

Diseño y Construcción de un Equipo para Creación de Plugs Sintéticos con Fines Académicos
en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos

María Magdalena Manrique Castillo

Wendy Julieth Torres Díaz

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieras de Petróleos

Director:

Félix Arenas Rueda

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A mi padre y a mi madre quienes han hecho hasta el mayor sacrificio por hacer de mí la persona que soy ahora y que con humildad y perseverancia han logrado culminar este sueño.

A mi hermano quien ha sido mi fiel compañía siempre y de quien espero siempre ser su ejemplo a seguir.

A Baldomero quien ha estado presente en cada momento difícil y también en cada alegría.

A mi Tata que me ha entregado todo su amor desde mi primer día.

A la tía Miriam, la tía Yolis, Tatis y Yelitos que me han acompañado desde que toda esta aventura en la Universidad comenzó.

A toda mi familia por brindarme siempre tanto amor.

A mi amiga y compañera Wendy con quien hemos culminado una etapa de trabajo en equipo, siendo siempre comprensivas, apoyándonos y perseverando en cada dificultad.

A Lina por apoyarme y brindarme la mejor de las amistades.

A todos mis amigos en la universidad con quienes compartí las mejores experiencias, Diego, Lina, Julián R, Alejo, Mapis, Lau, Wendy, Javi, Daniel, Sergio, Stephanny, Aura, Julián H, Silvia, Hiroshi, Dani A, Gustavo, Daniela.

A la banda quienes me han acompañado a descubrir diferentes horizontes y formas de ver la vida, Lau, Mapis, Sebitas, Alejo, Leyner, Andrés, Camilo, Osquitar, Miguel, Gafas.

María Magdalena Manrique.

*A Dios que ha sido siempre mi compañía, quién me llena de fuerza y valentía, mostrándome siempre su apoyo,
su protección y su inmenso amor. Cada logro en mi vida, eternamente a Él.*

*A mi mamita hermosa por su incondicional apoyo, sacrificio y su ejemplo diario de fortaleza. A mis preciosas
hermanitas que tanto amo, que son fuente de alegría en mi vida y con quienes cualquier preocupación se olvida. A mi
Reinita Xime que siempre ha sido mi mayor ejemplo a seguir quien me muestra que todas las metas por las cuales
trabajemos se hacen realidad. A mis princess Vale y Cris de quien quiero ser ejemplo con quienes estoy inmensamente
agradecida por día a día enseñarme y hacerme una mejor persona.*

*A mi papito lindo por su amor, protección, sacrificio y buenos consejos para culminar esta etapa con
humildad.*

*A mi nonita Adela por ser siempre una madre para mí, por sus infinitos consejos, sus reconfortantes caricias, y
su amor incondicional.*

*A Dani por ser mi compañía y apoyo durante mi carrera, por ser parte de este lindo proceso y a quien tengo
gran cariño e infinita gratitud.*

*A mi mejor amiga por siempre Cami por su apoyo incondicional, por sus correcciones y ayuda en este
proyecto, por ser muestra de sabiduría y sus buenos consejos. A mis mellis, aleja y Guaquis por tantos años de amistad
y de historias increíbles.*

*A mi amiga y compañera de tesis Malefica con quien además de una linda amistad logramos culminar con
esfuerzo este proyecto, por su comprensión, apoyo y por ser el mejor complemento.*

*A Male, Mapis, Lina, Sergio, Dani Q, Alejo N, Alejo C, y Felipe C. por hacer de mi universidad una de las
mejores etapas de mi vida que conservo bajo una gran cantidad de recuerdos.*

Wendy Torres D.

Agradecimientos

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos al profesor Félix Arenas Rueda quien ha sido un director excepcional, siempre dispuesto corregir, ayudar, apoyar y brindar los mejores consejos; por su confianza, disposición, dedicación y respaldo durante todo este maravilloso proceso.

A Mauricio Álvarez, integrante del laboratorio de Análisis de fluidos y Análisis Petrofísicos por toda su paciencia, apoyo, asesoría y valiosa colaboración durante el trabajo.

Al ingeniero Aurel Danciu de PetroSantander Colombia por ser de gran ayuda en las modificaciones del equipo, por su apoyo y respaldo constante durante este proyecto.

A Camilo Costa y Camila Suárez por su importante colaboración; sus aportes fueron indispensables para la culminación exitosa de nuestro proyecto.

Al profesor Fernando Calvete por todo su apoyo y su amistad

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Objetivos	18
1.1 Objetivo General.....	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Marco de Referencia	19
2.1 Tapón Sintético	19
2.2 Fabricación de núcleos sintéticos.....	20
2.2.1 Proceso de fabricación	21
2.2.1.1 Método de compactación en seco	21
2.2.1.2 Método de vibración	22
2.2.1.3 Método de fundición	22
2.2.1.4 Método de llenado de arena	22
2.2.2 Proceso de cementación.....	22
2.3 Evaluación de Plugs Sintéticos	23
2.3.1 Saturación.....	23
2.3.1.1 Métodos para la extracción de fluidos	25
2.3.2 Porosidad.....	27
2.3.2.1 Porosidad Absoluta	28
2.3.2.2 Porosidad Efectiva	29
2.3.2.3 Porosidad Primaria	29
2.3.2.4 Porosidad Secundaria	29

2.3.2.5 Factores que afectan la porosidad	30
2.3.2.5.1 Tipo de empaque	30
2.3.2.5.2 Presencia de material cementante	31
2.3.2.5.3 Geometría y distribución del tamaño de los granos.....	31
2.3.2.5.4 Presión de las capas suprayacentes	32
2.3.3 Permeabilidad.....	33
2.3.3.1 Permeabilidad Absoluta (K_a).....	34
2.3.3.2 Permeabilidad Efectiva (K_{ef}).....	34
2.3.3.3 Permeabilidad Relativa (K_r)	35
2.3.4 Presión Capilar	36
2.3.5 Propiedades eléctricas	39
2.3.5.1 Factor de Resistividad de la Formación.....	39
3. Diseño, Construcción y funcionamiento del equipo	40
3.1 Diseño y ensamblaje completo del equipo.....	42
3.1.1 Soporte Máquina	43
3.1.2 Recibidor de Golpe	44
3.1.3 Conjunto Leva.....	44
3.1.4 Conjunto Mazo.....	45
3.1.5 Bloque de madera.....	46
3.1.6 Cilindro molde	46
3.2 Consecución de los materiales y construcción del equipo	47
3.3 Principio de funcionamiento del equipo	47
3.4 Pruebas de funcionamiento	48

4. Selección y preparación de arenas	48
5. Construcción de núcleos sintéticos Arena/ Endurecedor	49
5.1 Inicio de las pruebas.....	49
5.2 Fabricación de núcleos y resultados.....	51
6. Pruebas de permeabilidad en núcleos sintéticos Arena/Endurecedor	55
7. Construcción de núcleos sintéticos Arena/ Endurecedor/Agente Reductor	56
7.1 Descripción de los Agentes reductores de Permeabilidad	57
7.2 Fabricación de núcleos Arena/ Endurecedor/Agente Reductor y resultados	57
9. Conclusiones	61
10. Recomendaciones.....	62
Referencias Bibliográficas	63

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Variables de entrada y de Salida de las pruebas experimentales para la creación de plugs	19
Tabla 2. Evaluación de la Porosidad y Permeabilidad	30
Tabla 3. Partes generales del equipo	42
Tabla 4. Partes del Soporte Máquina	43
Tabla 5. Partes del Conjunto Leva	45
Tabla 6. Partes del Conjunto Mazo	46
Tabla 7. Resultados obtenidos utilizando 160 gr de arena y 3 golpes en el Plug Maker	51
Tabla 8. Resultados obtenidos utilizando 160 gr de arena y 8 golpes en el Plug Maker	53
Tabla 9. Resultados obtenidos utilizando variadas configuraciones en los paquetes de arena en el Plug Maker	54
Tabla 10. Resultados obtenidos utilizando Arena/Endurecedor/ARPP	57

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Tapón Sintético artificial.	20
Figura 2. Empaque Arreglo Ortorrómico y Arreglo Romboédrico.	31
Figura 3. Empaque Arreglo Ortorrómico y Arreglo Romboédrico.	32
Figura 4. Variación en la forma de los granos.	32
Figura 5. Visualización de la Porosidad Efectiva (Poros Conectados).....	35
Figura 6. Esquemas que ilustran el fenómeno de mojabilidad y presión capilar mediante dos fluidos conocidos. Nota: Adaptado de Figueroa, (2013). De La Garza, (2007).	37
Figura 7. Ensamblaje Completo de Equipo Plug Maker.....	41
Figura 8. Partes Generales de Equipo Plug Maker.	42
Figura 9. Conjunto Soporte Máquina Equipo Plug Maker.	43
Figura 10. Recibidor de Golpe Equipo Plug Maker.	44
Figura 11. Conjunto Leva Equipo Plug Maker.	44
Figura 12. Conjunto Mazo Equipo Plug Maker.	45
Figura 13. Bloque de Madera Equipo Plug Maker.	46
Figura 14. Cilindro Molde Equipo Plug Maker.	46
Figura 15. Plug Inicial No Consolidado	52
Figura 16. Plugs Consolidados de Arenas Fina, Media y Gruesa.....	53
Figura 17. Plugs Consolidados de Diferentes Configuraciones para Inicio de Pruebas Petrofísicas.	55
Figura 18. Plug Consolidado 1c Arena/Endurecedor/ARPP.	58
Figura 19. Plug Consolidado 2c Arena/Endurecedor/ARPP.	58

Figura 20. Plug Consolidado 3c Arena/Endurecedor/ARPP.	59
Figura 21. Plug Consolidado 4c Arena/Endurecedor/ARPP.	59
Figura 22. Plug Consolidado 5c Arena/Endurecedor/ARPP.	60
Figura 23. Plug Consolidado 6c Arena/Endurecedor/ARPP.	60

Lista de Apéndices

**(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la
Biblioteca UIS)**

Apéndice A. Diseño y Planos de equipo Plug Maker.

Resumen

Título: Diseño y Construcción de un Equipo para Creación de Plugs Sintéticos con Fines Académicos en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos*.

Autores: María Magdalena Manrique Castillo
Wendy Julieth Torres Díaz**

Palabras clave: Tapón Sintético, Arena, Endurecedor, Agentes reductores de permeabilidad.

Descripción:

El trabajo presentado surge a partir de la necesidad que se tiene en el laboratorio de Análisis Petrofísicos el cual no cuenta con un equipo para construir tapones sintéticos, es por eso que se procede a diseñar el Plug Maker, que es un equipo práctico, sencillo y dinámico que permite a los usuarios diseñar y construir diferentes configuraciones de tapones sintéticos para su posterior uso en el laboratorio, siendo útiles al momento de realizar las diferentes pruebas y conocer los diferentes equipos y procedimientos disponibles en el mismo. El diseño del equipo tomó como base el principio de funcionamiento del “315 Sand Rammer”, equipo empleado en pruebas de arenas de fundición que compacta material a granel por caída libre y con gran aplicación para determinar la compactibilidad de arenas para ser analizadas en laboratorios de Ingeniería Metalúrgica como parte práctica de algunas asignaturas.

Posterior a la construcción del equipo, se construyen diferentes tapones sintéticos con distintas configuraciones de arenas y endurecedor o arenas, endurecedor y agentes reductores de permeabilidad los cuales se encuentran en registros tomados durante el proceso, y son mostrados uno a uno en el libro, resultando exitoso el trabajo realizado, es posible implementar esta nueva práctica a la asignatura de Análisis Petrofísicos.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Félix Arenas Rueda, Ingeniero de Petróleos.

Abstract

Title: Design and construction of an equipment for the creation of Synthetic Plugs for academic purposes in the petrophysical analysis laboratory*.

Authors: María Magdalena Manrique Castillo

Wendy Julieth Torres Díaz**

Keywords: Synthetic Plug, Sand, Hardener, Permeability reducing agents.

Description:

The work presented arises from the need in the Petrophysics Analysis laboratory which does not have a team to build synthetic plugs, that is why we proceed to design the Plug Maker, which is a practical, simple and dynamic equipment that allows users to design and build different configurations of synthetic plugs for later use in the laboratory, being useful at the time of performing the different tests and knowing the different equipment and procedures available in it. The design of the equipment was based on the principle of operation of the "315 Sand Rammer", equipment used in tests of foundry sands that compacts bulk material by free fall and with great application to determine the compactibility of sands to be analyzed in laboratories of Metallurgical Engineering as a practical part of some subjects.

After the construction of the equipment, different synthetic plugs are constructed with different configurations of sands and hardener or sands, hardener and permeability reducing agents which are found in records taken during the process, and are shown one by one in the book, resulting in a successful work done, it is possible to implement this new practice to the Petrophysical Analysis subject.

* Undergraduate Project Thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Félix Arenas Rueda, Ingeniero de Petróleos.

Introducción

El laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander ofrece servicios básicos, especiales y de daño a la formación siempre abiertos a la colaboración con la industria, además ofrece una guía especializada para que los estudiantes de ingeniería de petróleos desarrollen sus conocimientos al estar instituida como una materia del pensum, en la cual los estudiantes realizan las prácticas más importantes de esta rama de la carrera, las cuales son: pruebas de saturación, porosidad, permeabilidad, presión capilar, propiedades eléctricas, permeabilidades relativas, entre otras; cada una de ellas representa un eslabón en el desarrollo del conocimiento como ingenieros de petróleos, por ende es necesario contar con todas las herramientas necesarias para llevar a cabo este proceso, sin embargo, actualmente el laboratorio no cuenta con un equipo para la elaboración de tapones sintéticos, los cuales podrían optimizar la calidad de las prácticas y sería una herramienta de gran utilidad tanto para estudiantes como para profesores y profesionales que requieran hacer uso del mismo.

Las pruebas de análisis petrofísicos son un proceso que nos lleva a integrar la formación geológica y de ingeniería en un yacimiento con el fin de diferenciar los tipos de roca y la posible existencia o no de hidrocarburos en el mismo, además, la inspección y descripción de núcleos es un proceso de reconocimiento de características litológicas, deposicionales, estructurales y diagenéticas que son la base para estudios de yacimientos como en análisis de facies y la calidad del yacimiento (API, 1998), es por eso que los ingenieros de petróleos deben conocer de primera mano cada una de las pruebas mencionadas anteriormente.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar y construir un equipo que permita crear tapones sintéticos para uso en el laboratorio de análisis petrofísicos, con el fin de medir propiedades petrofísicas.

1.2 Objetivos Específicos

- Diseñar el equipo para la construcción de tapones sintéticos.
- Seleccionar las arenas con base en los análisis posteriores que dependen la selección de los granos, el tamaño de estos y el contenido de arcillas.
- Documentar la metodología para el diseño de los núcleos sintéticos.
- Realizar la construcción de los diferentes tapones sintéticos
- Seleccionar los datos obtenidos, hacer los respectivos análisis y documentarlos.

2. Marco de Referencia

2.1 Tapón Sintético

Los tapones sintéticos son muestras de roca fabricadas en laboratorio con las cuales se busca representar por medio de propiedades petrofísicas las condiciones de determinados yacimientos; para llegar a cumplir ese objetivo, se deben realizar varias pruebas experimentales realizando variaciones en las diferentes variables de entrada o factores de mayor influencia y en las variables de salida del proceso (tabla 1) que serían las propiedades petrofísicas que se busca obtener. (Celis & Fernández, 2012).

Tabla 1.

Variables de entrada y de Salida de las pruebas experimentales para la creación de plugs.

Variables de Entrada	Variables de Salida
Masa de arena	Porosidad
Cemento	Permeabilidad absoluta
Tamaño de grano de aren	Grado de compactación
Temperatura	
Compactación	

Nota: Variables de entrada de las pruebas experimentales para la creación de plugs sintéticos y variables de salida que indican el grado de validez del plug que se desea obtener. Adaptado de Celis, L. A., Fernández O. D. (2012). Estudio experimental de Procesos de Inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

A través de variables petrofísicas se logran obtener cambios controlados de medios porosos que sirvan de ayuda para ejemplificar un yacimiento y estudiar el comportamiento de fluidos en él, es

de resaltar que los núcleos sintéticos tienen medidas específicas que se rigen por medio de la norma API RP 40 la cual indica que el diámetro del tapón debe estar en el rango entre (1'' - 1,5'') y la longitud del mismo debe ser 1,5 veces mayor que el diámetro, dichas medidas están representadas en la figura 1.

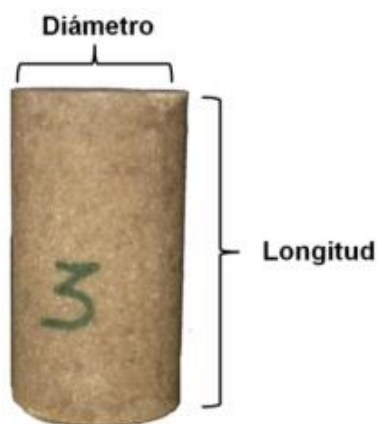


Figura 1. Tapón Sintético artificial.

Los tapones sintéticos o tapones de núcleo artificiales pueden ser utilizados para reemplazar tapones de núcleos de yacimientos naturales para el estudio de mecanismos de desplazamiento de fluidos cuando estos no están disponibles, generalmente por el alto costo que requieren los procesos de extracción de dichos núcleos.

2.2 Fabricación de núcleos sintéticos

Los núcleos sintéticos se diseñan a través de un principio de similitud incluyendo la selección del material, la mezcla, el moldeado, la compactación, la perforación y el corte. Los materiales del núcleo sintético se dividen principalmente en esqueleto y material de cemento.

Material del esqueleto: El material básico del núcleo artificial es arena natural. Teniendo en cuenta la estabilidad de la roca se selecciona la pureza de la arena. Además, al hacer un modelo,

se deben considerar algunas características tales como la superficie de las partículas y la esfericidad.

Cemento: El requisito básico para hacer un núcleo artificial consolidado es que el tamaño de la garganta del poro y su distribución sea cercano al núcleo natural. Un aspecto importante por considerar de la materia orgánica como el cemento es que puedan generarse núcleos a temperatura ambiente en los cuales la garganta de microporos no está presente. Sin embargo, mediante el uso de material de cemento inorgánico, la superficie interna de los poros se vuelve relativamente áspera, y hay algunos poros y gargantas microscópicos. El material de cemento inorgánico incluye fosfato de aluminio y arcilla. Su desventaja es que la temperatura involucrada es alta y el rendimiento del cemento es difícil de controlar.

2.2.1 Proceso de fabricación. El método de fabricación incluye moldeado y proceso de consolidación. Hay cuatro tipos de métodos de conformación: compactación en seco, vibración, fundición en caliente y arena de relleno directo.

2.2.1.1 Método de compactación en seco. El método de compactación se puede dividir en dos tipos: el método con presión constante y el método de densidad constante, que también se denominan forma constante y modelo constante. La definición de la forma del núcleo se da por compresión y los parámetros básicos del mismo núcleo tienen repetibilidad cuando se forma el núcleo. La definición del modelo constante es, según la forma y el tamaño del modelo, que el núcleo se compacta y se utiliza en una variedad de experimentos comparativos sin necesidad de ser procesados nuevamente.

2.2.1.2 Método de vibración. Para el núcleo artificial, el proceso de relleno de arena produce un gran efecto en la uniformidad, por lo cual se utiliza el método de vibración. El proceso es el siguiente: En la parte inferior se rellena y aplana la arena fina, luego se coloca el molde de madera y el lugar alrededor del molde se rellena con arena fina.

Mientras tanto, el molde se llena con materiales modelo que se alisaron con un raspador, y se extienden con arena fina. Luego, se espera de 20 a 30 minutos para volver a manipular el compactador; finalmente, se puede sacar el modelo. El grado de uniformidad del núcleo artificial hecho con este método es relativamente bueno y con buenos resultados.

2.2.1.3 Método de fundición. Su base es relativamente uniforme. El material se coloca en un líquido especial de suspensión con una proporción definida que se puede convertir en un líquido coloidal después de una mezcla equitativa a una cierta temperatura, luego se vierte en un molde y se trata con alta temperatura una vez que se retira del molde, finalmente se hace el núcleo artificial.

2.2.1.4 Método de llenado de arena. En este método, el material se rellena directamente en una tubería de plástico para formar un núcleo en el patrón.

2.2.2 Proceso de cementación. Existen dos tipos principales de cementación, cementación a baja temperatura y cementación a alta temperatura.

Cemento en baja temperatura: El cemento a baja temperatura se aplica a un núcleo consolidado por material orgánico. Se refiere al proceso que, una vez que el núcleo con forma semi acabada se retira del modelo, se coloca en una caja a temperatura constante y, de acuerdo con

cierto proceso de aumento de temperatura, se seca al fuego y se solidifica en condiciones de menos de 100 °C. El tiempo de espera es generalmente de 8 - 24 horas.

Cemento en alta temperatura: El cemento a alta temperatura se aplica al núcleo artificial consolidado por material inorgánico. El núcleo con forma semi acabada se retira del molde, luego, de acuerdo con cierto proceso de aumento de la temperatura, se coloca en la estufa de aglomeración y se seca al fuego y se solidifica hasta 800 ° C. El tiempo es generalmente de 4 - 6 días.

2.3 Evaluación de Plugs Sintéticos

El propósito de la evaluación del núcleo artificial es evaluar el grado de similitud del núcleo y el prototipo (roca natural). De acuerdo con el requisito, el examen para el núcleo incluye principalmente los parámetros básicos, tales como porosidad, permeabilidad, saturación; las relaciones características del flujo de filtración, como la curva de presión capilar, la curva de permeabilidad relativa, la curva de desplazamiento y la humectabilidad. Parámetros mecánicos y parámetros sensibles al fluido del núcleo. Para examinar la estabilidad de la calidad del núcleo; También debemos examinar la repetibilidad y la aleatoriedad de los parámetros básicos del núcleo.

Los métodos convencionales de análisis de núcleos se adoptaron para examinar los parámetros básicos y la repetibilidad del núcleo artificial consolidado. Todos los métodos mencionados anteriormente se llevan a cabo de acuerdo con los estándares de la industria.

2.3.1 Saturación. La saturación es una relación que expresa la fracción de fluido que satura el medio poroso.

$$S_x = \frac{V_x}{V_T}$$

Ecuación 1

Entendiéndose: S_x como saturación de la fase X; V_x volumen que ocupa la fase X; V_T , volumen poroso total de la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1. Si se considera un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, se obtiene:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Ecuación 2

Entendiéndose: S_o como saturación de petróleo; S_w como saturación de agua; S_g , Saturación de gas.

Saturación inicial (S_i): Se refiere al valor de saturación que existe originalmente en el yacimiento para determinado fluido, existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que, debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.

El valor de la saturación inicial puede ser mayor o igual al valor de la saturación crítica, pero nunca menor, puesto que, por debajo de la saturación crítica, el fluido no se mueve. Cuando el valor de saturación inicial es mayor al valor de la saturación crítica, se presenta un movimiento de dicho fluido en el medio poroso y por consiguiente hay producción de este.

Generalmente la saturación de agua connata o inicial se considera inmóvil; sin embargo, al inyectar agua en un yacimiento, la primera que se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada.

La determinación de la saturación inicial de agua se puede efectuar por tres diferentes métodos:

- Núcleos tomados en pozos perforados.
- Cálculos a partir de la presión capilar.

- Cálculo a partir de registros eléctricos.

La saturación de agua connata se correlaciona con la permeabilidad, con el área superficial y con el tamaño de los poros. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es la saturación de agua connata.

Saturación Crítica (Sc): Es el valor de la saturación correspondiente a la mínima saturación requerida para que una fase pueda moverse en el yacimiento, es decir, corresponde a la máxima saturación a la cual la permeabilidad relativa de dicha fase es cero.

Saturación Residual (Sr): Es una medida de la saturación irreducible; es decir que la saturación del fluido no puede ser reducida de este valor, debido a que el fluido ha perdido la movilidad al alcanzar el valor de la saturación crítica (Sc). Esto sucede cuando los valores de permeabilidad relativa y flujo fraccional toman un valor de cero, e indica que ese valor del componente en mención es inherente a la roca, es decir, por los métodos de empuje de un yacimiento no es posible extraerlo de la misma, básicamente corresponde a la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento.

La saturación crítica; residual e inicial, son de gran importancia para el cálculo de reservas, ya que nos indican el volumen de hidrocarburos que pueden ser extraídos del yacimiento.

Mediante la siguiente expresión se puede representar el comportamiento de las saturaciones:

$$S_{crítica} \leq S_{inicial} \leq S_{máxima}$$

2.3.1.1 Métodos para la extracción de fluidos. Hay dos métodos básicos para la extracción de los fluidos presentes en la roca utilizados en la determinación de la saturación en rocas: reflujo de disolventes y flujo a través de la roca. Actualmente en el laboratorio de Petrofísicos, la determinación de la saturación se realiza por el método de reflujo de disolventes denominado

método de destilación extracción Dean-Starksohxlet. Este método se ha utilizado ampliamente porque es simple y razonablemente económico.

Extracción por Dean-Stark: Para la Extracción por Dean-Stark las muestras se colocan cerca del reflujo del disolvente. El solvente condensado gotea en la muestra y en el recipiente donde el aceite se acumula. Se usa un dispositivo volumétrico calibrado para recoger el condensado, entonces el agua destilada de la muestra se recoge allí y permite determinar la saturación de agua. La saturación de petróleo es determinada por la diferencia de pesos antes y después de la extracción (corregida por la cantidad de agua extraída).

La extracción con Dean-Stark, puede alterar la mojabilidad de la muestra porque el agua se evapora primero, dejando el aceite directamente sobre los granos. Además, la alta temperatura de la extracción Dean-Stark deshidratará el yeso que puede estar presente en la muestra. Para evitar los daños anteriormente mencionados, que se le puedan causar a la muestra, en el laboratorio se debe hacer control de la temperatura de destilación de los solventes.

Una alternativa al método de DeanStark es usar un extractor estándar de reflujo Soxhlet en el que la muestra o las muestras se mantienen en un recipiente que se llena de destilado (caliente o frío), hasta que llega a un punto de vertido. En este momento, el disolvente por sifón regresa de nuevo al matraz de reflujo. La limpieza de la muestra se realiza por imbibición de solvente, difusión y drenaje. Este método puede ser muy ineficiente para las muestras de baja permeabilidad o las que contienen petróleo muy pesado.

Los disolventes de extracción típicos son el tolueno, metanol, cloruro de metileno, y el azeótropo cloroformo al 80/20% de acetona y 87% de cloroformo / 13% de metanol. El Tolueno es un buen disolvente para muchos aceites. Debido a que hierve a 111 °C, también destila el agua presente en la muestra. El metanol se utiliza principalmente para lixiviar las sales precipitadas en

la muestra y remover el agua, aunque también se disuelve algunos de los componentes más polares del petróleo.

No todos los disolventes son compatibles con todas las configuraciones de equipo de extracción. Las diferencias en los puntos de ebullición, la acción del disolvente en el petróleo crudo, y las posibles reacciones de los solventes en el equipo deben tenerse en consideración. Gránulos de ebullición de Carbonato de calcio deben ser utilizados con disolventes clorados para evitar la disolución de carbonatos en la muestra por la liberación de ácido clorhídrico y la descomposición del disolvente.

La muestra debe ser controlada visualmente, cuando un bache fresco de solvente no decolora después de varias horas de reflujo. Con frecuencia se observa que una muestra que aparentemente se ve limpia en una disolvente muestra una decoloración adicional si se utiliza un disolvente distinto. Para acelerar la limpieza, se recomienda que se utilice más de un disolvente y que éstos se deben alternar con frecuencia. Algunos crudos contienen asfáltenos que los disolventes comúnmente usados difícilmente los remueven. Se ha comprobado que el desplazamiento de aceite diesel a bajas tasas; entre 0.1 y 0.5 cm³/minuto, remueve los asfáltenos, debido a su alto contenido de aromáticos. Como una herramienta adicional, la fluorescencia ultravioleta es un método sensible para la detección de aceite residual.

2.3.2 Porosidad. Es la medida del espacio poroso en una roca; en este espacio es donde se pueden acumular fluidos. Se calcula con la expresión:

$$\phi = \frac{V_p}{V_T}$$

Ecuación 3

Entendiéndose: ϕ como porosidad; V_p como volumen de poros del medio poroso; V_T , volumen total del medio poroso.

Como parámetro esencial para que ocurra un depósito de petróleo, es la roca almacén cuyo rasgo más importante es la porosidad, ya que debe tener poros, o huecos de determinado tamaño y naturaleza para permitir el almacenamiento de aceite y gas en yacimientos; estos deben ser suficientemente amplios y distribuidos en un volumen de roca importante para que se justifique su explotación.

Todas las secuencias sedimentarias varían en el tamaño de sus poros; estas variaciones se denominan primarias si dependen de:

- El ambiente de depositación de la roca.
- El grado de uniformidad del tamaño de la partícula
- La naturaleza de los materiales que componen la roca.
- El contenido de matriz que tenga la roca.

Las variaciones se denominan secundarias, si dependen de acontecimientos que tuvieron lugar después de que ocurrió la sedimentación de la roca, estos incluyen a:

- El fracturamiento.
- La disolución.
- La re-sedimentación y cementación.
- La compactación debida a un aumento en la sobrecarga.

2.3.2.1 Porosidad Absoluta. Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como los comunicados.

2.3.2.2 Porosidad Efectiva. Considera solamente los poros comunicados. En el caso de una roca basáltica se puede tener una porosidad absoluta muy alta, pero muy reducida o nula porosidad efectiva. En lo sucesivo se usará $\emptyset$ para referirse a la porosidad efectiva, a menos que se indique lo contrario.

La porosidad puede ser primaria o secundaria, dependiendo del proceso que le dio origen.

2.3.2.3 Porosidad Primaria. Es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso, tales como depositación, compactación.

2.3.2.4 Porosidad Secundaria. Se debe a procesos posteriores que experimenta el mismo medio poroso, como disolución del material calcáreo, cementación y fracturamiento. La propiedad se expresa en fracción, pero es común también expresarla en por ciento. La porosidad varía normalmente en los yacimientos entre el 5 y el 30 %. La porosidad puede obtenerse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente a partir de los registros geofísicos de pozos.

La porosidad de la mayor parte de los yacimientos varía entre un 5 y 30% y frecuentemente está entre el 10 y el 20% (Levorsen, 1967). Los yacimientos carbonatados tienen, por lo general, una porosidad ligeramente inferior que los yacimientos en areniscas, pero la permeabilidad de las rocas carbonatadas puede ser superior, si contiene fracturas. Para yacimientos convencionales, generalmente se considera que una roca que tiene una porosidad inferior al 5% es descartable para una explotación comercial, a no ser que existan factores de compensación, como puede ser las fracturas, oquedades y cavernas. (Tabla 2)

Tabla 2.

Evaluación de la Porosidad y Permeabilidad.

Porosidad [%]	Evaluación	Permeabilidad [md]
0 - 5	Despreciable	< 0,1
5 - 10	Pobre	0,1 - 1
10 - 15	Moderada	1 - 10
15 - 20	Buena	10 - 100
20 - 25	Muy buena	100 - 1000
> 25	Excelente	>1000

Nota: Adaptado Levorsen, A.I. (1967). Geology of Petroleum. 2nd Edition, W. H. Freeman and Company, San Francisco, CA.

2.3.2.5 Factores que afectan la porosidad. Existen varios factores que afectan la porosidad de la roca, entre estos podemos mencionar los siguientes:

- Tipo de empaque.
- Presencia de material cementante.
- Geometría y distribución del tamaño de los granos.
- Presión de las capas suprayacentes.

2.3.2.5.1 Tipo de empaque. En un esfuerzo por determinar los límites aproximados de los valores de porosidad, se computaron las porosidades de varias distribuciones de empaquetamiento de esferas uniformes. Si se tiene un medio poroso compuesto por esferas de igual tamaño, las cuales se encuentran dispuestas formando un arreglo cúbico, la porosidad obtenida es de 47.64%. Al modificar la disposición espacial de las esferas manteniendo el tamaño de estas es posible obtener

diversos tipos de arreglos, cada uno de los cuales presentará una porosidad diferente. Algunos de los arreglos que se pueden obtener son el arreglo ortorrómbico 39.54% y el arreglo romboédrico 25.9% (*figura 2*).

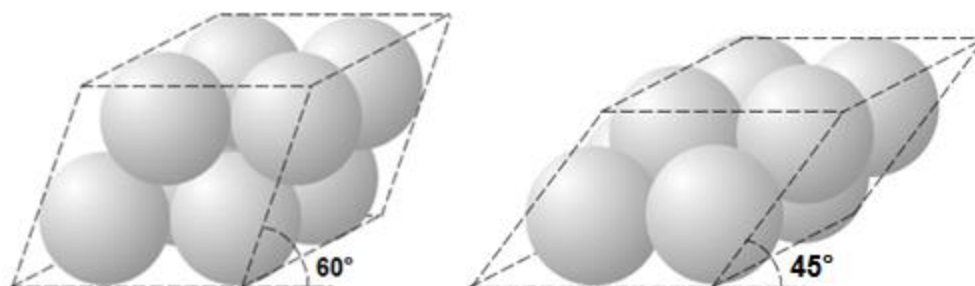


Figura 2. Empaque Arreglo Ortorrómbico y Arreglo Romboédrico.

2.3.2.5.2 Presencia de material cementante. Los granos que conforman la matriz de la roca se encuentran unidos entre sí por material cementante, el cual se encuentra compuesto principalmente por sílice, carbonato de calcio y arcilla. La presencia de material cementante afecta la firmeza y compactación de la roca, por lo tanto, afecta la porosidad de esta. A medida que aumenta la cantidad de material cementante, la porosidad del sistema disminuye, debido a que este material se aloja en los espacios disponibles para la acumulación de fluidos. Por esta razón, la porosidad de arenas no consolidadas (las cuales presentan poca cantidad de material cementante) es mucho mayor que la porosidad de arenas altamente consolidadas o compactadas.

2.3.2.5.3 Geometría y distribución del tamaño de los granos. Dependiendo del ambiente depositacional en el cual se originó la roca, los granos que la conforman presentarán una determinada distribución en su tamaño. Esta variación en el tamaño de los granos se conoce como escogimiento y es un factor que afecta la porosidad de la roca.

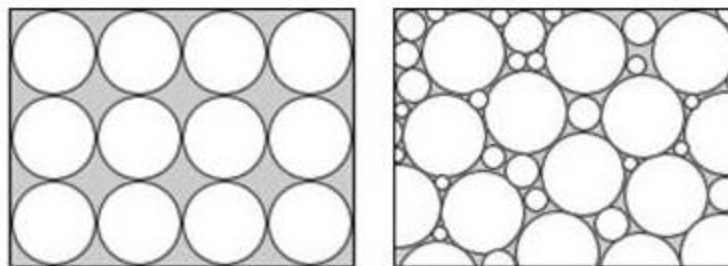


Figura 3. Empaque Arreglo Ortorrómico y Arreglo Romboédrico.

Como es posible observar en la *figura 3*, cuando la distribución del tamaño de los granos de una roca es homogénea (buen escogimiento), la porosidad de la roca es alta. A medida que aumenta la heterogeneidad en el tamaño de los granos, la porosidad de la roca disminuye.

La forma de los granos también afecta la porosidad de la roca. Un sistema compuesto por granos perfectamente redondeados presentará una porosidad mayor que un sistema formado por granos alargado, como se aprecia en la *figura 4*.

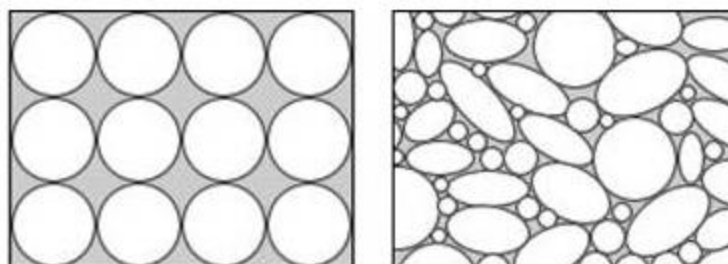


Figura 4. Variación en la forma de los granos.

2.3.2.5.4 Presión de las capas suprayacentes. Otro factor que afecta la porosidad es la compactación originada por la presión de sobrecarga, la cual es ejercida por el peso de las capas suprayacentes de la roca. A medida que aumenta la profundidad, la presión ejercida por la columna de sedimentos aumenta, esto genera una fuerza que tiende a deformar los granos y reducir el volumen de espacios vacíos, por lo tanto, se origina una reducción en la porosidad.

Cuando los fluidos contenidos en el espacio poroso son producidos, la presión interna disminuye, pero la presión externa (presión de sobrecarga) permanece constante, con esto se crea un desequilibrio que origina esfuerzos que tienden a disminuir el volumen bruto y el volumen poroso de la roca, lo que se traduce en una reducción en la porosidad.

2.3.3 Permeabilidad. Es la propiedad que permite el paso de un fluido a través de los poros interconectados de una roca, sin que se dañen ni se desplacen las partículas de la roca.

En otras palabras, la permeabilidad es la medida de la conductividad de fluidos que tiene una roca, y es probablemente la propiedad aislada más importante de una roca que pertenece al tipo de yacimiento. La unidad más utilizada para indicar la permeabilidad de una roca es el milidarcy. La permeabilidad es controlada por varios aspectos; como la porosidad efectiva de la roca, la geometría de los poros, incluyendo su tortuosidad, y la medida de las gargantas entre los poros.

La unidad de medida de la permeabilidad de una roca en el sistema cegesimal (CGS) se denomina darcy en honor a Henri Philibert Gaspard Darcy (1856), quien llevó a cabo experimentos con la circulación de líquidos a través de medios porosos. Un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido monofásico de un centipoise de viscosidad, que llena por completo los huecos del medio fluye a un gasto de un centímetro cúbico por segundo por centímetro cuadrado de sección, bajo una presión o gradiente hidráulico equivalente a una atmósfera (76.0 cm de Hg) por centímetro.

La permeabilidad de la mayoría de las rocas es menor a un darcy y generalmente usado en milidarcy (1 md=0.001 darcy). La permeabilidad de las rocas es altamente variable y su rango de variación va de 10 a 100 milidarcys, el cual es considerado bueno; arriba de este rango son consideradas excepcionalmente altas.

La porosidad y permeabilidad son propiedades dependientes de un sedimento o secuencia sedimentaria; ya que por lo general la permeabilidad es baja, si la porosidad no está muy interconectada, por lo contrario, la permeabilidad es alta cuando la porosidad está bien interconectada; tiene buena porosidad efectiva.

2.3.3.1 Permeabilidad Absoluta (K_a). Se define como la facilidad que tiene un medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través del sistema poroso interconectado y/o sistema de fracturas, si el medio está 100% saturado con el fluido que fluye.

$$K_a = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P}$$

Ecuación 4

Entendiéndose: K_a como permeabilidad absoluta, q como tasa de flujo, μ viscosidad; L longitud (cm); A área (cm²); ΔP como diferencial de presión (atm).

2.3.3.2 Permeabilidad Efectiva (K_{ef}). Es la permeabilidad de la roca para un fluido cuando la roca es solo llenada en parte por ese fluido. La permeabilidad efectiva depende de la saturación del fluido y de la permeabilidad absoluta de la roca. Debido a la presencia de dos o más fluidos inmiscibles en un sistema, esto causa que un fluido interfiera en el flujo del otro. La permeabilidad efectiva es siempre menor que la permeabilidad absoluta.

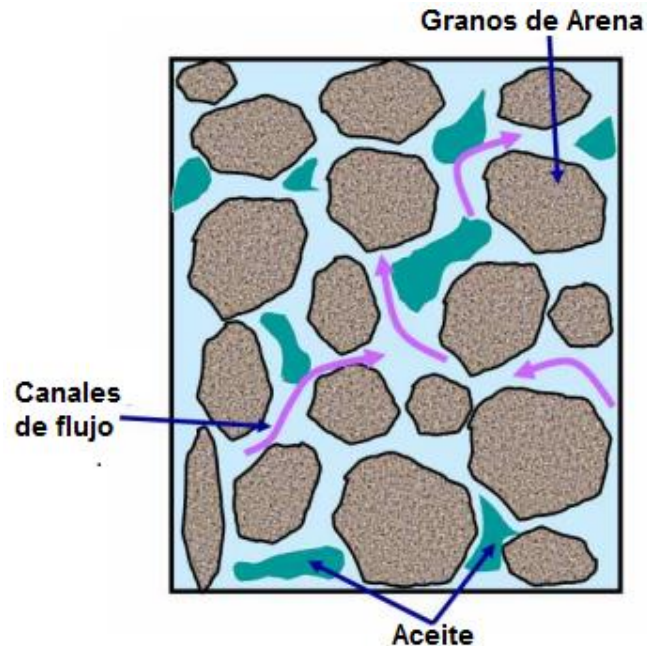


Figura 5. Visualización de la Porosidad Efectiva (Poros Conectados).

2.3.3.3 Permeabilidad Relativa (K_r). La permeabilidad relativa está definida como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a un valor dado de saturación con la permeabilidad efectiva de ese mismo fluido saturada al 100%.

La permeabilidad relativa es una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en presencia de uno o varios fluidos, la cual depende de varios elementos relacionados con dicho fenómeno tales como:

Las características de los fluidos, tendencia a ser incompresibles, densidades, viscosidades y tensiones interfaciales.

- La saturación de los fluidos.
- La aceleración de la gravedad.
- Las características del medio poroso (tamaño característico de los poros, garganta de poros y morfología).

- El caudal total de flujo por unidad de área.

Los valores de permeabilidad existen solo si la roca presenta porosidad efectiva. La permeabilidad relativa expresa los efectos de:

- Geometría del poro.
- Mojabilidad
- Distribución de fluidos.
- Saturaciones e historia de saturación.

Consecuentemente, es la propiedad más importante que afecta el comportamiento de una inyección de agua. Se define a la permeabilidad relativa como el cociente de la permeabilidad efectiva con respecto a la permeabilidad absoluta; matemáticamente se expresa como:

$$K_r = \frac{K_{ef}}{K_a}$$

Ecuación 5

Entendiéndose: K_r como permeabilidad relativa; K_{ef} como permeabilidad efectiva, K_a como permeabilidad absoluta.

2.3.4 Presión Capilar. Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente a la roca. También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante (Figuerola, 2013).

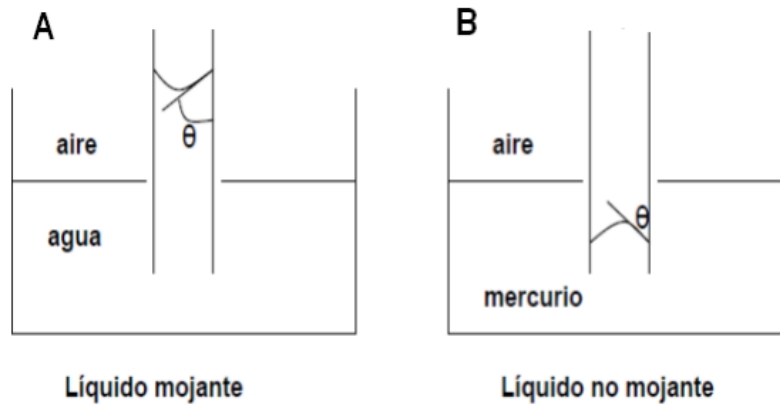


Figura 6. Esquemas que ilustran el fenómeno de mojabilidad y presión capilar mediante dos fluidos conocidos. Nota: Adaptado de Figueroa, (2013). De La Garza, (2007).

El ángulo θ representa el contacto de la fuerza capilar que gobierna la mojabilidad de los fluidos. En la figura A el agua es el fluido mojannte, mientras que en la figura B el mercurio no moja la superficie.

La magnitud de la saturación de agua en un yacimiento, para una altura determinada, está controlada por:

- La estructura porosa de la roca.
- La densidad de los fluidos.
- Las características de energía superficial.

El efecto de la estructura porosa se determina a partir de las curvas de presión capilar determinadas en el laboratorio. Los poros en las rocas del yacimiento son considerados análogos a los tubos capilares, si se toma en cuenta que los diámetros son pequeños. (Figueroa, 2013).

Las rocas de baja permeabilidad presentan altas presiones capilares y zonas de transición de un gran espesor, mientras que las rocas de alta permeabilidad presentan menores presiones capilares y delgadas zonas de transición. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto dentro de los poros, una superficie curvada se forma entre los dos. La presión en el lado del fluido no mojante de la interface (P_{nm}), es mayor que la presión para el lado del fluido mojante (P_m). Esta diferencia de presiones se define como presión capilar (P_c).

Cuando dos o más fluidos están presentes en una formación porosa a la misma elevación (por ejemplo, respecto del nivel del mar), y aun cuando los fluidos estén a la presión de equilibrio, éstos no se encuentran a la misma presión. Esta situación se genera debido a que la atracción mutua entre la roca y el fluido (tensión de adhesión) es diferente para cada fluido. La diferencia en la presión entre las dos fases en equilibrio a la misma elevación se denomina presión capilar entre las fases. El fluido con la mayor tendencia a mojar la roca almacen tendrá la presión más baja. Típicamente los fluidos no son miscibles, por ejemplo, al poner en contacto físico aceite y agua, exhiben una interfase, con una presión diferencial alrededor de ésta. Esta diferencia de presión entre las dos fases inmiscibles (en este caso aceite y agua) es referida como presión capilar. (Figuerola, 2013).

Entendiéndose: P_c como presión capilar; P_{nm} como presión de la fase no mojante, P_m como presión de la fase mojante.

La presión capilar normalmente es definida como la presión en la fase no mojante (P_{nm}), menos la presión en la fase mojante (P_m).

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Ecuación 6

Entendiéndose: P_c como presión capilar; P_{nm} como presión de la fase no mojante, P_m como presión de la fase mojante.

En el caso de aceite (o) y agua (w):

$$P_c = P_o - P_w \quad \text{Ecuación 7}$$

$$P_c = (P_o - P_w) gh \quad \text{Ecuación 8}$$

Entendiéndose: P_o como presión del aceite; P_w como presión del agua; ρ_o como densidad del aceite, ρ_w como densidad del agua; g como gravedad, h altura.

2.3.5 Propiedades eléctricas. Las propiedades eléctricas de una formación son llevadas a cabo en el laboratorio con el propósito de calibrar los registros eléctricos utilizados en el campo y al mismo tiempo para profundizar en el estudio de la roca contenedora de hidrocarburos. La exactitud de los registros en determinar la saturación de agua depende en la exactitud de la medida del laboratorio al determinar el factor de formación (FF) y exponente de saturación (n).

Las propiedades eléctricas de la roca dependen de la geometría de los poros y de los fluidos que llenan esos poros. Los fluidos de interés en los yacimientos de petróleo son el aceite, el gas y el agua. El petróleo y el gas son no conductores, pero el agua es conductora de electricidad cuando contiene sales disueltas. La corriente es conducida en agua debido al movimiento de iones y por lo tanto se le puede denominar, conducción electrolítica. La resistividad de un material es el recíproco de la conductividad y comúnmente se usa para definir la habilidad del material para conducir la corriente.

2.3.5.1 Factor de Resistividad de la Formación. La definición del factor de resistividad de la formación es el concepto más importante al considerar las propiedades eléctricas de las rocas. El factor de resistividad de formación (FFo FR), algunas veces es función de la geometría interna de la roca, de acuerdo con la ecuación; $FR = K\phi^{-m}$. Donde K, es algunas veces es función de la

tortuosidad y m (exponente de cementación,) es función del número de reducciones en el tamaño de poros intercomunicados o de canales cerrados. Esto sugiere que K debe ser 1 o mayor, y el valor de m , según la teoría, se encuentra entre 1 y 2. Para minimizar los errores en el laboratorio en la determinación del factor de formación y el exponente de saturación de los corazones, se deben establecer normas específicas para el adecuado manejo de los plugs, la saturación completa del volumen poroso y la desaturación apropiada del corazón.

Debido a que la mayor pérdida de los granos ocurre por la manipulación de los corazones, se debe minimizar el contacto con las muestras. La manipulación es a menudo necesaria cuando la muestra es removida de la celda de resistividad eléctrica para la determinación de saturación durante el proceso de saturación y desaturación. La técnica de desaturación usada en el laboratorio de petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de petróleos es el plato poroso y el método gravimétrico. Cuando hay pérdida de granos, la interpretación de los resultados se complica. Para minimizar la histéresis y la deformación irreversible del corazón, debe tenerse extremo cuidado cuando los plugs de corazones están por fuera de un vaso presurizado durante la saturación o el procedimiento de desaturación. La evaporación de la salmuera también debe minimizarse reduciendo la cantidad de tiempo que la muestra de corazón se expone al aire e impidiendo las excesivas corrientes de aire como también se recomienda trabajar a temperaturas no superiores a los 20 °C.

3. Diseño, Construcción y funcionamiento del equipo

Para el diseño del equipo se buscó una manera diferente, práctica y duradera de fabricar núcleos sintéticos, en este proceso es observado el funcionamiento de diferentes equipos, finalmente se relaciona uno de los equipos con los resultados deseados.

Partiendo de modificaciones en diseño del equipo, se utilizó el mismo principio de funcionamiento del “315 Sand Rammer”, equipo empleado en pruebas de arenas de fundición que compacta material a granel por caída libre y con gran aplicación para determinar la compactabilidad de arenas para ser analizadas en laboratorios de Ingeniería Metalúrgica como parte práctica de algunas asignaturas.

El equipo es diseñado cumpliendo las especificaciones requeridas para la fabricación de núcleos, se determina realizar núcleos de 1,5" de diámetro y longitud de 3" aproximadamente.

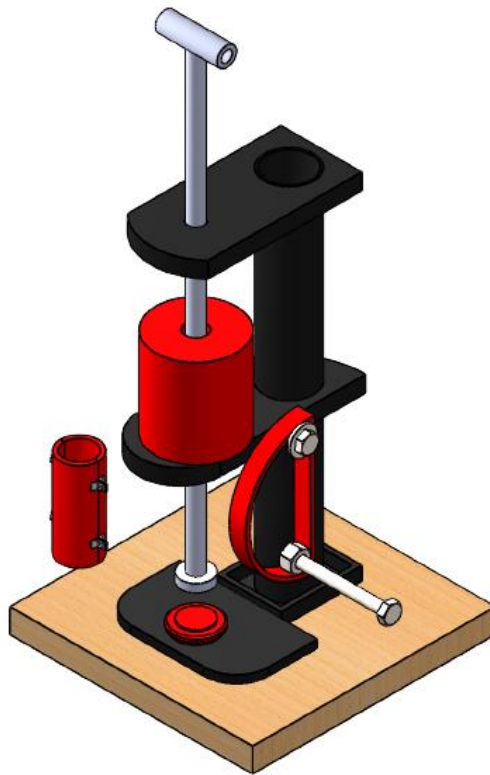


Figura 7. Ensamblaje Completo de Equipo Plug Maker.

3.1 Diseño y ensamblaje completo del equipo.

El equipo está conformado principalmente por el conjunto soporte máquina, un recibidor de golpe, un conjunto leva, un conjunto mazo, un bloque de madera como base, y un cilindro molde, ver *figura 8*.

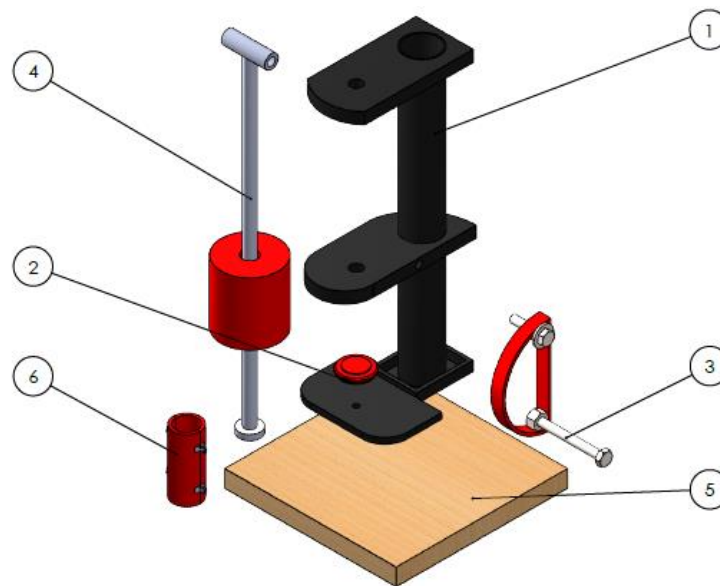


Figura 8. Partes Generales de Equipo Plug Maker.

Tabla 3.

Partes generales del equipo.

No. De Elemento	No. De Pieza	Material	Cantidad
1	Soporte Máquina	Hierro	1
2	Recibidor de golpe	Hierro	1
3	Conjunto Leva	Hierro	1
4	Conjunto Mazo	Hierro	1
5	Bloque de madera	Madera	1
6	Cilindro de Núcleos	Hierro	1

3.1.1 Soporte Máquina. El conjunto soporte máquina está conformado por una base de hierro, un tubo de soporte de hierro y dos placas centralizadoras que tienen como funciones principales soportar el peso del mazo y centralizar el conjunto del sistema para permitir un golpe acertado y uniforme, ver *figura 9*.

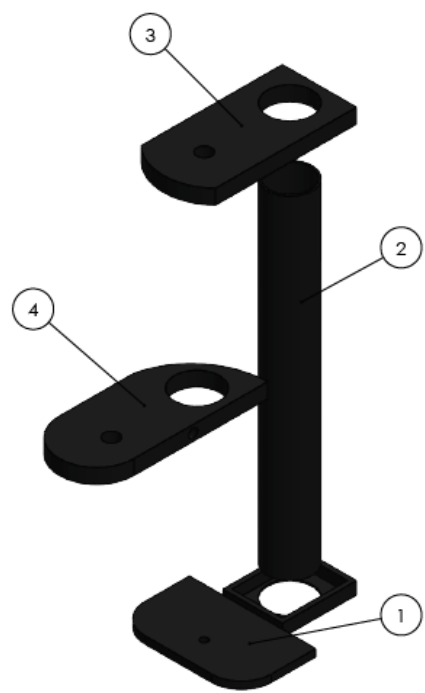


Figura 9. Conjunto Soporte Máquina Equipo Plug Maker.

Tabla 4.

Partes del Soporte Máquina.

No. De Elemento	No. De Pieza	Material	Cantidad
1	Base de hierro	Hierro	1
2	Tubo soporte	Hierro	1
3	Placa 1 (Superior)	Hierro	1
4	Placa 2 (Medio)	Hierro	1

3.1.2 Recibidor de Golpe. El recibidor de golpe es una pieza removible que se utiliza como tapa del cilindro impidiendo la salida del material y que a su vez mitiga el impacto generado por el golpe en la base del equipo, ver *figura 10*.



Figura 10. Recibidor de Golpe Equipo Plug Maker.

3.1.3 Conjunto Leva. El conjunto leva está conformado por una arandela regular de 12 mm, una tuerca de 1,2 cm de diámetro interno, dos tornillos hexagonales y una leva semicircular que permite la transformación de un movimiento circular en un movimiento rectilíneo a través del contacto; durante el contacto se eleva el mazo del equipo y al finalizar el contacto por gravedad cae el mazo generando un golpe sobre la arena y realizando la compactación de esta, ver *figura 11*.

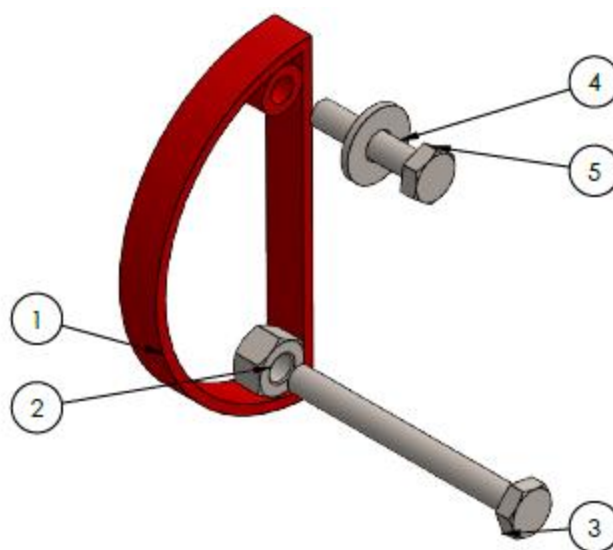


Figura 11. Conjunto Leva Equipo Plug Maker.

Tabla 5.

Partes del Conjunto Leva.

No. De Elemento	No. De Pieza	Material	Cantidad
1	Leva	Hierro	1
2	Tuerca Di=1,2 cm	Hierro	1
3	Tornillo hexagonal M12 x 1,25X120-30CC	Hierro	1
4	Arandela De=3,4 cm, Di=1,4 cm	Hierro	1
5	Tornillo hexagonal M12 x 1,25X55-55CC	Hierro	1

3.1.4 Conjunto Mazo. El conjunto mazo está conformado por un tubo de pistonéo que permite el desplazamiento del mazo, un tapón de golpe que moldea dentro del cilindro la arena y un mazo que le atribuye el peso al equipo quién a través del impacto genera la compactación de la arena, ver *figura 12*.

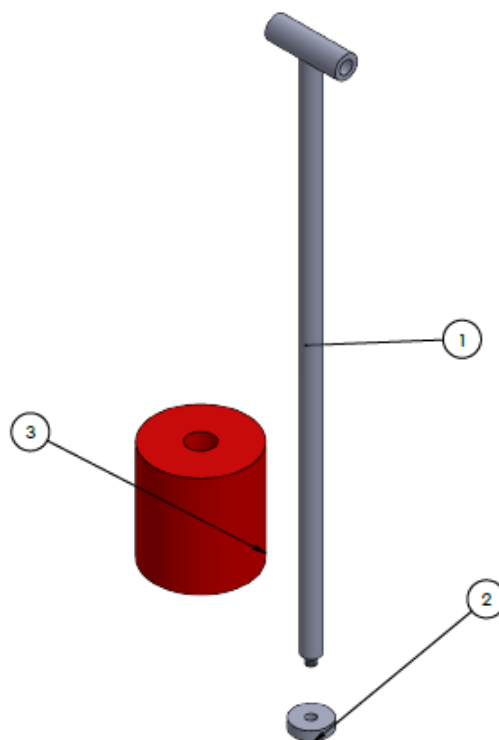
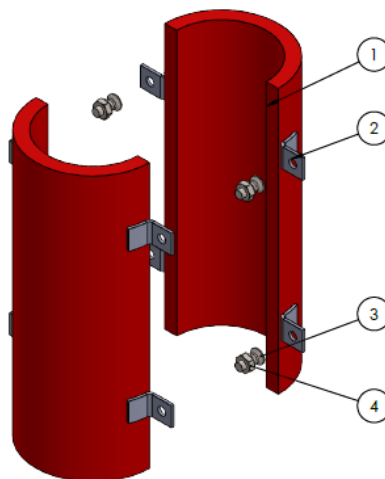
*Figura 12. Conjunto Mazo Equipo Plug Maker.*

Tabla 6.

Partes del Conjunto Mazo.

No. De Elemento	No. De Pieza	Material	Cantidad
1	Tubo de pistonéo	Hierro	1
2	Tapón de golpe	Hierro	1
3	Mazo	Hierro	1

3.1.5 Bloque de madera. Un bloque de madera 30x30x20 cm es la base del equipo, ver *figura 13*.

*Figura 13.* Bloque de Madera Equipo Plug Maker.**3.1.6 Cilindro molde:***Figura 14.* Cilindro Molde Equipo Plug Maker.

3.2 Consecución de los materiales y construcción del equipo.

Para la construcción del equipo “Plug Maker” el primer paso fue conseguir un torno en el cual se pudiesen moldear cada una de las piezas que previamente fueron diseñadas. A partir de los planos de diseño realizados técnicos expertos en manejo de máquinas industriales pudieron realizar todas las piezas individualmente para luego ser ensambladas y verificar así el funcionamiento del equipo. El requerimiento de los expertos en manejo de máquinas industriales incurrió en gastos adicionales de construcción.

3.3 Principio de funcionamiento del equipo.

El “Plug Maker” es un equipo diseñado para la construcción de plugs sintéticos, donde a partir de la presión ejercida sobre un paquete de arena se logra la compactación de estas; la presión se genera debido a varios golpes generados por la caída de un mazo puesto que el equipo cuenta con un sistema leva en el cual se transforma un movimiento circular en un movimiento rectilíneo donde durante el contacto el mazo se eleva y al finalizar el contacto el mazo cae por gravedad generando un impacto sobre el paquete de arena.

La función esencial del equipo es aplicar presión sobre el paquete de arena ubicado dentro del cilindro-molde en el cual se pueden realizar diferentes diseños de núcleos sintéticos realizando variaciones en los diferentes tipos de arena utilizadas, en la cantidad de arena a utilizar y en la cantidad o tipo de cemento que se desee aplicar dependiendo de las propiedades petrofísicas a las que se busque llegar. En caso de que se desee agregar o modificar la configuración del núcleo, es totalmente válido y seguro variar las cantidades o los materiales a utilizar puesto que no se tienen restricciones en cuanto a los productos que se deseen usar, un ejemplo de ello sería aplicar diferentes configuraciones que se realizan para el diseño de núcleos sintéticos en las que se aplican

agentes reductores de permeabilidad y porosidad, entre otros aditivos con el fin de endurecer en mayor medida el núcleo o controlar algunas propiedades petrofísicas.

3.4 Pruebas de funcionamiento.

Para el inicio de las pruebas de funcionamiento de la máquina “Plug Maker” diseñada y construida para este trabajo se plantea la construcción de plugs con la configuración arena más endurecedor con el fin de probar si es posible realizar plugs con configuraciones sencillas de las cuales sus propiedades sean medibles con los equipos de los que se tiene disponibilidad en el laboratorio, la finalidad es realizar pruebas de permeabilidad y porosidad para dejar todos los núcleos realizados a disponibilidad de los estudiantes de Ingeniería de Petróleos para sus pruebas en la asignatura “Análisis Petrofísicos”.

Inicialmente se agregan diferentes tipos de arenas y diferentes cantidades de silicato de Sodio como cemento dentro del cilindro molde con el fin de verificar que efectivamente con determinado número de golpes exista una compactación de la arena y que el equipo cumpla con su función esencial.

4. Selección y preparación de arenas

Para iniciar la construcción de los núcleos sintéticos se comienza por conseguir las arenas adecuadas las cuales fueron obtenidas del edificio “Planta de Aceros” de Ingeniería Metalúrgica donde tienen clasificadas las arenas como: “#1: arena fina”, “#2: arena media”, “#3: arena gruesa”, sin embargo, las arenas no están debidamente seleccionadas por tamaño exacto de grano, así que se procedió a realizar un tamizado de cada tipo de arena utilizando el equipo tamizador del

laboratorio de análisis petrofísicos con el fin de determinar con certeza los tamaños de arena y al final se clasificaron para la realización de los núcleos como:

- “arena fina”: para las arenas retenidas en el tamiz #100, arena tipo 50/100.
- “arena media”: para las arenas retenidas en el tamiz #50, arena tipo 35/50.
- “arena gruesa”: para las arenas retenidas en el tamiz #35, arena tipo 12/35.

5. Construcción de núcleos sintéticos Arena/ Endurecedor

Para la creación de los plugs sintéticos se dispone a utilizar el laboratorio de Análisis Petrofísicos donde se hace uso del “Plug Maker”, de la balanza digital, el tamizador, las arenas debidamente clasificadas y del silicato de sodio que se utilizará como cemento y se propone hacer varios plugs para determinar cuáles serán los mejores candidatos para las pruebas petrofísicas que se realicen posteriormente.

5.1 Inicio de las pruebas

Al iniciar las pruebas de construcción de los plugs se utiliza arena fina y una cantidad de silicato, el silicato no es absorbido por la arena quedando entonces una capa superficial de silicato sobre la arena, entonces surge la necesidad de utilizar un mezclador manual para que el silicato moje la mayor cantidad de arena posible logrando así que el silicato se adhiera a la arena y es posible observar que la arena comienza a endurecerse; posterior a esto el cilindro es puesto en el equipo y se realizan los golpes de compactación para dar uniformidad al plug, se deja cerca de una hora el plug dentro del cilindro molde hasta que finalmente endurece por completo pero surgen inconvenientes al momento de extraer el plug del cilindro.

Se plantean diferentes modificaciones en el proceso de fabricado del plug para facilitar la extracción entre las cuales se contempla utilizar un lubricante en el cilindro que impida que el plug se adhiera en su totalidad al cilindro pero esto resulta desacertado puesto que al contacto del plug con lubricantes se alteran las propiedades de este evitando así la buena cementación; se plantea también el uso de un plástico aislante que evite la completa adherencia del plug en el cilindro lo cual también resulta desacertado puesto que se genera sudor entre el plástico y el plug impidiendo el correcto secado del plug; se plantea también del uso de un cilindro macizo de menor diámetro que generando una mínima presión sobre el plug permita su desplazamiento pero con esto se deterioran los extremos superior e inferior del plug por lo cual se descarta; se realizan las extracciones por medio del uso de una prensa hidráulica la cual aplica 100 psi de presión y permite la extracción del plug con cierto deterioro del mismo.

Después de varios intentos de extraer los plugs realizados en los cuales se ocasiona deterioro y pérdida de este surge la necesidad de buscar otra alternativa para la extracción de los plugs con lo cual se define que es imprescindible realizar una modificación al cilindro molde de manera tal que se facilite la extracción del plug sin afectar el tamaño, la forma y uniformidad de este. Se decide modificar el plug de tal manera que sea posible una vez finalizados los procesos de compactación y secado abrir el cilindro y extraer de manera sencilla el plug sin afectarlo.

Una variable importante que no fue contemplada inicialmente fue el tiempo de secado del material cementante dentro de la arena, por lo que en un principio se realiza el secado de manera natural (al aire libre) de los núcleos aún dentro del cilindro molde para que permanezca su forma, sin embargo, esto requiere de mucho tiempo (cerca de 7 horas en arena fina y menos tiempo en arenas más gruesas) para el secado total del núcleo; buscando optimizar el tiempo de fabricación de los plugs se hace uso del horno de “DiES Thermolab” a 80 °C del Laboratorio de Análisis de

Fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos y se hace necesaria la construcción de varios cilindros molde permitiendo así la realización de pruebas simultáneas en el equipo.

5.2 Fabricación de núcleos y resultados

Una vez realizadas las oportunas modificaciones al equipo se procede con la construcción masiva de plugs realizando modificaciones en las variables de entrada (variables controlables) para crear núcleos sintéticos en lo posible más similares a los núcleos naturales.

Inicialmente se plantea realizar 6 pruebas manteniendo la cantidad de arena (160 gr) y el número de golpes (3) constantes y variando la cantidad de Silicato de Sodio (ml), obteniendo así los resultados de la *Tabla 7 y Figura 15*.

Tabla 7.

Resultados obtenidos utilizando 160 gr de arena y 3 golpes en el Plug Maker.

No. De Plug	Tipo de arena	Cantidad de Silicato de Sodio (ml)	Resultado
1	Fina #100	30	Muestra no consolidada, exceso de silicato de sodio
2	Media #50	25	Muestra no consolidada, exceso de silicato de sodio.
3	Gruesa #35	20	Muestra no consolidada, exceso de silicato de sodio.
4	Fina #100	15	Muestra no consolidada, exceso de silicato de sodio.
5	Media #50	10	Muestra Consolidada.
6	Gruesa #35	10	Muestra no Consolidada, el número de golpes es insuficiente para la compactación.

Después de realizar las 6 pruebas iniciales de arena más endurecedor manteniendo la cantidad de arena (160 gr) y el número de golpes (3) constantes se concluye que 10 ml de Silicato de Sodio es la máxima cantidad de silicato a utilizar para consolidar los núcleos y adicionalmente se comprueba que es necesario aumentar la cantidad de golpes generador por el “Plug Maker” especialmente para compactar arenas gruesas que son más friables.

En estas 6 pruebas se obtienen plugs no consolidados, que se deshacen y pierden su forma con gran facilidad incluso después del secado, ver *Figura 15*.



Figura 15. Plug Inicial No Consolidado

Se plantea realizar nuevas pruebas manteniendo constante la cantidad de arena, la cantidad de golpes aumentándola a 8 golpes y variando los tipos de arena, obteniendo así los resultados de la *Tabla 8*.

Tabla 8.

Resultados obtenidos utilizando 160 gr de arena y 8 golpes en el Plug Maker.

No. De Plug	Tipo de arena	Cantidad de Silicato de Sodio (ml)	Resultado
1	Fina #100	10	Muestra Consolidada
2	Media #50	10	Muestra Consolidada
3	Gruesa #35	10	Muestra Consolidada

Después de realizar 3 pruebas adicionales de arena más endurecedor manteniendo la cantidad de arena (160 gr) y el número de golpes (8) constantes y haciendo uso del horno “DiES Thermolab” a 80 °C por 5 horas se obtiene que las muestras efectivamente se consolidan de manera adecuada.



Figura 16. Plugs Consolidados de Arenas Fina, Media y Gruesa.

Puesto que se busca fabricar núcleos con diferentes resultados petrofísicos, se propone realizar nuevas pruebas con diversos tipos de configuraciones variando la cantidad de arena, los tipos de

arena, el número de golpes, el tiempo de secado en el horno, realizando mezclas de arenas y variando nuevamente la cantidad de Silicato de sodio manteniendo un límite máximo de 10 ml, obteniendo así los resultados de la *Tabla 9*.

Tabla 9.

Resultados obtenidos utilizando variadas configuraciones en los paquetes de arena en el Plug Maker.

No. de Plug	Tipos de arena	Cantidad de arena (gr)	Porcentajes de arenas (%)	Cantidad Silicato de Sodio(ml)	No. de Golpes	Horas de Secado	Resultado
1	Fina #100	120	100	10	3	6	Consolidado
2	Media #50	140	100	8	3	6	Consolidado
3	Gruesa #35	155	100	5	10	6	Consolidado
4	Fina no seleccionada	132	100	10	3	6	No Consolidado
5	Media#50/Gruesa#35	80/80	50/50	5	5	8	No Consolidado
6	Media#50/Fina#100	80/80	50/50	5	3	8	No Consolidado
7	Fina#100/Media#50/Gruesa#35	20/40/85	14/28/58	5	8	8	No Consolidado
8	Fina#100/ Gruesa#35	80/80	50/50	5	5	8	Consolidado
9	Fina#100/Media#50/Gruesa#35	90/30/30	60/20/20	6	3	8	Consolidado
10	Fina#100/ Gruesa#35	29/116	20/80	3	10	8	Consolidado
11	Media#50/ Gruesa#35	90/90	50/50	8	10	5	Consolidado
12	Fina#100/ Media#50	90/90	50/50	8	5	5	Consolidado
13	Fina#100/ Gruesa#35	80/80	50/50	8	10	5	Consolidado
14	Fina#100/Media#50/Gruesa#35	55/55/55	33.3/33.3/33.3	8	8	5	Consolidado
15	Fina#100/Media#50/Gruesa#35	30/30/90	20/20/60	8	8	5	Consolidado
16	Fina#100/Media#50/Gruesa#35	90/30/30	60/20/20	8	4	5	Consolidado

Realizando diferentes tipos de configuraciones fue posible construir 16 plugs sintéticos de los cuales únicamente 4 no se consolidan de manera adecuada. De manera satisfactoria se obtiene la compactación de 13 plugs adicionales a los tres iniciales, ver *Imagen 3*, con los cuales se proceden

a realizar pruebas de permeabilidad y a partir de estas se determinará la cercanía o similitud en permeabilidad de los núcleos realizados con núcleos naturales.

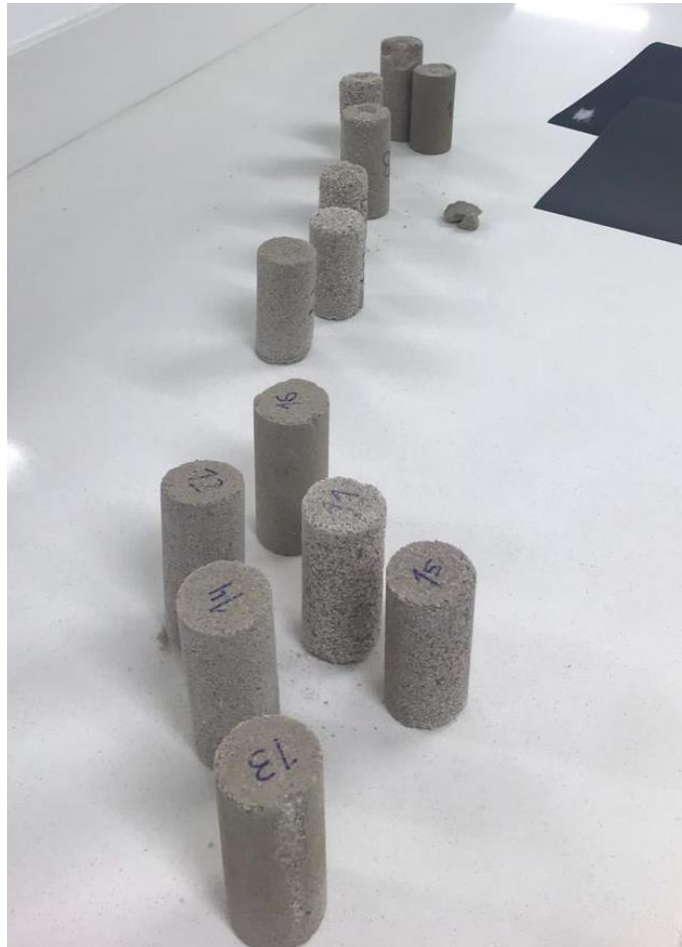


Figura 17. Plugs Consolidados de Diferentes Configuraciones para Inicio de Pruebas Petrofísicas.

6. Pruebas de permeabilidad en núcleos sintéticos Arena/Endurecedor

Se realiza el inicio de pruebas de Permeabilidad en los núcleos construidos anteriormente, para este procedimiento se hace uso del permeámetro de Ruska ubicado en el laboratorio de Análisis Petrofísicos el cual arroja el resultado de las variables necesarias para el cálculo de la permeabilidad a través de la Ley de Darcy de la siguiente manera:

$$K_a = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P}$$

Ecuación 9

Entendiéndose: K_a como permeabilidad absoluta, q como tasa de flujo, μ viscosidad; L longitud (cm); A área (cm²); ΔP como diferencial de presión (atm).

Al realizar las pruebas en todos los núcleos contruidos, los resultados no son favorables debido a que el permeámetro no puede medir la tasa de flujo (q), el significado de ello es que la permeabilidad es muy alta, del orden de más de 5 Darcys.

Inicialmente, se planteó utilizar únicamente Silicato de Sodio como único material cementante buscando realizar plugs de manera sencilla, con el menor uso de sustancias adicionales, sin embargo, en vista de que al utilizar sólo el Silicato de Sodio no se obtienen porosidades ni permeabilidades medibles y reales similares a las de yacimientos se opta por utilizar un agente reductor de porosidad y permeabilidad.

7. Construcción de núcleos sintéticos Arena/ Endurecedor/Agente Reductor

Dado que para resultados anteriores con los plugs contruidos de arena/endurecedor, no se obtienen permeabilidades en los rangos que el permeámetro permita calcular (se obtienen permeabilidades muy altas). Se parte del trabajo realizado por (Celis & Fernández, 2012) quienes utilizan Agentes Reductores de Porosidad y Permeabilidad para la construcción de medios porosos estratificados.

7.1 Descripción de los Agentes reductores de Permeabilidad

Caolín: Es una arcilla blanca o amarilla, compuesta de silicato de alúmina hidratada producto de la descomposición del feldespato.

Marmolina: Es llamada mármol artificial, está conformado de estuco de cal y polvo de mármol. Esta presenta variedad en su tamaño de grano.

Cemento Gris: Es una mezcla de arcilla molida y material calcáreo muy fino, compuesto de silicato de calcio. El color gris es generado por el óxido de hierro.

7.2 Fabricación de núcleos Arena/ Endurecedor/Agente Reductor y resultados

En la fabricación de estos nuevos núcleos se utiliza únicamente arena fina en diferentes cantidades (en este caso una arena tipo 50/100), 15 ml de silicato de Sodio como cemento y Caolín como Agente Reductor de Porosidad y Permeabilidad en diferentes cantidades dentro del cilindro molde con el fin de verificar que efectivamente con determinado número de golpes exista una compactación de la arena y que el equipo cumpla con su función esencial.

Tabla 10.

Resultados obtenidos utilizando Arena/Endurecedor/ARPP

No. De Plug	Arena (gr)	% Caolin	Caolin (gr)	Silicato de Sodio (ml)	Rango de Permeabilidad
1c	106,64	33,35	53,36	15	50-100 miliDarcys
2c	106,64	33,35	53,36	15	50-100 miliDarcys
3c	119,03	25,61	40,97	15	500-800 miliDarcys
4c	119,03	25,61	40,97	15	500-800 miliDarcys
5c	86,84	45,73	73,16	15	2-3 Darcys
6c	86,84	45,73	73,16	15	2-3 Darcys

Realizando diferentes tipos de configuraciones es posible realizar 6 plugs sintéticos de los cuales todos se consolidan de manera adecuada, ver figuras a continuación, con los cuales se proceden a realizar pruebas de permeabilidad y se obtienen permeabilidades en rangos admisibles similares a los presentados en núcleos naturales.



Figura 18. Plug Consolidado 1c Arena/Endurecedor/ARPP.



Figura 19. Plug Consolidado 2c Arena/Endurecedor/ARPP.



Figura 20. Plug Consolidado 3c Arena/Endurecedor/ARPP.



Figura 21. Plug Consolidado 4c Arena/Endurecedor/ARPP.



Figura 22. Plug Consolidado 5c Arena/Endurecedor/ARPP.



Figura 23. Plug Consolidado 6c Arena/Endurecedor/ARPP.

9. Conclusiones

El equipo construido funciona de manera adecuada para el fin propuesto, de los cambios en la configuración del paquete de arena, endurecedor y reductor de permeabilidad de cada plug sintético dependerá el resultado final.

A partir de las configuraciones y dependiendo de las proporciones de los componentes se obtendrán plugs de diferentes características que modelen núcleos reales o que se desvíen de la realidad.

Con el fin de obtener propiedades petrofísicas adecuadas de acuerdo con los análisis de laboratorio es un requerimiento utilizar agentes reductores de permeabilidad puesto que con el equipo Plug Maker no es posible aplicar el grado de compactación que permita obtener tales resultados únicamente con la configuración arena - endurecedor.

Los plugs sintéticos diseñados y contruidos durante el proyecto pueden ser empleados de manera útil en el desarrollo de la clase Análisis Petrofísicos como herramientas educativas, al igual que el uso del equipo Plug Maker para generar nuevos plugs sintéticos.

Si se desean obtener plugs sintéticos con propiedades petrofísicas en rangos similares a los plugs naturales es necesario utilizar configuraciones que incluyan arenas finas puesto que el grado de compactación que se puede obtener con el equipo Plug Maker no es suficiente para generar las propiedades deseadas en arenas medias o gruesas.

10. Recomendaciones

Desarrollar una metodología aplicada a la clase de análisis petrofísicos que incluya el uso del equipo con el fin de que los estudiantes conozcan este método y puedan fabricar plugs sintéticos para el posterior análisis de sus propiedades petrofísicas.

En caso de buscar obtener plugs sintéticos de diferentes tamaños al planteado, es posible construir un nuevo cilindro molde con las dimensiones deseadas sin modificar el equipo en su estructura fundamental y funcionamiento.

En base al proceso desarrollado en el trabajo, estudiar la efectividad de diferentes reductores de permeabilidad de fácil adquisición.

Establecer un patrón en las cantidades de aditivos, tiempo de secado y número de golpes, a utilizar para la fabricación de plugs sintéticos utilizando el Plug Maker.

Referencias Bibliográficas

- Ahmed, T., & Meehan, D. N. (2012). Chapter 6-Introduction to Enhanced Oil Recovery. En *Advanced Reservoir Management and Engineering (Second Edition)*. Gulf Professional Publishing.
- Ardila, M., & Arenas, F. (2010). *Metodología para el análisis e interpretación de resultados de laboratorio de análisis petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Celis, L., Fernández, O. (2012). *Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Figuerroa, N.(2013). *Relación entre las propiedades petrofísicas de la roca almacenadora en depósitos turbidíticos y la producción de hidrocarburos: análisis del sector central del campo tajín de la cuenca de Chicontepec*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Figue Padrón, R., Lizcano, J. (2014). *Evaluación del efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Grattoni, C. A., Wisniak, M., & Jing, X. D. *Improving the Evaluation of Petrophysical Properties for Unconsolidated Sands*.
- Jishun, Q. *The Manufacture and Use of Artificial Consolidated Core Samples in China*.
- Lerner, D. B., Dacy, J. M., Raible, C. J., Rathmell, J. J., Swanson, G., & Walls, J. D. (1990). SCA guidelines for sample preparation and porosity measurement of electrical resistivity

samples. Part II: Sample preparation and porosity measurement. *The Log Analyst*, Págs. 31, 57-63.

Lizcano, J. (2014). *Evaluación del efecto de la deposición de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Norma API RP 40, (1998). American Petroleum Institute.

Pang, H., Jin, Y., Shi, C., Guo, J., Wang, Z., Lin, B., & Ma, C. (2018). *A New Methodology for the Preparation of Synthetic Oil Sand Cores*. In *52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association.

Rodríguez, X. (2013). *Características de Medios Porosos*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.