1)</p> 	Hacia la línea roja	Hacia la línea roja
	<p>Hacia la base (XY-2)</p> 	Hacia la línea roja	Hacia la línea roja

Corte vertical (Plano XZ-Vista posterior)	Vista axial	Sentido de giro respecto a la vista axial	Sentido de giro respecto a las líneas de orientación de la manga
	<p>Hacia el tope (XY-1)</p> 	Hacia la línea negra	Hacia la línea negra
	<p>Hacia la base (XY-2)</p> 	Hacia la línea negra	Hacia la línea negra

## 2.2. ANÁLISIS DE LA IMAGEN CILÍNDRICA QUE SE OBTIENE DEL NÚCLEO.

A continuación, se explica el análisis realizado a la imagen cilíndrica del núcleo, la cual es clave para la aplicación de la metodología planteada, debido a que proporciona información importante de las capas del núcleo estudiado.

**Figura 24. Imagen Cilíndrica de un núcleo.**



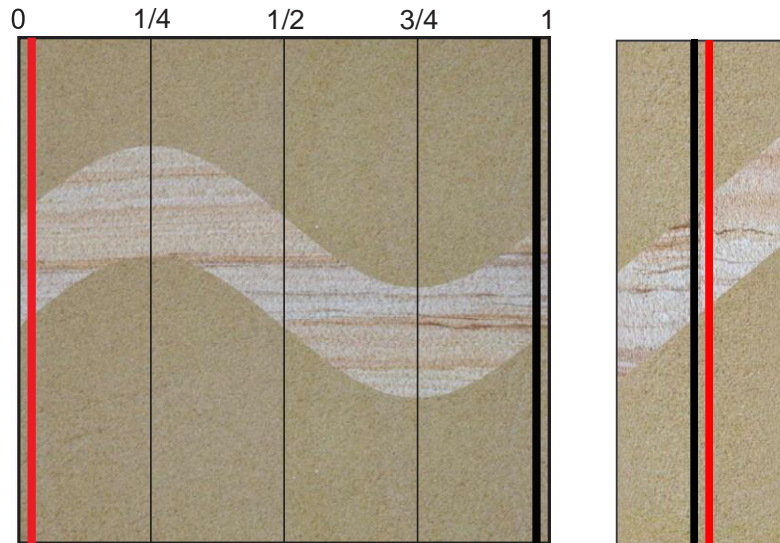
Como se aprecia en la figura, se muestra el resultado de la imagen cilíndrica del núcleo, cuya característica principal es que es abierta por la parte externa de éste y para facilidad de su manejo y entendimiento se ha dividido en cuatro partes,  $\frac{1}{4}$ ,  $\frac{1}{2}$ ,  $\frac{3}{4}$ , y 1, estas indicaciones deberán ser tomadas como referencia para la explicación de la misma y su comportamiento.

### 2.2.1. RELACIÓN ENTRE IMAGEN CILÍNDRICA Y VERTICAL.

Si la imagen cilíndrica analizada, tiene el estrato de interés como filo, y está buzando hacia la izquierda, esta debe cumplir con la siguiente condición: que el punto

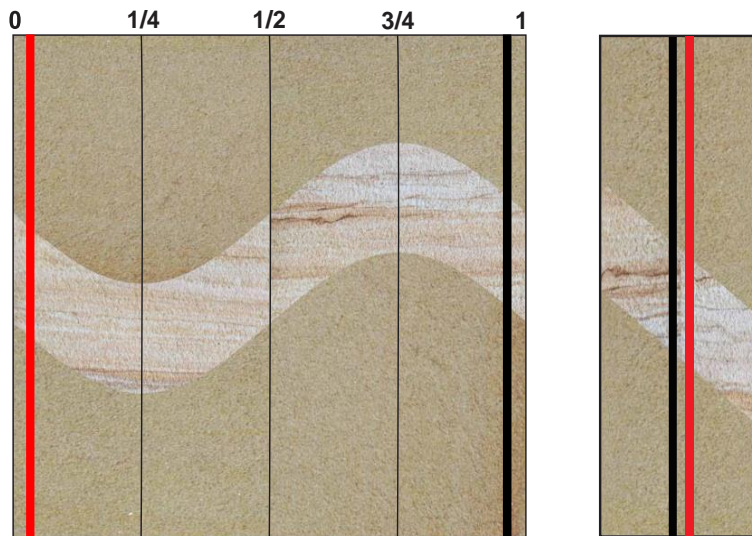
máximo de la sinusoide, se encuentre en la línea que representa  $\frac{1}{4}$  de la imagen cilíndrica y el mínimo a  $\frac{3}{4}$  de esta, como se ve en la Figura 25.

**Figura 25. Imagen cilíndrica y vertical, cuando la capa de interés buza hacia la izquierda.**



La figura 26 es un ejemplo de una imagen cilíndrica, cuando el estrato de interés esta como filo, y tiene un buzamiento hacia la derecha. Para verificar esta condición es necesario, que el punto mínimo de la capa, se encuentre en la línea que representa  $\frac{1}{4}$  de la imagen cilíndrica y el máximo en la línea de  $\frac{3}{4}$ .

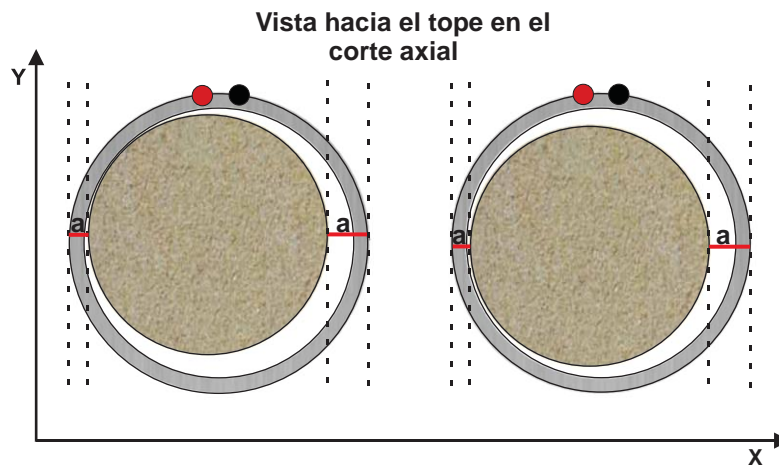
**Figura 26. Imagen cilíndrica y vertical, cuando la capa de interés buza hacia la derecha.**



### **2.3. EVALUACIÓN DEL DESFASE ENTRE EL CENTRO DEL NÚCLEO Y LA MANGA.**

En la siguiente figura se representa la vista hacia el tope en corte axial, la cual debe ser tomada de la película continua del reporte de tomografía y servirán para determinar el estado de alineación del centro de la manga y el núcleo.

**Figura 27. Núcleo desalineado con respecto a la manga.**



En la mayoría de las ocasiones, los núcleos que son preservados y la manga en la que están contenidos, no cuenta con un centro en común, influyendo esto directamente con la alteración de la longitud del plug a ser extraído, por lo tanto, lo que se busca es que la broca entre respecto al centro del núcleo y de esta manera evitar variaciones en la longitud del mismo, como se muestra en la figura 29.

Para corregir la no alineación de centros, es necesaria la utilización de la ecuación 2.

$$D = |R - r - a| \quad \text{Ecuación 2.}$$

Donde, D: distancia a desplazar

R: radio externo de la manga.

r: radio del núcleo.

a: distancia medida

**Nota 1:** En la figura 27, se identifica dos distancias que representa la variable “a”, debido a que la ecuación 2 permite que se haga uso de cualquiera de las dos medidas.

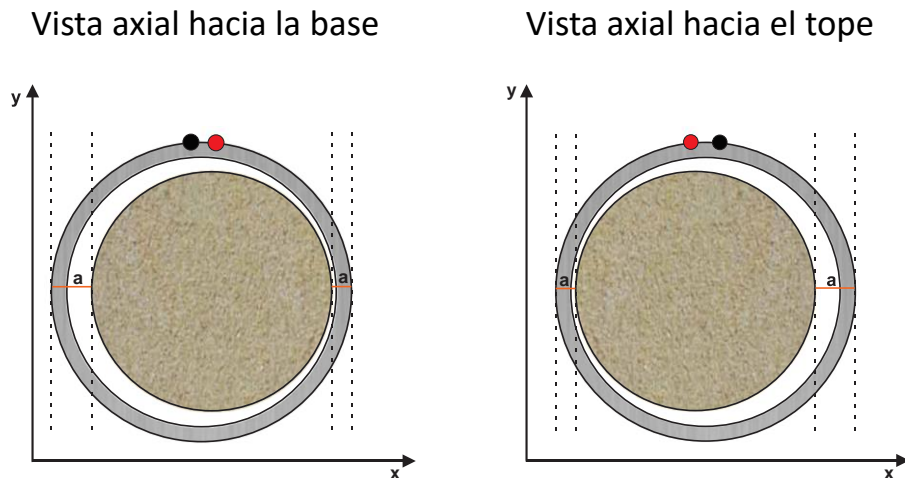
**Nota 2:** En la figura 27 se observa que la distancia “a” es independiente de la posición del núcleo a través del eje y.

*El sentido del desplazamiento* horizontal que se debe realizar en la manga, dependerá de la ubicación del núcleo respecto a las líneas de referencia. Para definir este parámetro es necesario seguir las siguientes indicaciones.

Si la posición del núcleo, tiende a estar en la dirección de la línea de referencia de color rojo (visto como punto en el plano XY), el sentido adecuado del desplazamiento es hacia la izquierda; esto aplica para los dos casos expuestos en la figura 27, en caso contrario en que el núcleo estuviera en la dirección de la línea

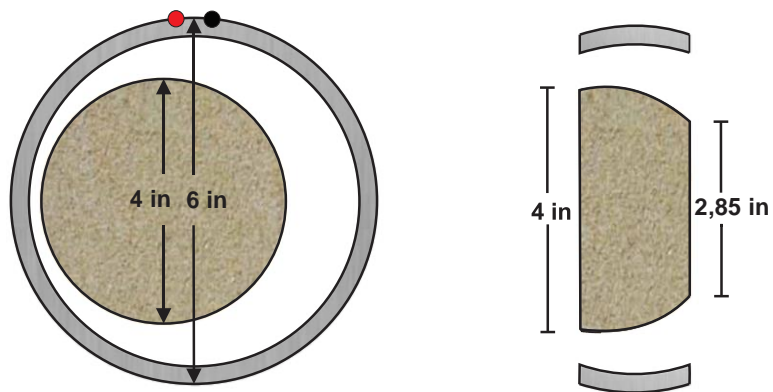
negra, el sentido de desplazamiento sería hacia la derecha. Lo mencionado anteriormente indica que a pesar que las vistas axiales sean diferentes, aun así, el sentido de giro de la manga es el mismo y debe tenerse en cuenta que el giro debe ser realizado teniendo como referencia las líneas de orientación. A continuación, se ilustra la posición del núcleo, para dos casos más comunes.

**Figura 28. Ejemplos de desfase entre el centro del núcleo y la manga**



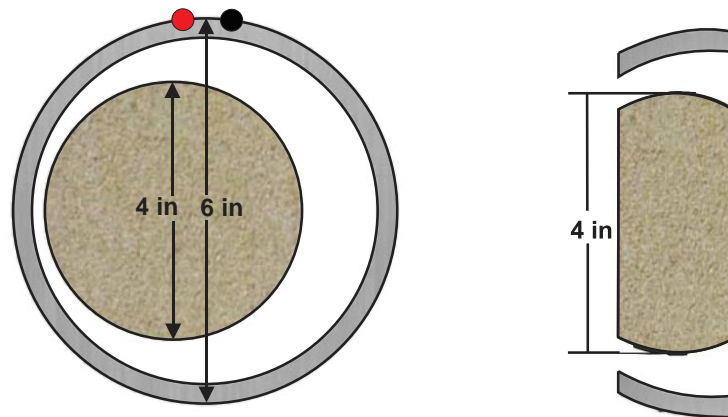
En las siguientes figuras, se explica visualmente la diferencia que existe en extraer un plug con la respectiva corrección y sin esta.

**Figura 29. Extracción del plug sin corregir el centro del núcleo con respecto al de la manga.**



En la figura 29 se aprecia un ejemplo, donde se observa claramente la inapropiada extracción del plug, producto del no alineamiento del centro del núcleo y la manga.

**Figura 30. Extracción del plug dando uso de la corrección.**



En la figura anterior se aprecia un ejemplo, donde se observa la apropiada extracción del plug.

#### **2.4. DATOS OBTENIDOS EN EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.**

Para el desarrollo de la metodología planteada, fue necesaria la toma de datos para diversos casos, en los cuales el estrato contara con diferentes buzamientos y de esta manera fuera posible obtener una gráfica que relacionara el buzamiento aparente y el buzamiento real, facilitando así el entendimiento del comportamiento de estas variables. En el anexo 1, se encuentran los datos que fueron utilizados para la realización de las gráficas mostradas en las figuras 35 y 36, que son utilizadas para determinar el ángulo de giro que se le debe dar a la manga para asegurar la extracción del plug, de tal forma que éste sea representativo.

## 2.5. METODOLOGÍA.

- **Para tener en cuenta:** La representación de los núcleos y mangas, mostradas en el presente trabajo, así como los datos hallados fueron realizados tomando en cuenta los siguientes datos sintéticos, los cuales son independientes de los datos que se tienen en tomografía.

1. Diámetro del núcleo: 4 in.
2. Longitud del núcleo: 1 ft.
3. Diámetro externo de la manga de aluminio: 5 in.
4. Espesor de la capa de interés: 2 in.

El espesor de la capa de interés fue seleccionado para casos en donde el estrato es catalogado como de poco espesor, aproximándose éste a el diámetro de las brocas utilizadas para dicho fin. Para la manga de aluminio, se tomó como diámetro 5 in, teniendo en cuenta el tamaño del núcleo a trabajar

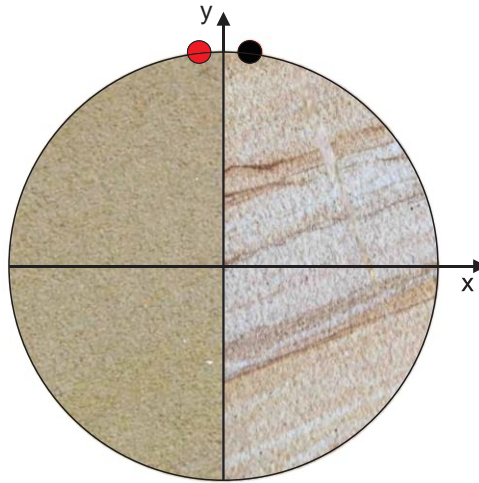
Las siguientes indicaciones deben ser realizadas teniendo en cuenta la información proporcionada por los registros de pozo y los reportes de tomografía.

1. Por medio de la combinación de los registros de pozo con los cuales se cuente, (ejemplo: rayos gamma, potencial espontaneo, caliper, densidad total, fotoeléctrico, resistivos, entre otros) se debe seleccionar zonas de interés a ser muestreadas. Estas zonas seleccionadas, dependerán de la razón por la cual quieren ser estudiadas las muestras. Un ejemplo de las razones por las cuales se quiere estudiar un determinado intervalo son: se desea tener un mayor conocimiento de una posible zona productora por lo cual se necesita tener en cuenta propiedades como: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc. Es necesario recalcar que no necesariamente siempre deben ser muestreadas zonas posiblemente productoras, si no también otras zonas que pueden servir

para otros estudios como lo es la aplicación de métodos de recobro en los yacimientos, por lo que es necesario conocer las características de zonas donde se van a trabajar.

2. Luego debe realizarse un gráfico cruzado con los registros PEF y RHOB, adquiridos mediante tomografía, del cual se deben definir las diferentes facies que componen la zona analizada.
3. Una vez definidas las facies, se deben determinar las locaciones para la toma de muestras de tapón.
4. Las locaciones definidas, deben ser analizadas a través de las imágenes de tomografía, con el fin de detectar si hay fracturas o vugs, que pueden afectar la integridad de la muestra. Si se presenta estos casos, se debe descartar dichas zonas.
5. Inicialmente se debe tomar como referencia la película continua y verificar si es posible dar uso de esta. Para ello, se debe tener en cuenta, que la capa de interés ya definida, se denote a la hora de visualizar la película, de lo contrario es necesario utilizar la segunda opción planteada más adelante.
6. Una vez verificado el uso de la película se procede a revisar, si el contacto de las capas se encuentra paralelo al eje Y, esto indica que la capa de interés ya se encuentra como filo, si esto sucede debe dirijase el paso 8, si no debe medir el rumbo de la capa respecto al eje y.
7. Teniendo en cuenta el ángulo medido, se procede a girar la manga, basado en que el contacto litológico debe formar  $90^{\circ}$  respecto a la horizontal, como se ilustra a continuación:

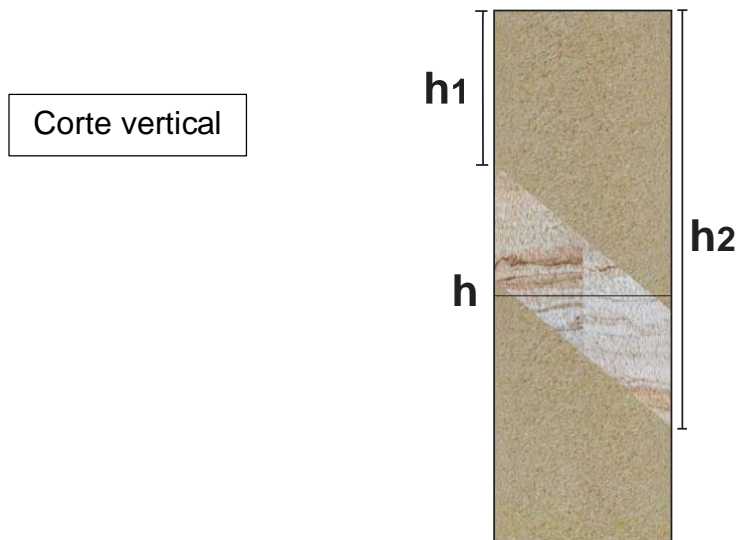
**Figura 31. Ejemplo de contacto litológico, llevado a 90° respecto a la horizontal.**



Sin embargo, es importante recalcar, que el sentido de la rotación depende de las condiciones de los planos y vistas, con los cuales se esté trabajando, como se explica en la tabla 2.

8. Luego es necesario determinar la profundidad en el núcleo a la cual la broca debe estar ubicada, para obtener el plug del centro de la capa de interés y de esta forma asegurar que la muestra sea de un solo litotipo y cuente con una longitud equivalente al diámetro del núcleo.

**Figura 32. Imagen explicativa para hallar la profundidad a la cual extraer el plug.**



$$h = \frac{h2 - h1}{2} + h1$$

Ecuación 3.

Donde;

**h:** Distancia adecuada para la extracción del plug

**h1:** Distancia que hay entre el tope del núcleo y el tope de la capa de interés.

**h2:** Distancia del tope del núcleo y la base de la capa de interés.

9. Si el centro del núcleo y de la manga NO están alineados, prosiga al siguiente paso, de lo contrario dirigirse al paso 11.

10. Una vez, determinada la profundidad a la cual se extraerá el plug, la manga debe ser desplazada horizontalmente en la superficie que lo soporta, para asegurar que el plug extraído cuente con una longitud equivalente al diámetro

del núcleo. Para ello, se deben seguir las indicaciones nombradas en el numeral 2.3.

11. Realizadas las indicaciones ya nombradas, se procede a extraer el plug, asegurando de esta manera la obtención de la muestra de un solo litotipo y con una longitud equivalente al diámetro del núcleo.

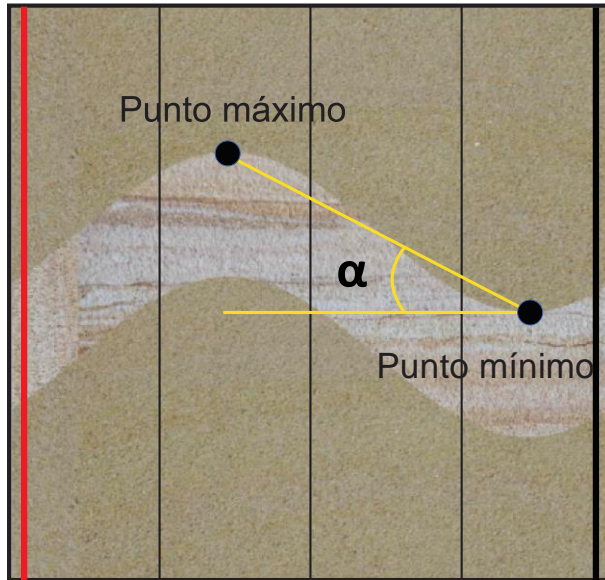
- **OPCIÓN DOS DE LA METODOLOGÍA:** Se debe dar uso, en caso de que no sea posible utilizar la película continúa, debido a que en algunas ocasiones la capa de interés no es distinguible fácilmente.

1. Realizar los primeros 4 pasos de la Opción 1, luego se debe dirigir a la imagen cilíndrica y revisar si es necesario aplicar la metodología, teniendo en cuenta los parámetros mencionados en el numeral 2.2.1.

Si las condiciones mencionadas en el numeral 2.2.1 aplican a las imágenes cilíndricas que se tienen, se debe proceder al paso 6, de lo contrario prosiga al siguiente paso.

2. Tomar la medida del ángulo en la imagen cilíndrica, que forma el punto máximo y mínimo de la senoide, como se ilustra en la figura 33.

Figura 33. Ejemplo de la toma del ángulo alfa en la imagen cilíndrica.



Una vez hallado el ángulo, se procede a determinar el buzamiento real a partir de la siguiente formula:

$$B_z = \frac{-0.4221 + \sqrt{\frac{5.977 + \alpha}{41.667}}}{0.012}$$

Ecuación 4.

Corrección para buzamientos menores o iguales a 20°

$$B_z = \frac{-0.728 + \sqrt{\frac{62.4363 - \alpha}{119.05}}}{-0.0042}$$

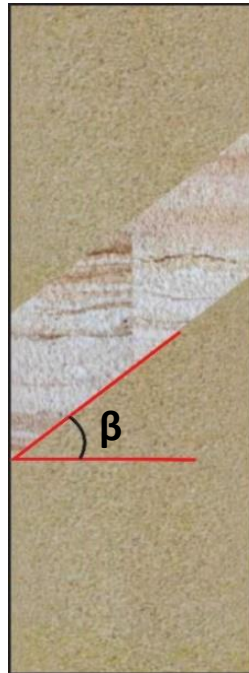
Ecuación 5.

$\alpha$  es el ángulo obtenido uniendo el punto más alto de la curva con el punto más bajo medido desde la horizontal, este ángulo siempre es menor que el Buzamiento real.

Los cálculos para determinar el buzamiento real a través de las ecuaciones 4 y 5, podrán ser desarrollados por medio de un programa portable que será entregado junto con el presente trabajo, con el fin de facilitar este procedimiento.

3. Luego debe ser tomada la medida del buzamiento aparente en la imagen vertical como se ve en la figura 34. El corte vertical puede ser frontal/posterior o corte lateral derecha/izquierda (éste es indicado en el reporte de la empresa encargada).

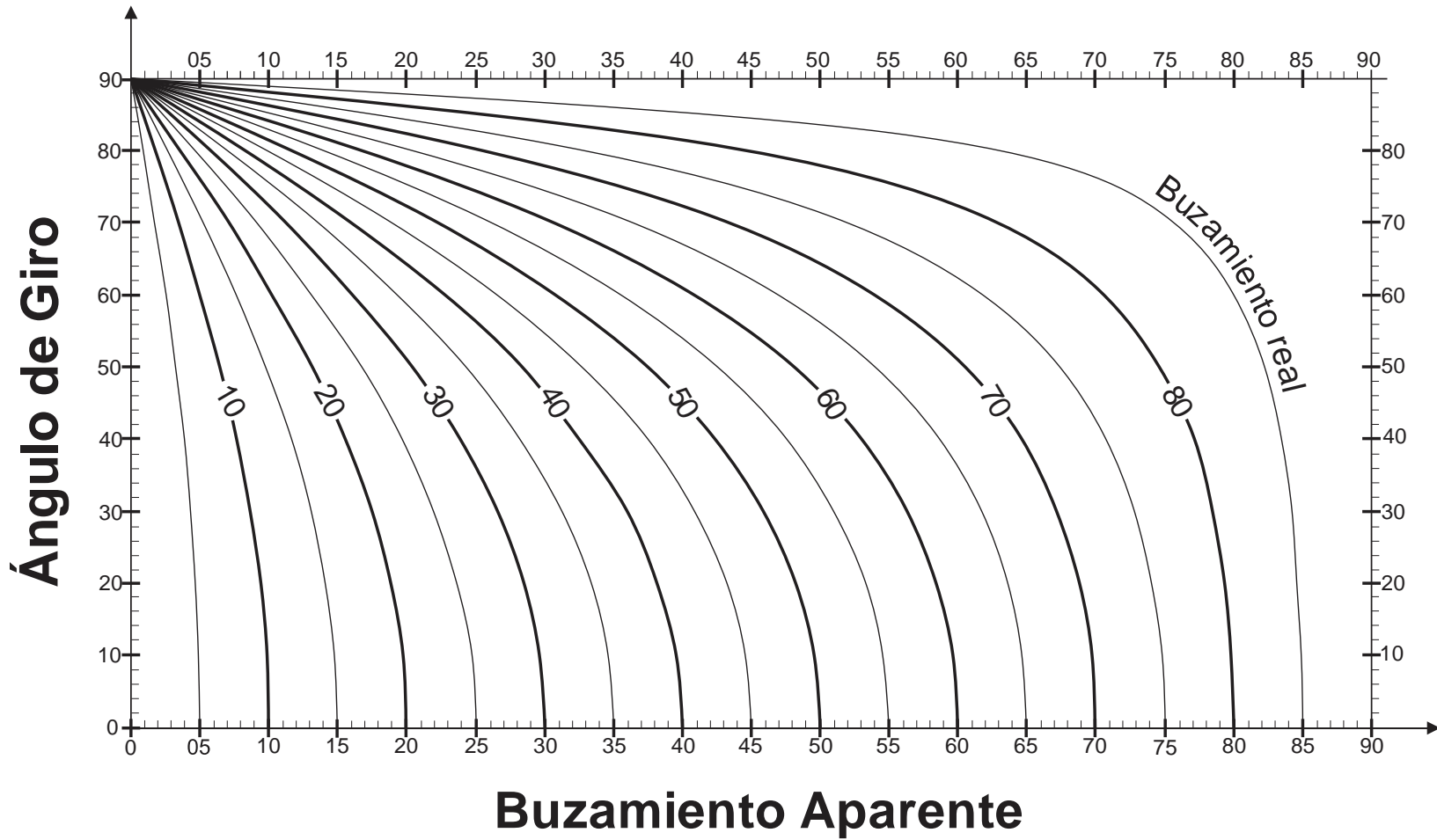
**Figura 34. Ejemplo de la toma del buzamiento aparente medido en el corte vertical.**



4. Teniendo en cuenta los dos valores anteriormente mencionados (buzamiento aparente y real) y dependiendo del corte vertical con cual se cuente, se seleccionará la gráfica correspondiente para así determinar el ángulo con el cual debe ser girada la manga.

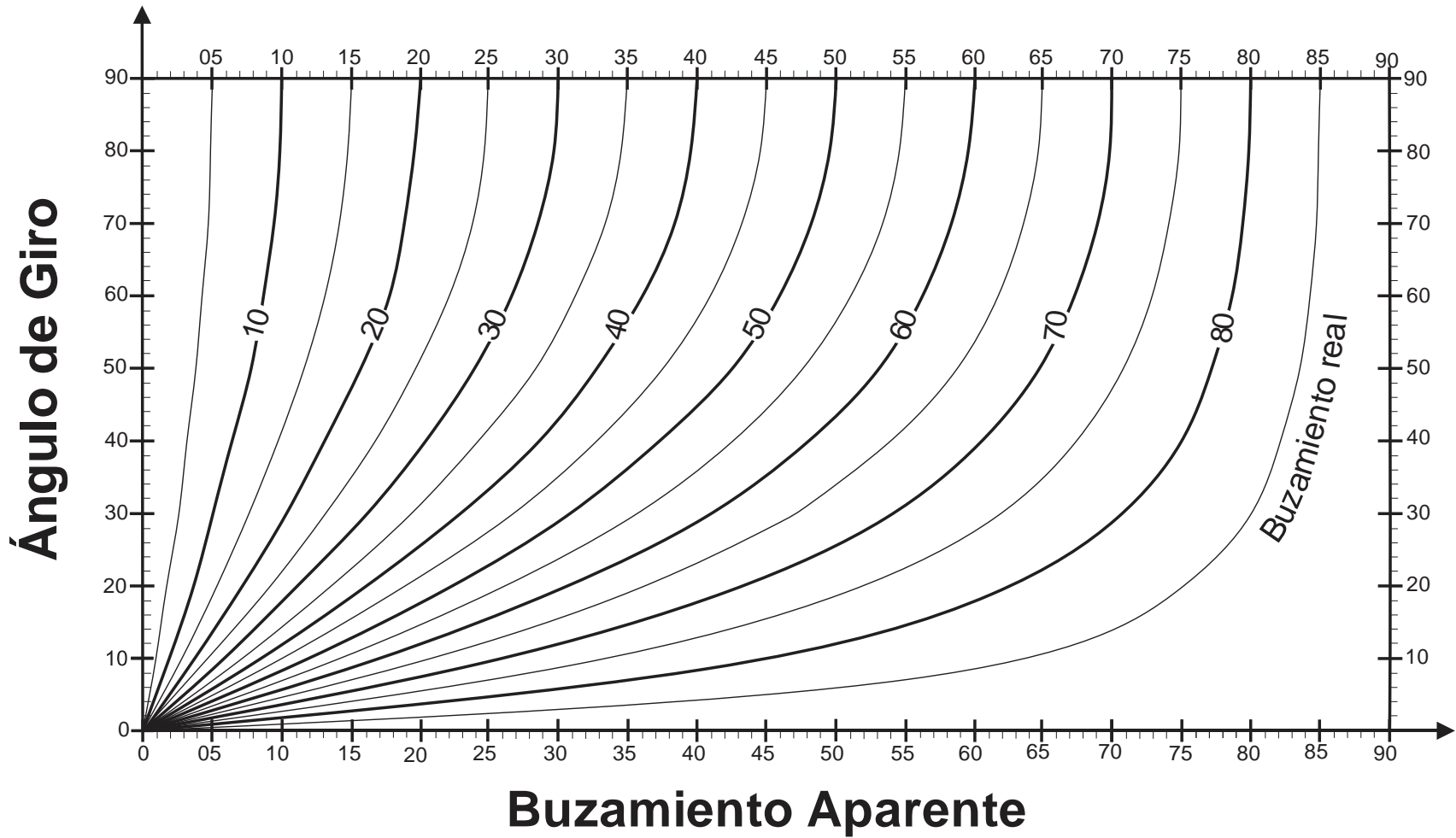
- Si la imagen vertical es un corte frontal/posterior, la gráfica a utilizar es:

**Figura 35. Gráfica para hallar el ángulo a rotar para el corte XZ.**



- Si la imagen vertical es un corte lateral izquierdo/derecho, la gráfica a utilizar es:

**Figura 36. Gráfica para hallar el ángulo a rotar para el corte YZ.**



El ángulo de giro puede ser expresado en longitud de arco, para facilitar el procedimiento de la rotación de la manga, para ello se debe utilizar la siguiente ecuación 6:

$$Larco = \frac{2\pi * r * \theta}{360} \quad \text{Ecuación 6}$$

5. Después de conocer el valor a girar, se procede a identificar el sentido de rotación teniendo en cuenta la concavidad que existe en la senoide entre las líneas que representan 0 y 1/2 de la imagen cilíndrica.
  - Si la senoide tiene concavidad hacia arriba, indica la presencia de un mínimo, ya sea de 0 – 1/4 o 1/4 -1/2 de la imagen cilíndrica.

0 – 1/4	Gire hacia la derecha
1/4 – 1/2	Gire hacia la izquierda

- Si la senoide tiene concavidad hacia abajo, indica la presencia de un máximo, ya sea de 0 – 1/4 o 1/4 -1/2 de la imagen cilíndrica.

0 – 1/4	Gire hacia la derecha
1/4 – 1/2	Gire hacia la izquierda

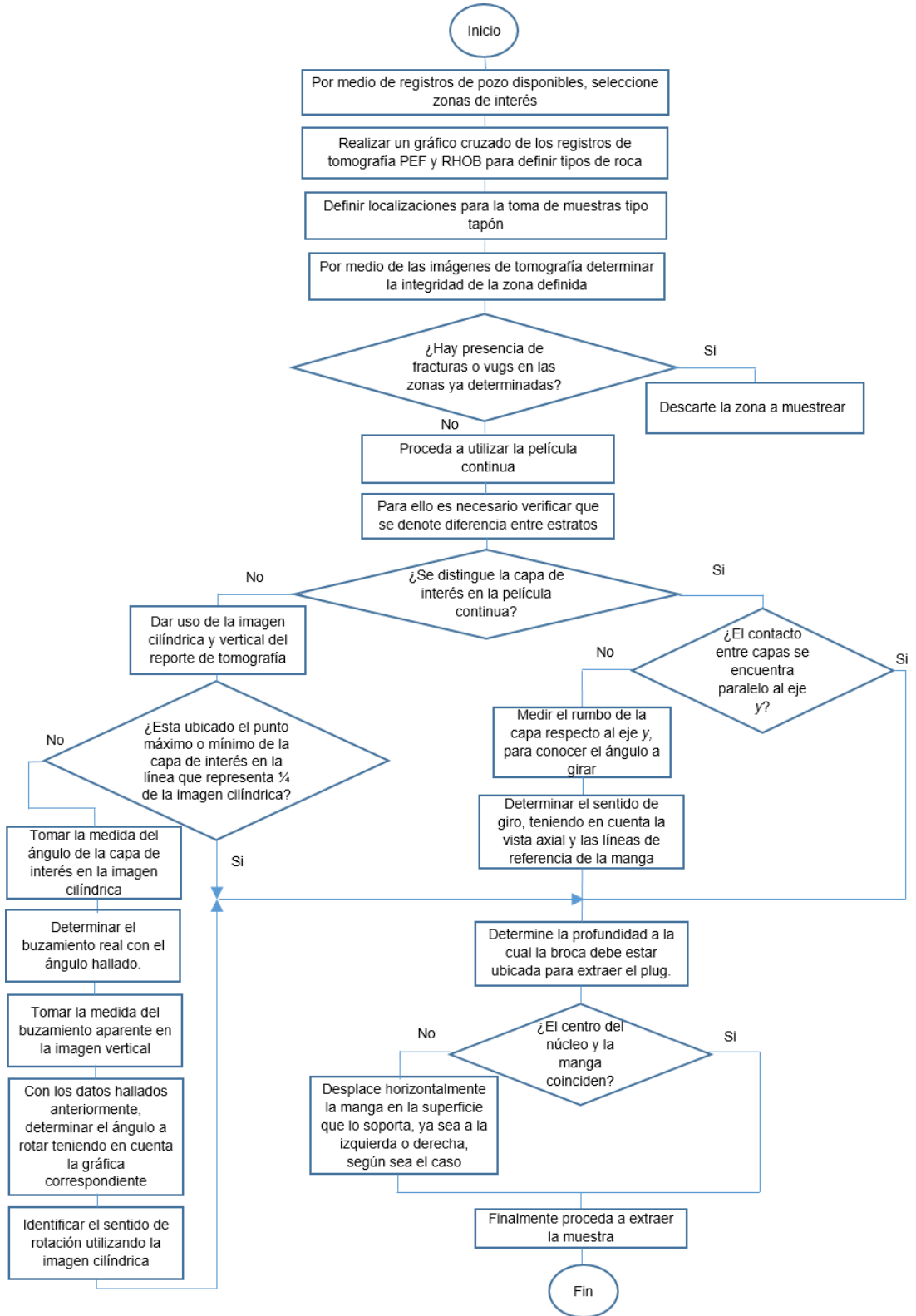
6. Luego es necesario determinar la profundidad en el núcleo a la cual la broca debe estar ubicada, para obtener el plug del centro de la capa de interés. Para un mayor entendimiento, dirigirse a la figura 32 y utilice la ecuación 3.
7. Una vez, determinada la profundidad a la cual se extraerá el plug, la manga debe ser desplazada horizontalmente en la superficie que lo soporta, para asegurar

que el plug extraído cuente con una longitud equivalente al diámetro del núcleo. Para ello, debe dirigirse al numeral 2.3.

8. Realizada las indicaciones ya nombradas, se procede a extraer el plug, asegurando de esta manera la obtención de la muestra de un solo litotipo y con una longitud equivalente al diámetro del núcleo.

**NOTA 3:** Es importante recalcar, que para estratificaciones más complejas como lo es el caso de la estratificación cruzada en artesa, también es posible dar uso de la presente metodología, ya que este tipo de estratificación igualmente tendrá una posición en la cual, la capa estará como filo.

Figura 37. Diagrama de flujo de la metodología planteada.



## 2.6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.

Basado en los primeros cuatro pasos de la metodología, se define para el ejemplo que el estrato de interés está posicionando en donde se señala el corte axial, mostrado en la figura 38. A su vez, se determina que la sección a trabajar cuenta con una integridad del núcleo apta para la aplicación de la metodología.

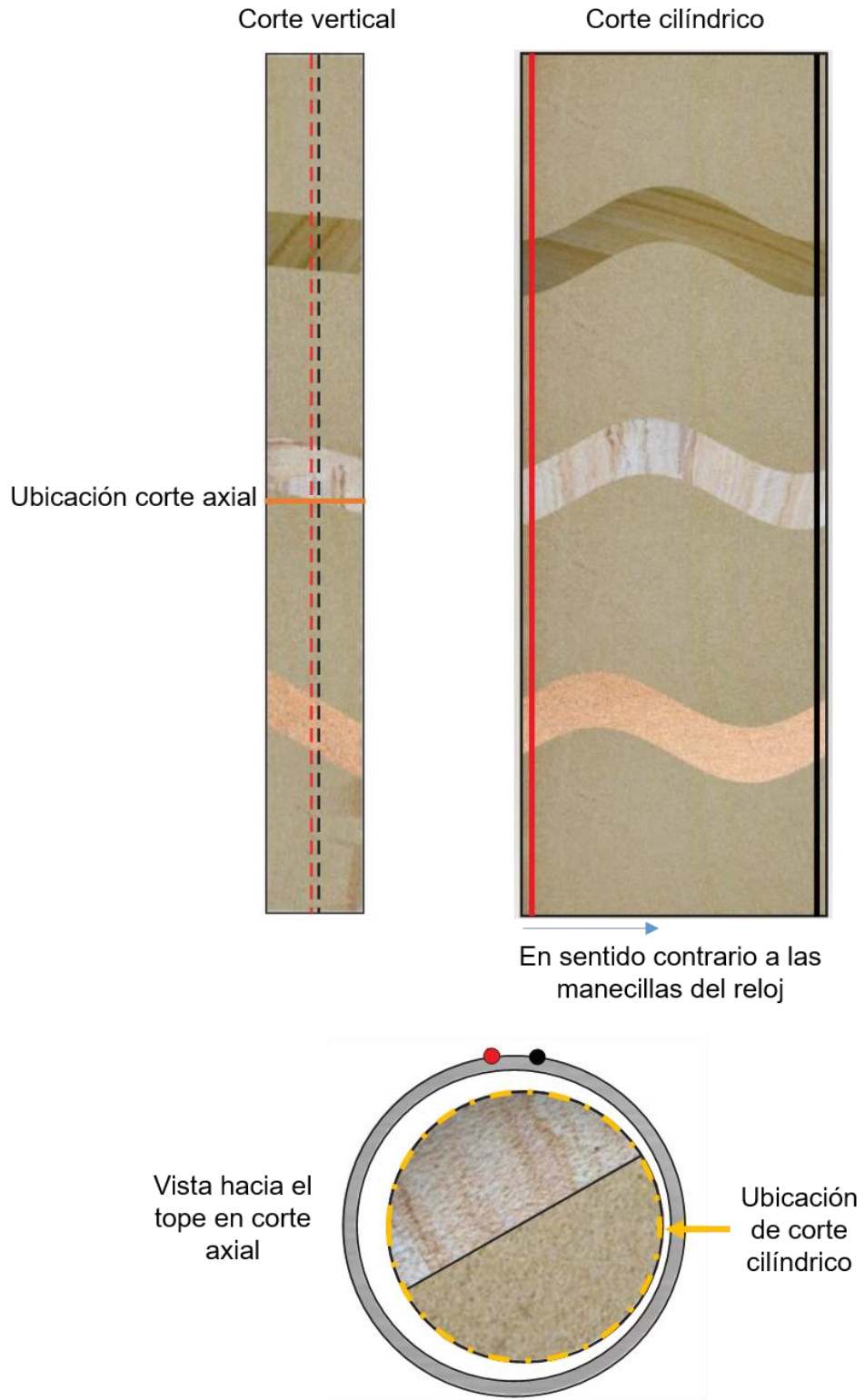
Datos sintéticos:

1. Diámetro del núcleo: 4 in.
2. Longitud del núcleo: 3 ft.
3. Diámetro externo de la manga de aluminio: 5 in.
4. Espesor de la capa de interés: 2 in.
5. La capa de interés se encuentra entre las profundidades de 6613,4 a 6613,58 ft

Para el caso-ejemplo se tendrá como referencia las siguientes imágenes las cuales representan las dadas por un reporte de tomografía.

A continuación, se muestran la orientación del núcleo del caso ejemplo:

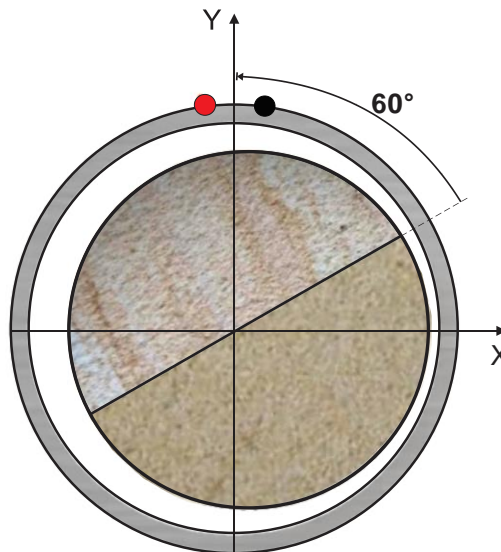
**Figura 38. Líneas guías de orientación del núcleo.**



### Opción inicial de la metodología.

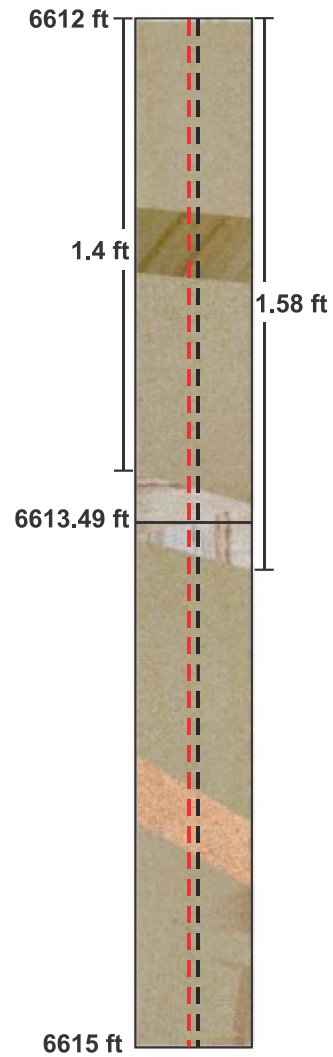
1. Inicialmente se debe tomar como referencia la película continua y verificar si es posible dar uso de esta. Para ello, se debe tener en cuenta, que la capa de interés ya definida, se denota a la hora de visualizar la película, de lo contrario es necesario utilizar la segunda opción planteada, la cual será desarrollada más adelante. Para el caso ejemplo se evidencia que es viable la utilización de la película continua, debido a que se denota diferencia entre capas, por lo cual se procede a medir el rumbo en el plano XY
2. Teniendo en cuenta el ángulo medido, se procede a girar la manga, basado en que el contacto litológico debe formar  $90^\circ$  respecto a la horizontal. Para el presente ejemplo, el sentido de rotación de la manga debe ser hacia la izquierda, respecto a las líneas de orientación (línea negra y roja) como lo es indicado en la tabla 2.

**Figura 39. Indicación de giro para el ejemplo**



3. Luego es necesario determinar la profundidad en el núcleo a la cual la broca debe estar ubicada, para obtener el plug del centro de la capa de interés, para ello es necesario determinar  $h_1$  y  $h_2$ , como se ilustra en la figura 40.

Figura 40. Imagen explicativa para hallar la profundidad a la cual extraer el plug.



$$h = \frac{h_2 - h_1}{2} + h_1$$

$$h = \frac{6613,58 - 6613,4}{2} + 6613,4$$

$$h = 6613,49 \text{ ft}$$

Donde;

**h:** Distancia adecuada para la extracción del plug

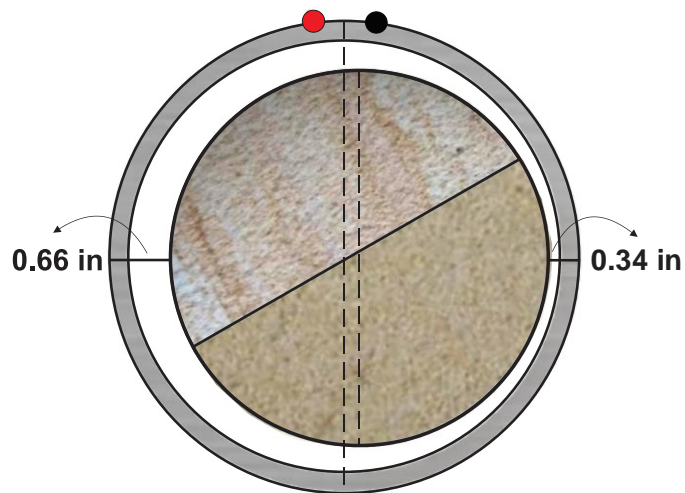
**h1:** Distancia que hay entre el tope del núcleo y el tope de la capa de interés.

**h2:** Distancia que hay entre el tope del núcleo y la base de la capa de interés.

4. Se procede a determinar la magnitud y el sentido del desplazamiento horizontal que debe ser aplicado en esta, respecto a la superficie que lo soporta. Esto con el fin de asegurar que la broca entre perpendicular al núcleo.

Cabe recalcar, que la siguiente figura representa la vista inferior la cual debe ser tomada de la película continua, procedente del reporte de tomografía.

**Figura 41. Toma de datos en la vista inferior para el ejemplo.**



Una vez, se mida la distancia indicada, debe ingresarse el dato en la ecuación

$$D = |R - r - a|$$

Donde, D: distancia a desplazar

R: radio externo de la manga.

r: radio del núcleo.

a: distancia medida

$$D = |2,5 - 2 - 0,66| \text{ ó } D = |2,5 - 2 - 0,34|$$

$$D = 0,16 \text{ in}$$

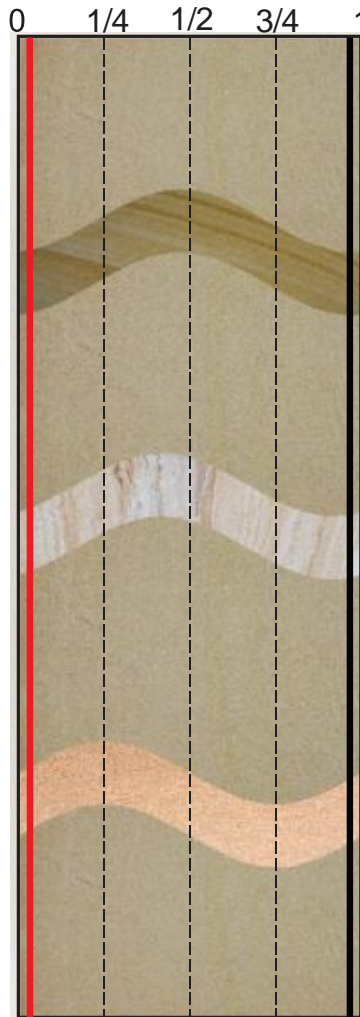
4. Finalmente se procede a extraer el plug, como se visualiza en la página 86.

Si llegase a ser el caso en el cual, la visualización entre capas en la película continua, no fuese muy claro, sería necesario utilizar la **opción dos de la metodología**.

1. Inicialmente, en la imagen cilíndrica se debe revisar si es necesario aplicar la metodología. Para este caso ejemplo, como ya fue nombrado, la capa de interés se encuentra entre las profundidades de 6613,4 a 6613,58 ft, por lo tanto, en esta sección es necesaria la evaluación de las condiciones.

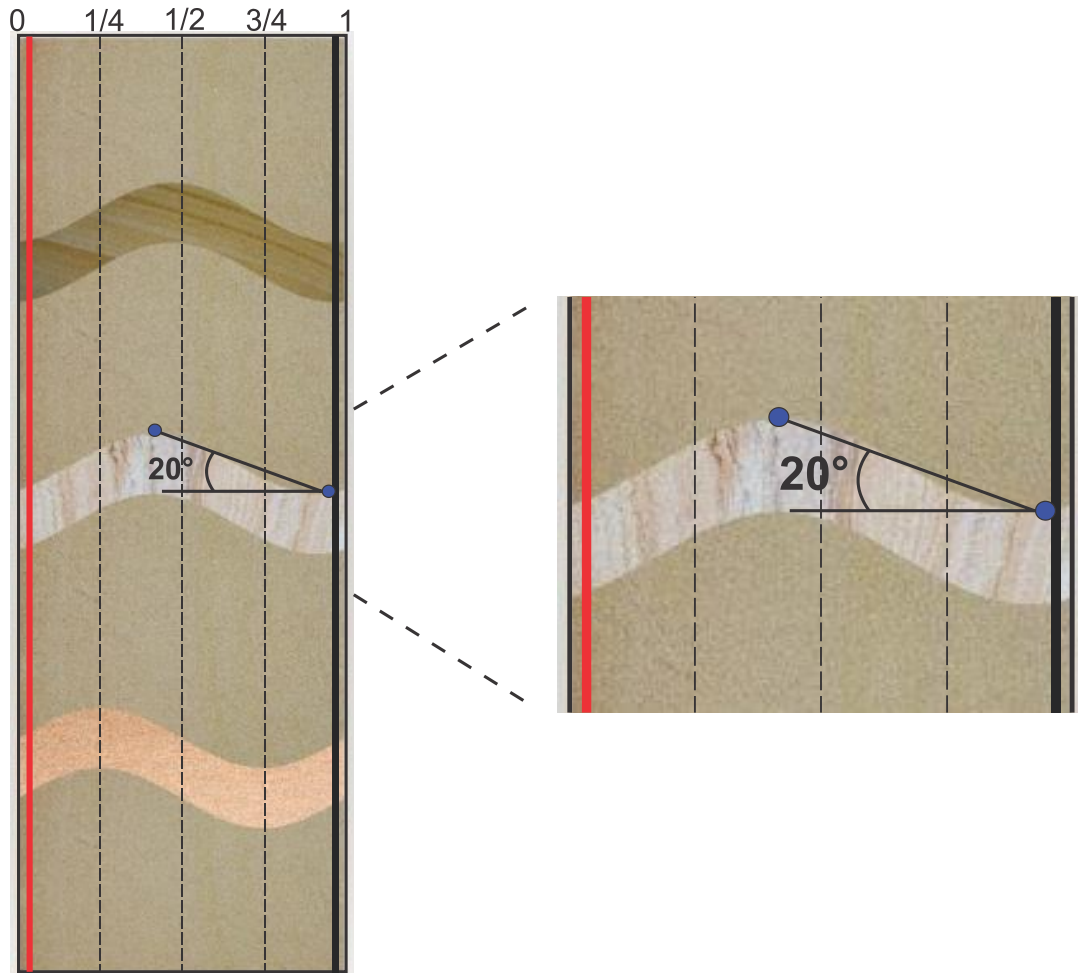
Como se ilustra, en la imagen cilíndrica no hay presencia de un máximo o un mínimo en la línea que representa  $\frac{1}{4}$  de esta, lo que indica que el estrato de interés no está como filo.

Figura 42. Imagen cilíndrica para el ejemplo.



2. Una vez identificado que la capa de interés no está como filo, se procede a determinar el ángulo en la imagen cilíndrica, que forma el punto máximo y mínimo de la senoide, como se ilustra en la Figura 43.

Figura 43. Ángulo alfa en la imagen cilíndrica, para el ejemplo.



Una vez hallado el ángulo, se procede a determinar el buzamiento real a partir de la siguiente fórmula:

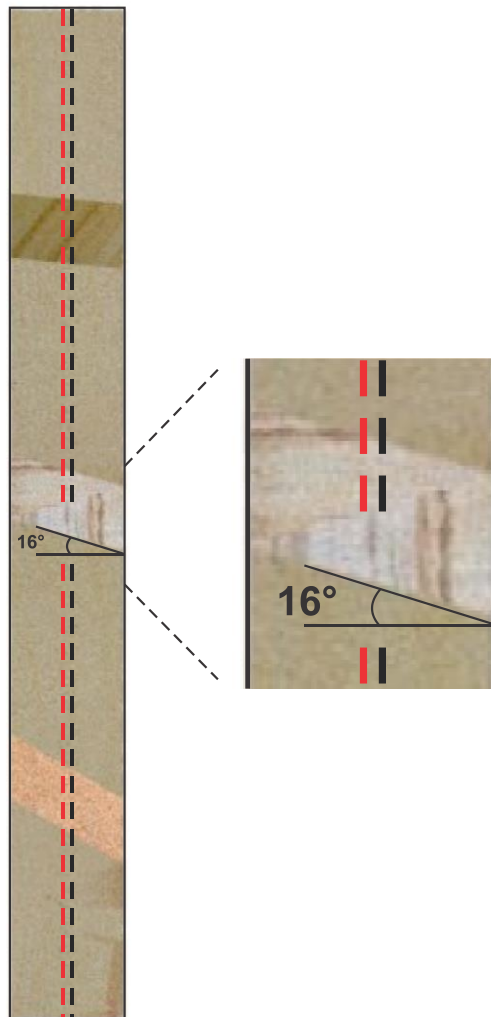
$$B_z = \frac{-0,4221 + \sqrt{\frac{5,977 + \alpha}{41,667}}}{0,012}$$

$$B_z = \frac{-0,4221 + \sqrt{\frac{5,977 + 20}{41,667}}}{0,012}$$

$$B_z = 30,6^\circ$$

3. Luego debe ser tomada la medida del buzamiento aparente en la imagen vertical como se ve en la figura 44. Para el presente caso es un corte vertical posterior.

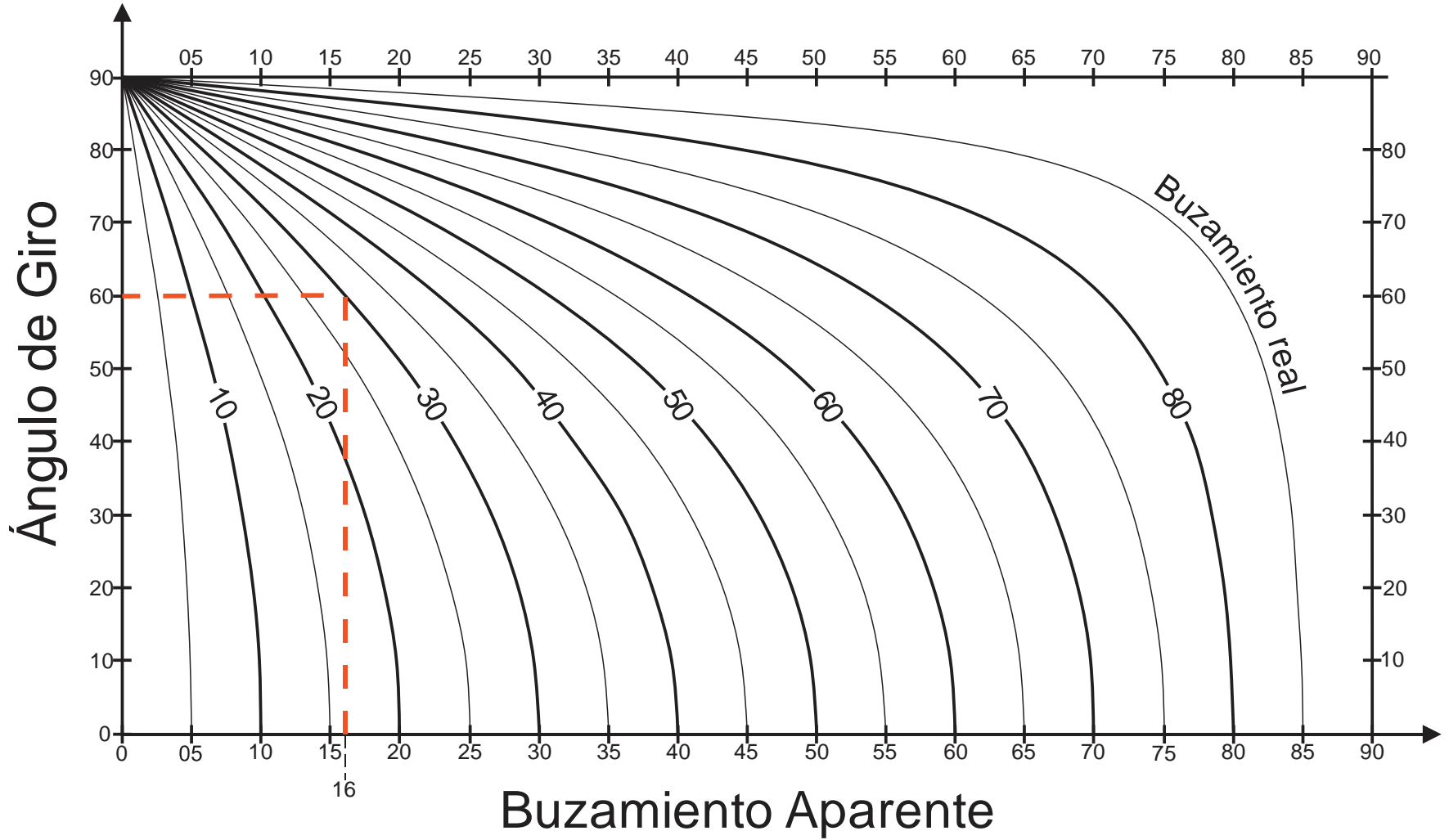
**Figura 44. Ejemplo del buzamiento aparente medido en el corte vertical.**



4. Teniendo en cuenta los dos valores anteriormente calculados (buzamiento aparente y real) se procede a seleccionar la gráfica, teniendo en cuenta que el corte vertical es el posterior.

- Si la imagen vertical es un corte frontal/posterior, la gráfica a utilizar es:

**Figura 45. Gráfica para hallar ángulo a rotar corte XZ, para el ejemplo.**



Como se puede evidenciar en la figura 45, el ángulo con el cual debe ser rotada la manga es de 60°.

**Nota 4:** Como una opción alternativa para girar la manga es a través de longitud de arco en lugar de tener como referencia el ángulo a rotar. Para ello se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$L_{\text{arco}} = \frac{2\pi * r * \theta}{360}$$

Donde:

$L_{\text{arco}}$ : longitud del arco (in)

r: radio externo de la manga (in)

$\theta$ : ángulo de giro (°)

**Tabla 3. Longitud de arco para diferentes ángulos de giro  $\theta$ .**

r (in)	$\theta$ (°)	$L_{\text{arco}}$ (in)
2,5	5	0,22
2,5	10	0,44
2,5	15	0,65
2,5	20	0,87
2,5	25	1,09
2,5	30	1,31
2,5	35	1,53
2,5	40	1,75
2,5	45	1,96
2,5	50	2,18
2,5	55	2,40
<b>2,5</b>	<b>60</b>	<b>2,62</b>
2,5	65	2,84
2,5	70	3,05
2,5	75	3,27
2,5	80	3,49
2,5	85	3,71

La tabla muestra el ejemplo del cálculo de la longitud de arco para diferentes ángulos de giro  $\theta$ , cuando el radio de la manga es 2,5 in.

5. Después de conocer el valor a girar, se procede a identificar el sentido de rotación teniendo en cuenta la concavidad que existe en la senoide, entre las líneas que representan 0 y 1/2 de la imagen cilíndrica.

Siguiendo las indicaciones de la metodología es posible determinar que el sentido de rotación de la manga es hacia la izquierda.

6. Los pasos siguientes son idénticos a los indicados a partir del paso 3 de la opción inicial de la metodología para este caso ejemplo.

**Figura 46. Representación en 3D de un plug extraído para el ejemplo.**

**Página dejada intencionalmente en blanco, con el fin de ser utilizada para una ilustración en 3D**

### 3. CONCLUSIONES.

- Con esta metodología se garantiza una extracción adecuada del plug, logrando que la muestra cuente con un solo litotipo y con una longitud equivalente al diámetro del núcleo, dando como resultado la disminución de los costos del proceso de extracción de muestras, debido a que se está garantizando que ésta sea apta para el análisis en laboratorio.
- Para los valores del ángulo de giro se tuvieron en cuenta entre  $0^\circ$  a  $90^\circ$  debido a que la determinación del ángulo a rotar es posible ser conocida en intervalos de  $\frac{1}{4}$  de la imagen cilíndrica, la cual a su vez representa  $90^\circ$  de la totalidad del núcleo.
- La verificación del espesor de la unidad de interés es importante realizarla antes de llevar a cabo la extracción del plug para garantizar que sea mayor al diámetro de la broca, de lo contrario no se puede asegurar que el plug extraído este compuesto de un solo litotipo.
- La profundidad donde se va a extraer el plug es medida teniendo en cuenta la marcación en la manga, por lo cual errores en la preservación (núcleo más corto que la manga) afectarían directamente el valor de la profundidad determinada para la extracción de plugs, esto provoca inconvenientes en la aplicación de la metodología.
- Para pozos horizontales donde la sección está constituida de un solo litotipo no es necesario aplicar la metodología.

#### **4. RECOMENDACIONES.**

- Se recomienda que las empresas de tomografía, especifiquen en los reportes, las vistas con las cuales se están entregando las imágenes, ya que en algunas ocasiones los informes no son claros con esta información.
- La toma de los datos debe realizarse de manera cuidadosa para no incurrir en posibles errores que puedan afectar la aplicación de la presente metodología.
- Se recomienda desarrollar un software que permita cargar las imágenes cilíndricas y verticales para medir los ángulos directamente sobre ella e indicar el ángulo de giro.

## BIBLIOGRAFÍA

A CATALOG OF PETROPHYSICAL AND GEOLOGICAL PROPERTIES OF TYPICAL RESERVOIR ROCKS. 1995. Houston.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Recommended Practices for Core Analysis 40. Segunda edición, febrero 1998.

ANDERSEN Mark, DUCAN Brent, McLin Ryan. Los nucleos en la evaluación de formaciones. Oilfield review, Schlumberger. Houston, Texas, EUA. 2013.

CAMARGO P. JORGE A. Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto. 2008

CARMONA TORRES Diana Gabriela, FERNÁNDEZ SÁNCHEZ Víctor Iván. Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros. Proyecto de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2014.

COLIN McPHEE, JULES REED, IZASHUN ZUBIZARRETA. Core analysis: A best practice guide. Developments in Petroleum Science Volumen 64, 2015.

DULIU Octavian G. Computer Axial Tomography in Geosciences: an Overview. Department of Atomic and Nuclear Physics, University of Bucharest. 1999.

GLOVER Paul, Chapter 4: Coring, preservation and handling, Formation Evaluation MSc Course Notes.

HALDORSEN Helge. Simulator parameter assignment and the problem of scale in reservoir engineering. SOHIO Petroleum Company, San Francisco, California, 1986.

KAYSER Andreas, KACKSTEDT Mark, ZIAUDDIN Murtaza, Una observación más detallada de la geometría de los poros. Oilfield review, Schlumberger. 2006.

MEJIA ROMERO CARLOS HERNAN. Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción en campos maduros. Proyecto de grado UIS. 2011.

OCTAVIAN G. DULIE. Computer axial tomography in geosciences: an overview.

ORTIZ Andres, PLATA José, HERRERA Edwar, SANTOS Nicolas. Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. Revista fuentes Volumen 13. UIS, Ene/Jun 2013.

## ANEXOS

### Anexo 1.

	Vista frontal		Vista lateral		
	Buzamiento aparente	Giro (°)	Buzamiento aparente	Giro (°)	
<b>Buzamiento real: 5°</b>	5	0	0	0	
	4,92	10	0,87	10	
	4,7	20	1,71	20	
	4,34	30	2,51	30	
	3,83	40	3,22	40	
	3,22	50	3,83	50	
	2,5	60	4,33	60	
	1,71	70	4,7	70	
	0,87	80	4,92	80	
	0	90	5	90	
	<b>Buzamiento real: 10°</b>	Vista frontal		Vista lateral	
		Buzamiento aparente	Giro (°)	Buzamiento aparente	Giro (°)
10		0	0	0	
9,85		10	1,75	10	
9,42		20	3,59	20	
8,68		30	5,05	30	
7,69		40	6,44	40	
6,46		50	7,69	50	
5,03		60	8,69	60	
3,44		70	9,41	70	
1,81		80	9,85	80	
0		90	10	90	
<b>Buzamiento real: 15°</b>	Vista frontal		Vista lateral		
	Buzamiento aparente	Giro (°)	Buzamiento aparente	Giro (°)	
	15	0	0	0	
	14,78	10	2,67	10	
	14,13	20	5,25	20	
	13,07	30	7,63	30	
	11,6	40	9,77	40	
	9,77	50	11,6	50	
	7,63	60	13,07	60	
	5,25	70	14,13	70	

	2,67	80	14,78	80
	0	90	15	90
<b>Buzamiento real: 20°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>	
	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	20	0	0	0
	19,72	10	3,58	10
	18,88	20	7,10	20
	17,5	30	10,25	30
	15,5	40	13,16	40
	13,16	50	15,50	50
	10,25	60	17,50	60
	7,1	70	18,88	70
	3,58	80	19,72	80
	0	90	20	90
	<b>Buzamiento real: 25°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>
<b>Buzamiento aparente</b>		<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
25		0	0	0
24,67		10	4,63	10
23,66		20	9,06	20
21,99		30	13,12	30
19,66		40	16,69	40
16,69		50	19,66	50
13,12		60	21,99	60
9,06		70	23,66	70
4,63		80	24,67	80
0		90	25	90
<b>Buzamiento real: 30°</b>		<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>
	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	30	0	0	0
	29,62	10	5,8	10
	28,48	20	11,17	20
	26,57	30	16,1	30
	23,86	40	20,36	40
	20,36	50	23,86	50
	16,1	60	26,57	60
	11,17	70	28,48	70
	5,73	80	29,62	80
	0	90	30	90
		<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>

<b>Buzamiento real: 35°</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	35	0	0	0
	34,59	10	6,93	10
	33,35	20	13,47	20
	31,23	30	19,3	30
	28,21	40	24,23	40
	24,23	50	28,21	50
	19,3	60	31,23	60
	13,47	70	33,35	70
	6,93	80	34,59	80
	0	90	35	90
	<b>Buzamiento real: 40°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>
<b>Buzamiento aparente</b>		<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
40		0	0	0
39,57		10	8,29	10
38,14		20	16,1	20
36		30	22,76	30
32,52		40	28,52	40
28,34		50	32,72	50
22,8		60	36	60
16,01		70	38,26	70
8,3		80	39,6	80
0		90	40	90
<b>Buzamiento real: 45°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>	
	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	45	0	0	0
	44,56	10	9,85	10
	43,22	20	18,88	20
	40,89	30	26,56	30
	37,46	40	32,73	40
	32,73	50	37,46	50
	26,57	60	40,9	60
	18,88	70	43,22	70
	9,85	80	44,56	80
	0	90	45	90
<b>Buzamiento real: 50°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>	
	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	50	0	0	0
	49,57	10	11,69	10

	48,24	20	22,18	20
	45,91	30	30,79	30
	42,39	40	37,45	40
	37,45	50	42,39	50
	30,79	60	45,9	60
	22,18	70	48,24	70
	11,69	80	49,57	80
	0	90	50	90
<b>Buzamiento real: 55°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>	
	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	55	0	0	0
	54,59	10	13,93	10
	53,31	20	26,03	20
	51,04	30	35,53	30
	47,57	40	42,55	40
	42,55	50	47,57	50
	35,53	60	51,04	60
	26,03	70	53,31	70
	13,93	80	54,59	80
	0	90	55	90
<b>Buzamiento real: 60°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>	
	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	60	0	0	0
	59,62	10	16,74	10
	58,4	20	30,6	20
	56,31	30	40,89	30
	53	40	48	40
	48,07	50	53	50
	40,89	60	56,31	60
	30,64	70	58,43	70
	16,74	80	59,62	80
	0	90	60	90
<b>Buzamiento real: 65°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>	
	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	65	0	0	0
	64,66	10	20,42	10
	63,61	20	36,26	20
	61,7	30	47	30
	58,67	40	54,04	40
54,04	50	58,67	50	

	47	60	61,7	60
	36,26	70	63,61	70
	20,42	80	64,66	80
	0	90	65	90
<b>Buzamiento real: 70°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>	
	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	70	0	0	0
	69,71	10	25,51	10
	68,83	20	43,22	20
	67,2	30	53,95	30
	64,59	40	60,48	40
	60,48	50	64,58	50
	53,95	60	67,2	60
	43,22	70	68,83	70
	25,51	80	69,72	80
	0	90	70	90
	<b>Buzamiento real: 75°</b>	<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>
<b>Buzamiento aparente</b>		<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
75		0	0	0
74,78		10	32,95	10
74,08		20	51,92	20
72,81		30	61,81	30
70,72		40	67,37	40
67,37		50	70,72	50
61,81		60	72,81	60
51,92		70	74,08	70
32,95		80	74,78	80
0		90	75	90
<b>Buzamiento real: 80°</b>		<b>Vista frontal</b>		<b>Vista lateral</b>
	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>	<b>Buzamiento aparente</b>	<b>Giro (°)</b>
	80	0	0	0
	79,85	10	44,56	10
	79,36	20	62,46	20
	78,48	30	70,58	30
	77,2	40	74,9	40
	74,66	50	77,04	50
	70,61	60	78,64	60
	62,73	70	79,36	70
	44,71	80	79,88	80
	0	90	80	90

	Vista frontal		Vista lateral		
	Buzamiento aparente	Giro (°)	Buzamiento aparente	Giro (°)	
<b>Buzamiento real: 85°</b>	85	0	0	0	
	84,92	10	63,27	10	
	84,62	20	75,14	20	
	84,23	30	80,06	30	
	83,44	40	82,18	40	
	82,23	50	83,48	50	
	80,08	60	84,2	60	
	75,64	70	84,68	70	
	63,21	80	84,9	80	
	0	90	85	90	
	<b>Buzamiento real: 90°</b>	Vista frontal		Vista lateral	
		Buzamiento aparente	Giro (°)	Buzamiento aparente	Giro (°)
85		0	0	0	
84,92		10	63,27	10	
84,62		20	75,14	20	
84,23		30	80,06	30	
83,44		40	82,18	40	
82,23		50	83,48	50	
80,08		60	84,2	60	
75,64		70	84,68	70	
63,21		80	84,9	80	
0		90	85	90	