



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
UNIDAD TICOMÁN  
INGENIERÍA PETROLERA**

**“SELECCIÓN DE BARRENAS PDC UTILIZANDO LA  
RESISTENCIA DE LA ROCA Y EL CÓDIGO IADC”**

**T E S I S**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:  
GEORGES SALAME KHOURI**

**DIRECTOR DE TESIS: M. EN C. DAVID VELÁZQUEZ CRUZ**



**CIUDAD DE MÉXICO, OCTUBRE 2020**

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
P r e s e n t e

Bajo protesta de decir verdad el que suscribe Georges Salame Khouri manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada “Selección de Barrenas PDC Utilizando la Resistencia de la Roca y el Código IADC”, en adelante “La Tesis” y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante el IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) “La Tesis” por un periodo de 10 años contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a “El IPN” de su terminación.

En virtud de lo anterior, “El IPN” deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de “La Tesis”.

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de “La Tesis”, manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de “La Tesis”, por lo que deslindo de toda responsabilidad a “El IPN” en caso de que el contenido de “La Tesis” o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, octubre de 2020.

A t e n t a m e n t e



---

Georges Salame Khouri



EP Y T/067/2020.

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"  
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración  
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía  
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"  
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

**Asunto**

Registro de Tema

CDMX, 13 de febrero de 2020.

**C. GEORGES SALAME KHOURI**  
**PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE**  
**INGENIERÍA PETROLERA**  
**PRESENTE**

A continuación, comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

**"SELECCIÓN DE BARRENAS PDC UTILIZANDO LA RESISTENCIA DE LA ROCA Y EL CÓDIGO IADC".**

- INDICE
- RESUMEN
- ABSTRACT
- INTRODUCCIÓN
- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
- JUSTIFICACIÓN
- HIPÓTESIS
- OBJETIVO
- ALCANCE
- I. DESCRIPCIÓN DE BARRENAS PDC
- II. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE BARRENAS PDC
- III. MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN DE BARRENAS
- IV. CASO DE APLICACIÓN
- CONCLUSIONES
- REFERENCIAS

**ATENTAMENTE**

"La Técnica al Servicio de la Patria"

**Ing. Fernando Rodríguez Chávez**  
Subdirector Académico.

FRCH/gach\*



**UNIDAD TICOMÁN**  
**SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**





**Folio**  
EP Y T/171/2020.

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"  
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración  
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía  
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"  
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

**APROBACIÓN**

CDMX, 01 de octubre de 2020.

**ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ**  
SUBDIRECTOR ACADÉMICO  
**PRESENTE**

Por este conducto, hacemos constar que el Tema, por la opción de **Tesis Individual**, "**SELECCIÓN DE BARRENAS PDC UTILIZANDO LA RESISTENCIA DE LA ROCA Y EL CÓDIGO IADC**" presentado por la pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera**, **C. GEORGES SALAME KHOURI**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto, esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

**TITULARES**

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE

ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ

ING. CARLOS ANTONIO CASTILLO ARREAGA

ING. OMAR ALVARADO BAILEY

M. en C. DAVID VELÁZQUEZ CRUZ





"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"  
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración  
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía  
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"  
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

EP Y T/066/2020.

**Asunto**  
**ASESORIA DE TESIS**

CDMX, 12 de febrero de 2020

**M. en C. DAVID VELÁZQUEZ CRUZ**  
**PRESENTE**

En atención a la Solicitud del **C. GEORGES SALAME KHOURI**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, le saludo cordialmente.

**ATENTAMENTE**

"La Técnica al Servicio de la Patria"

**Ing. Fernando Rodríguez Chávez**  
Subdirector Académico



**UNIDAD TICOMÁN**  
**SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**

c. c. p. M. en C. David Velázquez Cruz. Jefe del Departamento de Formación Profesional Específica.  
Interesado

FRCH/gach\*



## Agradecimientos

Agradezco a Dios por darme la mejor familia que se puede tener, a mis padres, Youssef y Gina, maravillosos, cariñosos, trabajadores, luchadores y que no se rinden bajo ninguna circunstancia. Y a mis hermanas Latife, Laila y Nina que siempre están para todo lo que necesite, apoyándome y enseñándome cosas nuevas día tras día. ¡Bhebkon Ktir!

Al Instituto Politécnico Nacional, por darme las herramientas para aprender esta ingeniería y permitirme realizar una movilidad estudiantil en el extranjero, un agradecimiento eterno.

A todos mis amigos del Liceo y a los que he hecho desde el primer semestre en el Politécnico, gracias por todos los buenos momentos que pasamos durante estos años y espero que nuestra amistad continúe por siempre.

A todos los profesores que me han impartido clase, gracias por compartir con nosotros su tiempo y conocimiento para nuestro desarrollo profesional. En particular, un agradecimiento a mi director de Tesis, David Velázquez Cruz, por el tiempo y los consejos que me ha dado para la correcta realización de este trabajo.

A todo el personal de apoyo y de intendencia por mantener las instalaciones funcionando, sin ustedes las actividades académicas no serían posibles, muchas gracias.

Finalmente, un gran agradecimiento a todos los que me apoyaron para ser consejero y representar a los alumnos en el Consejo General Consultivo del IPN, ser la voz de la comunidad estudiantil es una de las mejores experiencias que se puede tener como alumno.

# Índice

Índice de Figuras .....	IV
Índice de Tablas .....	VI
Resumen .....	VIII
Abstract .....	IX
Introducción .....	X
Planteamiento del problema.....	XII
Justificación .....	XII
Hipótesis.....	XII
Objetivo .....	XII
Alcance.....	XIII
Capítulo 1. Descripción de Barrenas PDC .....	1
1.1 Perforación de Pozos .....	1
1.2 Barrena .....	1
1.3 Principio de operación .....	2
1.4 Tipos de Barrenas .....	2
1.5 Barrenas Tricónicas.....	3
1.6 Barrenas PDC.....	4
1.6.1 Mecanismo de Corte de las Barrenas PDC.....	5
1.6.2 Tipos de Cuerpos de las Barrenas PDC.....	6
Cuerpo de Matriz .....	6
Cuerpo de Acero.....	7
1.6.3 Perfil de las Barrenas PDC.....	8
1.7 Cortadores de Compacto de Diamante Policristalino (PDC).....	10
Capítulo 2. Metodología para la Selección de Barrenas PDC .....	13
2.1 Código IADC para Barrenas PDC .....	13

2.2 Resistencia a la Compresión sin Confinar (UCS).....	15
2.3 Método de Selección .....	17
2.3.1 Clasificador de Barrenas de la Revista World Oil.....	17
2.3.2 Selección de la Densidad y Tamaño de los Cortadores.....	19
2.3.3 Selección del Perfil de la Barrena.....	23
2.3.4 Selección del Material.....	27
Capítulo 3. Métodos de Optimización de Barrenas.....	30
3.1 Tasa de Penetración.....	30
3.2 Revoluciones por Minuto .....	31
3.3 Peso sobre Barrena.....	31
3.4 Área de toberas .....	32
3.5 Torque .....	34
3.6 Arrastre .....	35
3.7 Energía Mecánica Específica .....	35
3.8 Costo Por Metro Perforado.....	37
Capítulo 4. Caso de Aplicación .....	40
4.1 Campo Constituciones.....	40
4.2 Pozo Constituciones 1154 .....	41
4.2.1 Localización .....	41
4.2.2 Objetivo del Pozo.....	41
4.2.3 Columna Geológica .....	42
4.2.4 Objetivo de Cada Etapa.....	43
4.2.5 Estado Mecánico .....	43
4.2.6 Análisis de Datos .....	44
4.3 Pozo Constituciones 1111 .....	51
4.3.1 Localización .....	51
4.3.2 Columna Geológica y Estado Mecánico.....	51
4.3.3 Análisis de Datos .....	53
4.4 Datos de las Barrenas .....	53
4.5 Comentarios sobre los Resultados.....	55
4.6 Pozo Constituciones C-1158 .....	56

4.6.1 Análisis de Datos .....	56
4.6.2 Datos de las Barrenas .....	57
4.7 Comentarios Finales sobre los Resultados .....	58
4.8 Análisis Económico.....	59
4.8.1 Costo por Metro por Pozo.....	60
4.8.2 Comentarios sobre los Resultados.....	62
Conclusiones.....	63
Referencias .....	65
Referencias Bibliográficas .....	65
Referencias de Tablas y Figuras .....	66

## Índice de Figuras

<i>Figura 1.1. Línea del Tiempo de las Barrenas (Gordon, 2011)</i> .....	2
<i>Figura 1.2. Clasificación de las Barrenas</i> .....	3
<i>Figura 1.3. Barrena Tricónica (Bestdrillingbits, 2020)</i> .....	4
<i>Figura 1.4. Barrena PDC (Alibaba)</i> .....	5
<i>Figura 1.5. Mecanismo de Corte de las Barrenas PDC (Gordon, 2011)</i> .....	6
<i>Figura 1.6. Barrena con Cuerpo de Matriz (Longyue, 2020) y Colocación del Cortador (King Petroleum, 2020)</i> .....	7
<i>Figura 1.7. Barrena con Cuerpo de Acero (Schlumberger, 2020) y Colocación del Cortador (King Petroleum, 2020)</i> .....	8
<i>Figura 1.8. Tipos de Perfiles de las Barrenas PDC (García, 2016)</i> .....	9
<i>Figura 1.9. Partes de las Barrena PDC de Acero(Izquierda) y Matriz(Derecha) (Reedhycalog, 2020)</i> .....	10
<i>Figura 1.10. Cortadores PDC en la Barrena (Best Drilling Bits)</i> .....	11
<i>Figura 1.11. Cortadores PDC (Best Drilling Bits)</i> .....	11
<i>Figura 1.12. Proceso de Fabricación de un Cortador PDC (Best Drilling Bits, 2020)</i> .....	12
<i>Figura 1.13. Estructura de un Cortador PDC (Velázquez, 2018)</i> .....	12
<i>Figura 2.1. Esquema de Prueba de UCS (Velázquez, 2018)</i> .....	16
<i>Figura 3.1. Representación del Torque y del Arrastre (Mims, 2003)</i> .....	35
<i>Figura 4.1. Mapa de la Ubicación del Campo Constituciones (CNH, 2011)</i> .....	40
<i>Figura 4.2. Estado Mecánico y Columna Geológica del Pozo C-1154 (Pemex, 2011)</i> .....	44
<i>Figura 4.3. Carril UCS y Tabla UCS del Pozo C-1154 (Pemex, 2011)</i> .....	45
<i>Figura 4.4. Energía Específica y Resistencia a la Compresión sin Confinar en función de la Profundidad del Pozo C-1154</i> .....	50
<i>Figura 4.5. Estado Mecánico y Columna Geológica - Pozo C-1111 (Pemex, 2011)</i> .....	52
<i>Figura 4.6. Energía Específica y Resistencia a la Compresión sin Confinar en función de la Profundidad del Pozo C-1111</i> .....	53

*Figura 4.7. Energía Específica y Resistencia a la Compresión sin Confinar en función de la Profundidad del Pozo C-1158..... 57*

*Figura 4.8. Rendimiento de las Barrenas por Pozo (Smith Bits, 2011)..... 58*

## Índice de Tablas

<i>Tabla 2.1. Sistema de Clasificación para las Barrenas PDC de la IADC.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 2.2. Tipo de Rocas en el Clasificador de Barrenas de World Oil .....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 2.3. Tipo de Formación en Función de la UCS .....</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 2.4. Ejemplo de Clasificación de una Barrena PDC en el Clasificador de World Oil.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2.5. Resultados para Formación Blanda y Blanda Pegajosa .....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 2.6. Resultados para Formación Medianamente Blanda .....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 2.7. Resultados para Formación Media .....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 2.8. Resultados para Formación Medianamente Dura.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 2.9. Resultados para Formación Dura .....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 2.10. Resultados para Formación Extremadamente Dura .....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 2.11. Densidad y Tamaño de Cortadores en función del Tipo de Formación .....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 2.12. Resultados para Formación Blanda y Blanda Pegajosa .....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 2.13. Resultados para Formación Medianamente Blanda .....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 2.14. Resultados para Formación Media .....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 2.15. Resultados para Formación Medianamente Dura.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 2.16. Resultados para Formación Dura .....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 2.17. Resultados para Formación Extremadamente Dura .....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 2.18. Perfil en función del Tipo de Formación.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 2.19. Cantidad de Barrenas en función del Material .....</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 2.20. Material en función del Tipo de Formación .....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 2.21. Especificaciones Recomendadas para Barrenas por Tipo de Formación, basándose en el World Oil Drill Bit Classifier .....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 2.22. Selección de Barrenas PDC en función del Tipo de Formación .....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 4.1. Localización del Pozo C-1154 (Pemex, 2011) .....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 4.2. Columna Geológica del Pozo C-1154 (Pemex, 2011) .....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 4.3. Objetivos de las Etapas de la Perforación del Pozo C-1154 (Pemex, 2011).....</i>	<i>43</i>

<i>Tabla 4.4. UCS en Metros Desarrollados del Pozo C-1154.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 4.5. UCS Promedio por Metro Perforado del Pozo C-1154 (Pemex, 2011). 47</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 4.6. Parámetros de Perforación del Pozo C-1154 (Pemex, 2011).....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 4.7. Energía Específica del Pozo C-1154 .....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 4.8. Localización del Pozo C-1111 (Pemex, 2011) .....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 4.9. Columna Geológica del Pozo C-1111 (Pemex, 2011) .....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 4.10. Rendimiento de las Barrenas del Pozo C-1154 (Pemex, 2011).....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 4.11. Rendimiento de las Barrenas del Pozo C-1111 (Pemex, 2011).....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 4.12. Rendimiento de las Barrenas del Pozo C-1158 (Pemex, 2011).....</i>	<i>57</i>

## Resumen

Se presenta una guía de selección de barrenas PDC en función de la resistencia a la compresión sin confinar (USC) de la formación y un análisis estadístico de un clasificador de barrenas. Los resultados se comparan con la selección y el rendimiento de las barrenas PDC en tres pozos del mismo campo petrolero.

La UCS se usa para determinar la resistencia a la compresión de cada categoría de formación propuesta por el clasificador de barrenas y el código de barrenas PDC de la IADC se usa para estandarizar la clasificación de las barrenas. Finalmente, con base en la estadística, se define el tipo de barrena PDC más recomendado para cada tipo de formación.

El rendimiento de las barrenas se calcula con base en el método de energía específica y se compara con la UCS de las rocas perforadas, para determinar qué tan óptimo es el rendimiento de la perforación. En los tres casos analizados, la selección de las barrenas PDC se realizó de acuerdo con la guía propuesta. Los tres pozos se encuentran en el mismo campo petrolero, por lo que las formaciones que se perforan están compuestas básicamente por el mismo tipo de rocas, sin embargo, se nota que el desempeño del mismo tipo de barrena PDC es diferente en cada uno de los pozos. Múltiples factores, como el peso de la sobre la barrena y la velocidad de rotación, tienen un impacto significativo en el rendimiento de la misma. Otro factor importante a considerar en el rendimiento es la calidad de la fabricación de la barrena.

El método de selección de barrenas PDC que se aplica aquí, utilizando una tabla de selección, ayuda al ingeniero de diseño en la toma de decisiones para elegir una barrena PDC óptima, reduciendo el tiempo y los costos de la perforación.

## Abstract

A PDC drill bit selection guide is presented that uses unconfined compressive strength of the rock formation and a statistic analysis of a drill bit classifier for an appropriate choice of such. Results are compared to the selection and performance of PDC drill bits in three wells of the same oil field.

The UCS is used to determine the hardness of each rock category proposed by the drill bit classifier, then the IADC PDC drill bits' code is used to standardize the classification of the bits. Finally, based on the statistics the most recommended type of PDC drill bit for each rock category is defined.

The performance of the bits is calculated based on the specific energy method and is compared to the UCS of the drilled rocks, to determine how optimal is the performance of the drilling. In all three cases, PDC bit selection was made according to the guide that we proposed. The three analyzed wells are in the same oil field, thus the formations that are drilled are basically composed by the same kind of rocks, nevertheless, it is noticed that the performance of the same type of PDC bit is different in each one of the wells. Multiple factors, such as the weight on bit and the rotational speed, have a significant impact in the performance of the drill bit; another important factor to be considered in the performance is the quality of the manufacture of the bit.

The method of PDC drill bits selection applied hereby, using a selection table, helps the design engineer in the decision making of choosing an optimal PDC drill bit, reducing the time and costs of the drilling.

## Introducción

El trabajo que se presenta a continuación está enfocado a contribuir en la selección de barrenas PDC para la optimización de la perforación de pozos. Se basa en el análisis estadístico del clasificador de barrenas de la revista World Oil, que permitió generar una guía de selección de barrenas PDC en función de la resistencia a la compresión sin confinar de la roca.

En el primer capítulo, se define lo que es una barrena, principios de operación, tipos que existen, parámetros de diseño y mecanismos de corte dependiendo el tipo. Posteriormente, se definen los componentes principales de una barrena PDC, el cuerpo y los cortadores. Por lo que concierne al cuerpo de la barrena, se comenta acerca de los tipos de materiales con los que se confecciona y de los diferentes perfiles que puede tomar. Respecto a los cortadores, se explica su proceso de fabricación y de acoplamiento a la barrena.

En la primera parte del segundo capítulo, se explica lo que es el código IADC para barrenas PDC y como ayuda para homologar al conjunto de barrenas. Asimismo, se define lo que es la resistencia a la compresión sin confinar (UCS), y se formula una tabla de clasificación de formaciones en función de la UCS. En la segunda parte, se desarrolla el procedimiento a fin de definir el tipo de barrena PDC que se necesita en función del tipo de formación que se va a perforar.

En el tercer capítulo, se exponen los parámetros que afectan la optimización de la perforación y se introducen las ecuaciones de Teale (1965) para la energía mecánica específica y de Rabia (1985) para la energía específica, que ayudan a observar mientras se perfora que tan lejos se está de lo óptimo. Por otro lado, se indica la fórmula de costo por metro que permite conocer económicamente si la selección de barrena fue óptima.

Finalmente, en el cuarto capítulo se tiene el análisis de la perforación de tres diferentes pozos, en los que se compara la resistencia de la roca y la energía específica que se requirió para perforarla, de esta forma se determina qué tan óptima fue la perforación, observando si la selección de barrenas en función del tipo de roca se realizó conforme a la guía de selección presentada anteriormente, y comparando el costo por metro de cada uno de los casos.

## Planteamiento del problema

La selección de barrenas PDC es una parte fundamental en la perforación de pozos, siendo el tipo de barrena más usada hoy en día. Y no existe un sistema de selección estándar en función de la roca que se pretende perforar.

## Justificación

Para la industria petrolera, la optimización en la perforación es muy importante dado que permite reducir costos y de esa forma aumentar las ganancias del proyecto. Por lo anterior, una buena selección de barrena PDC es fundamental para optimizar la perforación.

## Hipótesis

Una guía de selección de barrenas PDC basada en las recomendaciones de todas las compañías manufactureras, en función de cada tipo de formación, es una herramienta útil y efectiva para seleccionar barrenas PDC.

## Objetivo

Realizar una guía de selección de barrenas PDC en función del tipo de formación, basada en el análisis estadístico de las recomendaciones de las compañías manufactureras de barrenas.

## Alcance

Realizar un análisis del clasificador de barrenas de la revista World Oil para determinar estadísticamente los tipos de barrenas que son ideales para cada tipo de formación. En segundo lugar, se verificarán los resultados de la tabla de resultados a partir del análisis de tres pozos perforados con anterioridad para evaluar el comportamiento de las barrenas.

# Capítulo 1. Descripción de Barrenas PDC

## 1.1 Perforación de Pozos

La perforación de pozos se refiere a la acción de realizar un agujero en la tierra para comunicar un objetivo en el subsuelo (un yacimiento en nuestro caso) con la superficie. Durante el proceso, se le da estabilidad a las paredes de este pozo cementando una tubería en su interior, creando así una conexión entre yacimiento y superficie.

Al perforar un pozo se requiere de un equipo de perforación compuesto por cinco sistemas: izaje, rotación, circulación, potencia y control. Todos estos sistemas en su conjunto tienen como objetivo perforar un pozo de manera segura y eficiente.

## 1.2 Barrena

La barrena se encuentra en el sistema de rotación, más específicamente en el aparejo de fondo (BHA, por sus siglas en inglés) que se encuentra en la parte más baja de la sarta de perforación, que es el conjunto de tubulares y herramientas que transmiten la rotación a la barrena a partir de la mesa rotaria o top drive.

Además de rotación, para triturar las rocas se necesita de fuerza de empuje sobre las mismas, llamado peso sobre la barrena. Los lastrabarrenas son los encargados de transmitir ese peso a la barrena y se controla desde la superficie.

La barrena se sitúa entonces en la parte baja de la sarta de perforación que se encarga de perforar la roca. Gracias a la fuerza de empuje ejercida por el peso de los lastrabarrenas, como a la rotación producida en superficie y transmitida por la sarta y a veces aumentada por un motor de fondo. Es el primer elemento que entra en contacto con la formación y la destruye para crear el pozo.

### 1.3 Principio de operación

Para perforar la roca, las barrenas funcionan con base en dos principios esenciales: vencer los esfuerzos de corte y los de compresión de la roca para fallar la roca. El principio de ataque se realiza mediante la incrustación los dientes en la formación y posteriormente en el corte de la roca al desplazarse dentro de ella. La forma de ataque depende del tipo y características de la roca, principalmente su resistencia.

### 1.4 Tipos de Barrenas

Desde finales del siglo XIX se comenzaron a crear diferentes tipos de barrenas, tal como se presentan en la línea del tiempo de la figura 1.1.

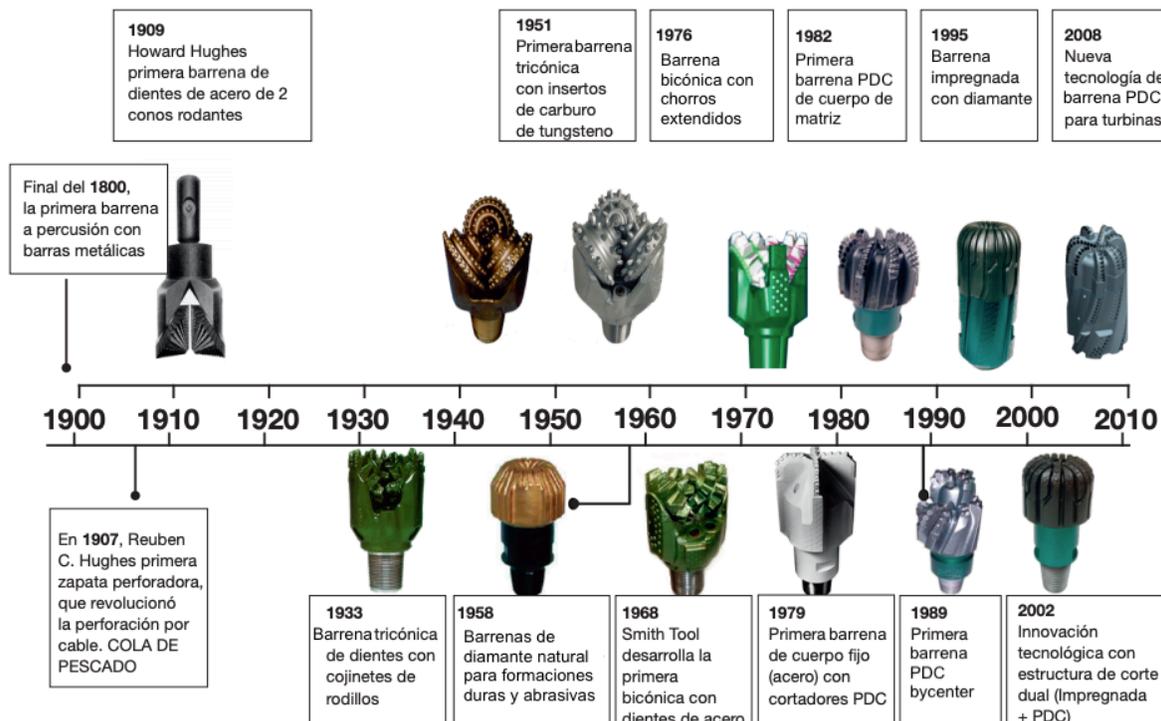
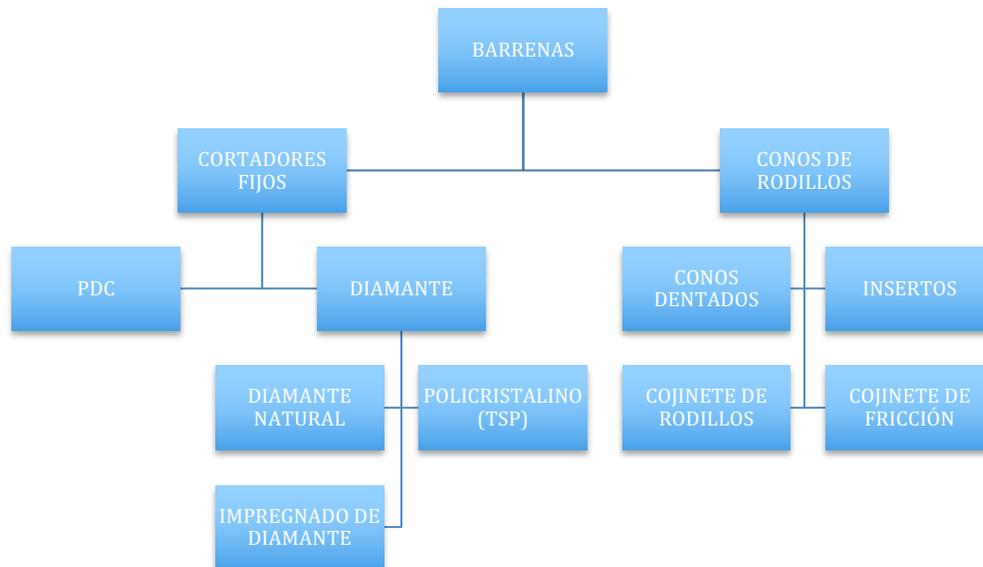


Figura 1.1. Línea del Tiempo de las Barrenas (Gordon, 2011)

Estas últimas se clasifican en cortadores fijos y de rodillos, como se puede ver en la figura 1.2.



*Figura 1.2. Clasificación de las Barrenas*

Hoy en día las barrenas tricónicas pertenecientes a la familia de conos de rodillos y las barrenas PDC pertenecientes a la familia de los cortadores fijos son las más utilizadas.

### 1.5 Barrenas Tricónicas

Las barrenas de tres conos (figura.1.3) se usan muy comúnmente desde su aparición en 1933, dado que tienen una gran variedad de tipos de dientes y de cojinetes que les permiten ser funcionales en varios tipos de formación. Estas barrenas se componen como lo dice su nombre de conos que giran al mismo tiempo que la barrena lo hace sobre el fondo (Ramos, 2011).



*Figura 1.3. Barrena Tricónica (Bestdrillingbits, 2020)*

## 1.6 Barrenas PDC

Las Barrenas de Compacto de Diamante Policristalino (PDC, por sus siglas en inglés) (figura 1.4), llevan este nombre porque los cortadores están hechos con diamante sintético (compacto de diamante) diseñados en forma de pastillas (Facultad de Ingeniería, 2020).

Su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas. Por su diseño y características, las barrenas PDC cuentan con una gran gama de tipos y fabricantes, especiales para cada formación: desde muy suaves hasta muy duras. Pueden ser rotadas a altas velocidades, utilizadas con turbinas y motores de fondo y con diferentes pesos sobre barrena. Por su versatilidad son de las más utilizadas (Facultad de Ingeniería, 2020).

Constan de un bloque sólido (cuerpo de acero o matriz) con elementos cortantes soldados que perforan la formación al rotar la sarta de perforación.

Las barrenas de compactos de diamante policristalinos aparecieron en el mercado en los años 70, su elemento cortante lo constituye un cilindro o capa de diamante

policristalino sintético, adherido a un sustrato de carburo de tungsteno mediante un proceso de alta presión y temperatura (Ramos, 2011).

Las barrenas PDC fueron diseñadas para obtener altas tasas de penetración en formaciones blandas, firmes y medianamente duras, no muy abrasivas (Ramos, 2011).

En la barrena PDC es importante considerar el tamaño, la forma, el número de cortadores usados y el ángulo de ataque del cortador, los cuales dependen de las características de la formación que se va a perforar (Ramos, 2011).

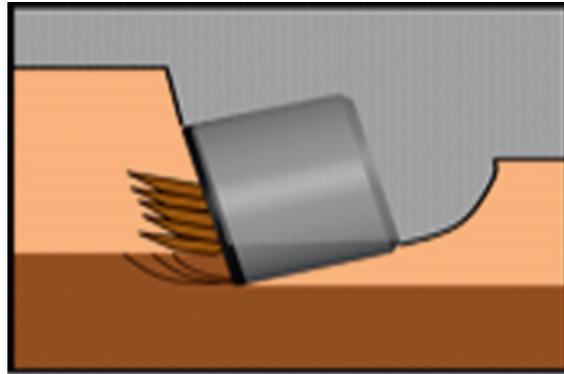


*Figura 1.4. Barrena PDC (Alibaba)*

### 1.6.1 Mecanismo de Corte de las Barrenas PDC

El mecanismo de corte que se produce con estas barrenas es por cizallamiento, que permite perforar la formación sin producir impacto en la misma. La ventaja que presenta es que se obtienen volúmenes de recortes de apreciable magnitud, aumentan consecuentemente la tasa de penetración y facilitan la limpieza del pozo

(Ramos, 2011). La figura 1.5 muestra un esquema del mecanismo de corte de las barrenas PDC.



*Figura 1.5. Mecanismo de Corte de las Barrenas PDC (Gordon, 2011)*

### 1.6.2 Tipos de Cuerpos de las Barrenas PDC

Existen dos tipos de cuerpos en las barrenas PDC, de matriz y de acero. La selección del tipo de cuerpo depende de las necesidades que se tienen para perforar el pozo. A continuación, se presentan los dos tipos de cuerpos.

#### Cuerpo de Matriz

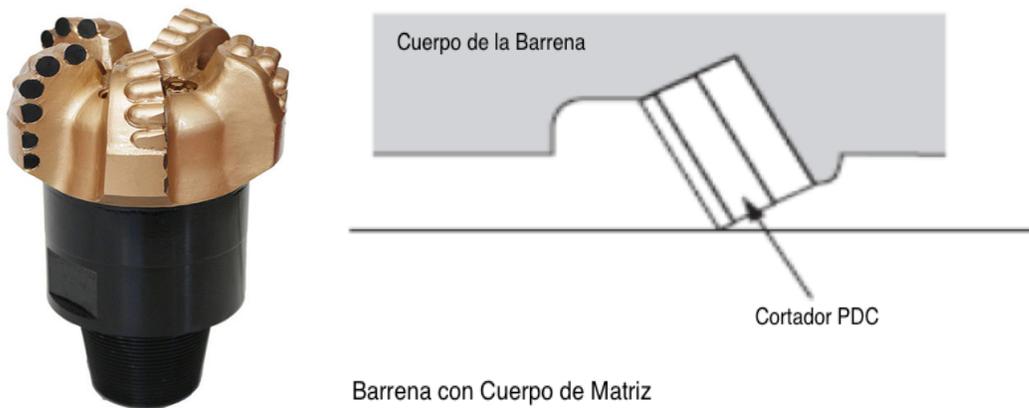
La matriz es un material muy duro, de carácter frágil compuesto por granos de carburo de tungsteno unidos por un aglutinante metálico más suave y resistente. Es un buen material para fabricar las barrenas, ya que su dureza resiste la abrasión y la erosión y es capaz de soportar grandes cargas compresivas.

Las barrenas de matriz se realizan en un molde, se deposita el carburo de tungsteno y el aglutinante en este último, se cocinan en un horno a altas temperaturas por un tiempo, se retiran, se enfrían y se obtienen las barrenas.

Las barrenas de matriz son más efectivas cuando el ambiente es erosivo y abrasivo.

Pero, un punto en contra es que las propiedades físicas de este material son poco predecibles dada la heterogeneidad del material ya que es un material compuesto y la cantidad y colocación de los granos de carburo de tungsteno varían.

En la figura 1.6 se tiene una barrena PDC con cuerpo de matriz y un esquema de como está colocado el cortador en dicha barrena.



*Figura 1.6. Barrena con Cuerpo de Matriz (Longyue, 2020) y Colocación del Cortador (King Petroleum, 2020)*

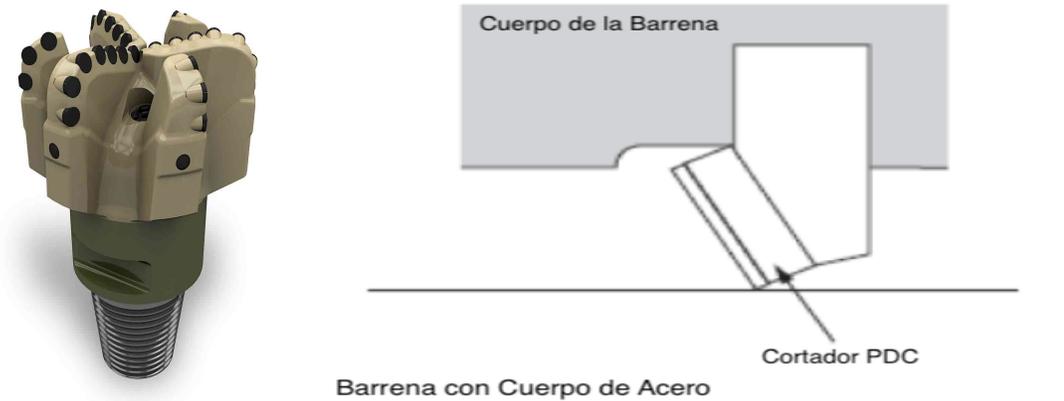
## Cuerpo de Acero

El acero es un material homogéneo, más suave que la matriz lo que lo vuelve menos resistente a la erosión y abrasión, por lo que se necesita recubrir las barrenas para evitar daños. El acero es muy resistente a las cargas de compresión. Las barrenas de acero se realizan con maquinas, transformando las barras de acero en el diseño requerido.

Las barrenas de acero tienen como gran ventaja su gran resistencia a las cargas compresivas y su ductilidad. También, la fabricación es más sencilla como su mantenimiento, una ventaja es que los dientes se pueden reemplazar fácilmente.

Las barrenas de acero se prefieren cuando el ambiente es poco erosivo y abrasivo.

En la figura 1.7 podemos ver una barrena PDC con cuerpo de acero y un esquema de como está colocado el cortador PDC en dicha barrena.



*Figura 1.7. Barrena con Cuerpo de Acero (Schlumberger, 2020) y Colocación del Cortador (King Petroleum, 2020)*

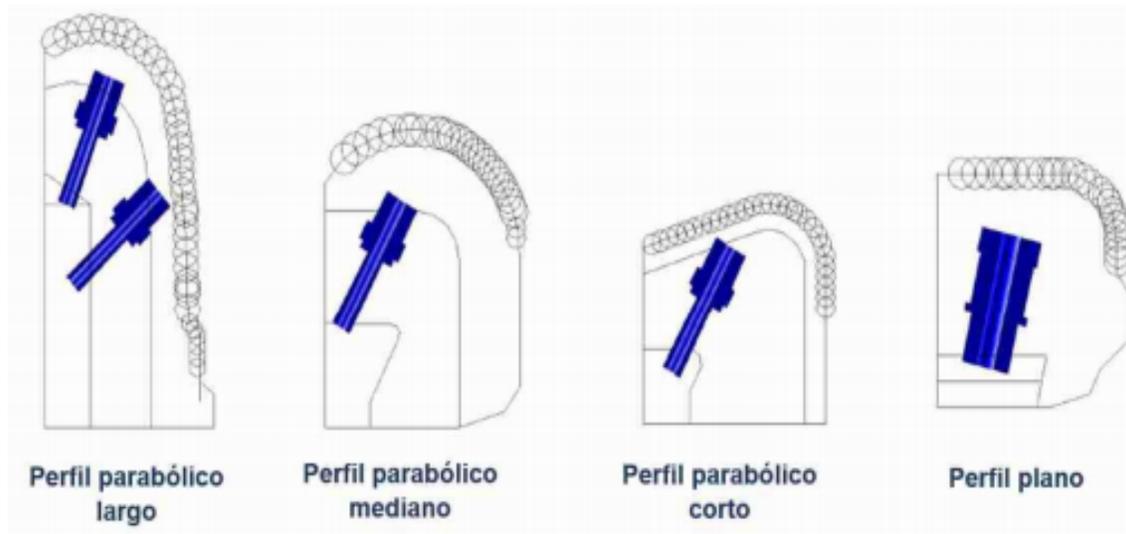
### 1.6.3 Perfil de las Barrenas PDC

En el diseño de las barrenas PDC, el tipo de perfil (figura 1.8) es uno de los elementos más importantes a tomar en consideración. El perfil se refiere a la forma que debe tener la barrena en la zona de las aletas, hay 4 formas principales: perfil plano, perfil parabólico corto, perfil parabólico mediano y perfil parabólico largo.

El objetivo básico de cualquier perfil es permitir un desgaste equilibrado de la estructura de corte y optimizar la estabilización de la barrena.

El diseño del perfil es un factor que se debe tener en cuenta para optimizar la estabilidad y durabilidad de las barrenas. Un perfil más largo tiene más cortadores y se desgasta más lentamente, mientras que un perfil más corto tiene menos cortadores y se desgasta más rápido. Un perfil más largo se usa en formaciones blandas a fin de remover más recortes, entre más pequeño el perfil más dura la

formación que se planea perforar, hasta llegar al perfil plano que se utiliza para formaciones muy duras (García, 2016).



*Figura 1.8. Tipos de Perfiles de las Barrenas PDC (García, 2016)*

En el perfil de las barrenas PDC se tienen 5 partes principales:

1. Calibre: Es la zona lateral del cuerpo y el máximo diámetro que posee la barrena; generalmente es el diámetro que se quiere para el pozo. El calibre proporciona estabilidad y direccionalidad a la barrena y es la zona que tiene mayor contacto con las fuerzas abrasivas de la formación.

2. Hombro: Posee forma tangencial, es el punto entre el calibre y el flanco.

3. Flanco: Es la parte angular de la cara de la barrena y es la que hace contacto con la formación, su ángulo se determina en función de la resistencia de la roca a perforar, es indispensable tener una buena cantidad de cortadores en esta parte.

4. Nariz: Es el área periférica de contacto con el fondo, se encuentra entre el cono y el flanco, se tiene una gran cantidad de cortadores colocados en esta área.

5. Cono: Es la cavidad central de la parte inferior del cuerpo de la barrena que hace contacto directo con el fondo del pozo.

(García, 2016)

Podemos ver todas las partes que componen una barrena PDC con cuerpo de acero y a una barrena PDC con cuerpo de matriz en la figura 1.9.

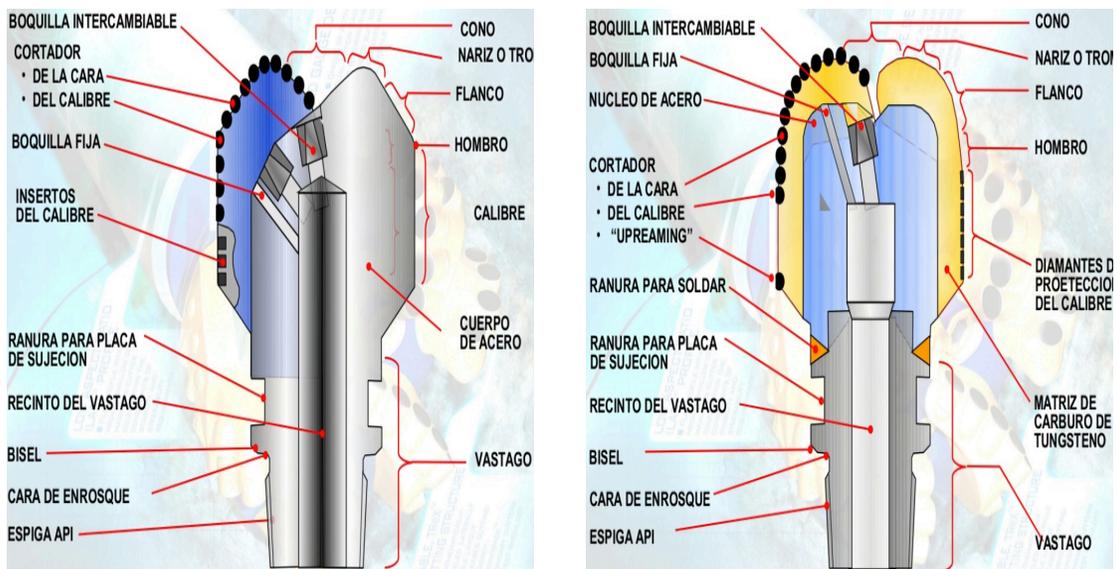


Figura 1.9. Partes de las Barrena PDC de Acero(Izquierda) y Matriz(Derecha) (Reedhycalog, 2020)

## 1.7 Cortadores de Compacto de Diamante Policristalino (PDC)

El material con mayor dureza en la naturaleza es el diamante, lo que le permite cortar cualquier otro material. Es por esto último que se decidió utilizar el diamante como material de los dientes de las barrenas, para poder cortar cualquier tipo de roca durante la perforación.

Pero debido al alto costo y la rareza del diamante, se implementó el uso de diamante sintético, que se produce colocando carbón a alta presión y temperatura hasta obtener granos de diamante, acelerando el proceso natural.

Del proceso anterior se obtienen mazas de cristales de diamante entrelazadas orientadas en todos sentidos lo que mejora su resistencia a la fricción. Con un aglutinante los cristales unen mazas y se convierten en las llamadas tablas, que son la parte superior del cortador de la barrena, es decir la tabla es la que entra en contacto con la formación.



*Figura 1.10. Cortadores PDC en la Barrena (Best Drilling Bits)*

Las tablas PDC se unen de muy buena forma con el carburo de tungsteno que es el material que compone la parte inferior del cortador y la barrena, lo que les da una gran resistencia a los cortadores PDC, podemos ver en la figura 1.10 como están colocados los cortadores PDC en la barrena. Pero, la tasa de expansión del catalizador dentro de la estructura cristalina es menor que la del diamante, lo que a alta temperatura provoca que el diente falle y la barrena se vuelva no funcional. Se tiene que mantener entonces a una temperatura adecuada a la barrena.

Entre más gruesa la parte de compacto de diamante policristalino, mayor es la resistencia al desgaste y por ende la durabilidad del cortador, en promedio esta parte representa el 20% de la altura del cortador, en la figura 1.11 podemos ver como son los cortadores PDC sueltos.



*Figura 1.11. Cortadores PDC (Best Drilling Bits)*

En la figura 1.12, se indican las etapas de fabricación de los cortadores PDC, desde la etapa 1 como granos de diamante sintético hasta la 6 en la que ya se tiene un cortador PDC terminado.

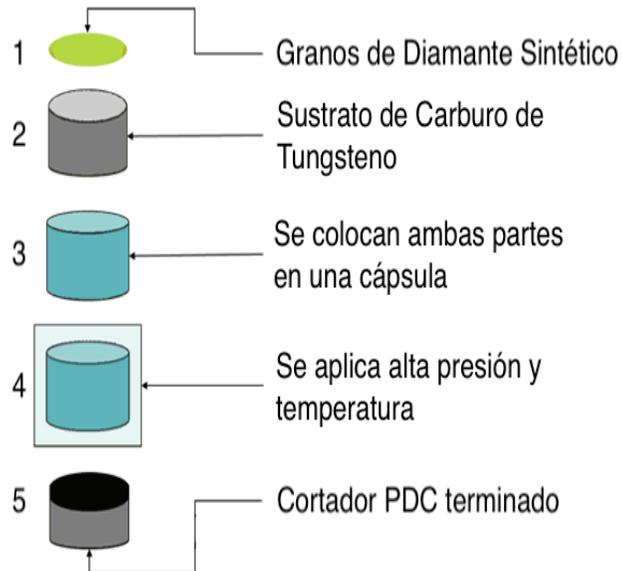


Figura 1.12. Proceso de Fabricación de un Cortador PDC (Best Drilling Bits, 2020)

En la figura 1.13, se identifica de manera clara las dos partes que componen un cortador PDC.

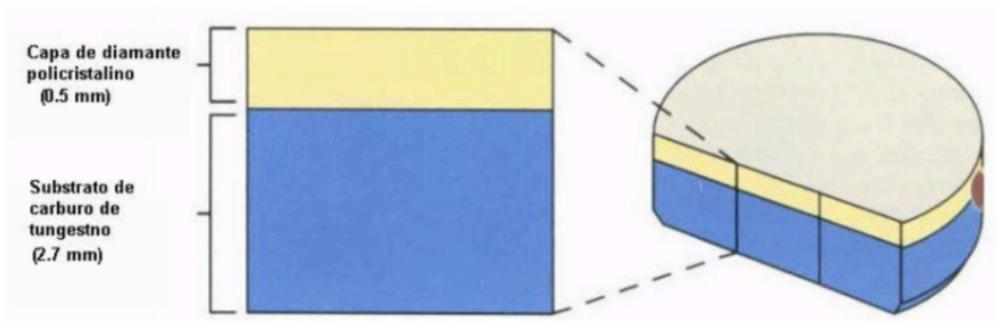


Figura 1.13. Estructura de un Cortador PDC (Velázquez, 2018)

## Capítulo 2. Metodología para la Selección de Barrenas PDC

### 2.1 Código IADC para Barrenas PDC

En el mercado existen numerosas compañías que se dedican a la manufactura de barrenas PDC. Cada uno de estos fabricantes tiene un código especial que describe a cada una de sus barrenas, para que con base en las especificaciones que pida el diseñador la compañía le otorgue una barrena adecuada.

La International Association of Drilling Contractors (IADC) vio la necesidad que tenían los diseñadores de un código único, para entender las características de las barrenas de las diferentes compañías sin tener que conocer cada uno de los códigos.

La IADC realizó un código sencillo compuesto por 4 caracteres, una letra seguida por tres números. A continuación, se presenta la explicación de cada uno de los caracteres.

Primer Carácter: Representa el tipo de cuerpo de la barrena, es decir el material con el que fue manufacturada.

A continuación, se definen cada una de las letras:

S = Cuerpo de Acero

M = Cuerpo de Matriz

Segundo Carácter: Representa la densidad de cortadores, es decir la cantidad de cortadores con los que cuenta la barrena.

A continuación, se definen cada uno de los dígitos:

1 = 30 cortadores o menos de ½ pulgada

2 = Entre 30 y 40 cortadores

3 = Entre 40 y 50 cortadores

4 = Más de 50 cortadores de ½ pulgada

Tercer Carácter: Representa el tamaño (diámetro) de los cortadores de la barrena.

A continuación, se definen cada uno de los dígitos:

- 1 = Cortadores mayores a 24 mm
- 2 = Cortadores entre 14 mm y 24 mm
- 3 = Cortadores de 13.3 mm (1/2 pulgada)
- 4 = Cortadores de 8 mm

Cuarto Carácter: Representa el tipo de perfil de la barrena.

A continuación, se definen cada uno de los dígitos:

- 1 = Perfil Plano
- 2 = Perfil Parabólico Corto
- 3 = Perfil Parabólico Mediano
- 4 = Perfil Parabólico Largo

(Brandon et al., 1992)

1 <sup>er</sup> CARÁCTER		2 <sup>o</sup> CARÁCTER		3 <sup>er</sup> CARÁCTER		4 <sup>o</sup> CARÁCTER	
CUERPO DE LA BARRENA		DENSIDAD DE CORTADORES		TAMAÑO DE CORTADORES		PERFIL DE LA BARRENA	
"S" ACERO	"M" MATRIZ	1	Menos de 30	1	Más de 24 mm	1	Plano
		2	Entre 30 y 40	2	Entre 14 y 24 mm	2	Parabólico Corto
		3	Entre 40 y 50	3	13.3 mm	3	Parabólico Medio
		4	Más de 50	4	8 mm	4	Parabólico Largo

*Tabla 2.1. Sistema de Clasificación para las Barrenas PDC de la IADC*

## 2.2 Resistencia a la Compresión sin Confinar (UCS)

La resistencia a la compresión sin confinamiento, también se conoce como resistencia a la compresión uniaxial (UCS), es una medida de resistencia de los materiales. La UCS es el esfuerzo axial máximo que puede soportar un cilindro sin esfuerzo de confinamiento. El valor de la UCS se determina cuando el material falla.

La UCS da la resistencia a la compresión de la roca, lo cual es el parámetro esencial para la selección de barrenas. Investigadores han hecho varias ecuaciones para determinar la UCS de las formaciones, con base en métodos experimentales, como las siguientes:

Horsrud (2001), desarrollo un estudio experimental para estimar la UCS en lutitas:

$$UCS = 0.77 \cdot V_p^{2.93}$$

UCS = Resistencia a la Compresión sin Confinar (MPa)

Vp = Velocidad de la onda P (m/s)

McNally (1987), para calcular la UCS en arenas no consolidadas:

$$UCS = 1200 \cdot e^{-0.036 \cdot \Delta T_p}$$

UCS = Resistencia a la Compresión sin Confinar (MPa)

$\Delta T_p$  = Tiempo de tránsito compresional ( $\mu$ s/ft)

Amani y Shahbazi (2013), para estimar la UCS en carbonatos:

$$UCS = 570.808 \cdot e^{-0.031 \cdot \Delta T}$$

UCS = Resistencia a la Compresión sin Confinar (MPa)

$\Delta t$  = Tiempo de tránsito sónico ( $\mu$ s/ft)

Amani y Shahbazi realizaron una ecuación tomando el tiempo de tránsito y sumando la porosidad de la roca, lo que les dio en la práctica resultados muy parecidos a los de laboratorio.

$$UCS = 194.4 - 0.6072\Delta t - 646.1\Phi - 0.01644\Delta t^2 + 8.792(\Phi \cdot \Delta t)$$

UCS = Resistencia a la Compresión sin Confinar (MPa)

$\Delta t$  = Tiempo de tránsito sónico ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )

$\Phi$  = Porosidad

A fin de determinar la resistencia a la compresión sin confinamiento real de la roca, esta última se debe someter a una prueba de laboratorio. En esta prueba, se toma un núcleo de la formación y se le aplica un esfuerzo de compresión hasta que la roca falle, como se muestra en la figura 2.1. Se toma el último dato de esfuerzo como la UCS de la roca.

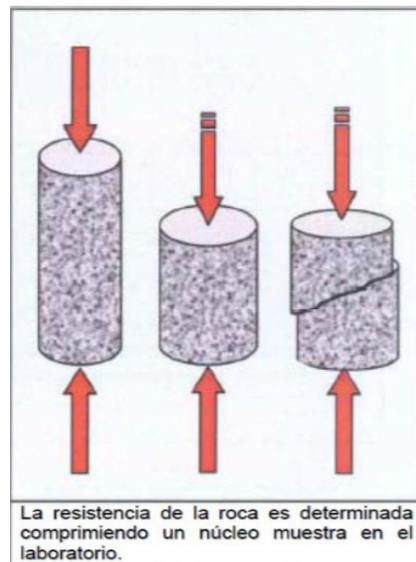


Figura 2.1. Esquema de Prueba de UCS (Velázquez, 2018)

## 2.3 Método de Selección

Los diseñadores de pozos siempre tuvieron la necesidad de un catálogo compuesto por la mayor cantidad de barrenas de todos los fabricantes. Es por esto que la revista World Oil realiza un clasificador anual de barrenas en función del tipo de roca que se pretende perforar, el código IADC para poder identificar las características de la barrena y otras especificaciones descritas más adelante.

En función de la necesidad de los diseñadores de una clasificación aún más precisa para la selección de barrenas. Se decide hacer un análisis del clasificador de World Oil, a fin de determinar la forma ideal de clasificar a las barrenas.

### 2.3.1 Clasificador de Barrenas de la Revista World Oil

El clasificador divide las formaciones en 6 categorías:

<b>Tipo de Roca</b>	<b>Descripción</b>
Blanda y Blanda Pegajosa	Baja resistencia a la compresión y alta perforabilidad; rocas como arcilla, margas, goma, arena no consolidada.
Medianamente Blanda	Baja resistencia a la compresión, intercalación con capas duras; rocas como arena, lutita y anhidrita.
Media	Moderada resistencia a la compresión; rocas como lutita, tiza, anhidrita, arena.
Medianamente Dura	Densa y resistencia a la compresión creciente, no abrasiva o semi-abrasiva; por ejemplo, lutita, limolita, arena, cal, anhidrita.
Dura	Dura y densa con alta resistencia a la compresión y algunas capas abrasivas; como arena y limo.
Extremadamente Dura	Muy dura y abrasiva; como el cuarzo y las volcánicas.

*Tabla 2.2. Tipo de Rocas en el Clasificador de Barrenas de World Oil*

El clasificador de barrenas de World Oil, como se presentó anteriormente, divide a las formaciones en 6 tipos, principalmente en función de su dureza, entonces se les puede clasificar en función de la resistencia a la compresión sin confinar (UCS). En la tabla 2.3 se propone la UCS que corresponde a cada tipo de formación.

<b>UCS (PSI)</b>	<b>FORMACIÓN</b>
Menos de 6 000	BLANDA Y BLANDA PEGAJOSA
6 000 a 11 000	MEDIANAMENTE BLANDA
11 000 a 14 000	MEDIA
14 000 a 18 000	MEDIANAMENTE DURA
18 000 a 24 000	DURA
Más de 24 000	EXTREMADAMENTE DURA

*Tabla 2.3. Tipo de Formación en Función de la UCS*

En su clasificador, World Oil pide a 11 de las compañías fabricantes de barrenas más importantes del mundo colocar todos sus tipos de barrenas en la categoría de formación para la cual fueron diseñadas, para de esa forma realizar un catálogo de barrenas por tipo de formación.

Las compañías que se incluyen en el 2014 World Oil Drill Bit Classifier son las siguientes: Baker Hughes, BIT Tech SPH, Drill Master, Halliburton, Kingdream, NOV Downhole/ReedHycalog Bits, Tercel Oilfield Products, TIX-TSK Corporation, Ulterra Drilling Technologies, Varel International.

El clasificador se compone de 6 columnas como se puede ver en la tabla 2.4, la primera da el nombre que le da la compañía a la barrena, la segunda da el código IADC, la tercera el tamaño, la cuarta el peso sobre barrena recomendado, la quinta la velocidad de rotación recomendada y la sexta funciones especiales.

<b>Compañía, nombre de la barrena/ número de</b>	<b>Código IADC</b>	<b>Tamaño, pulgadas</b>	<b>Peso sobre barrena recomendado, lb/in</b>	<b>Velocidad de rotación recomendada, rpm</b>	<b>Funciones especiales</b>
Smith MDI419	M121	8 ½, 8¾, 9, 9 ½, 115/8, 12 ¼	400 - 3 000	60 - 400	GHM- NRstUIVW

*Tabla 2.4. Ejemplo de Clasificación de una Barrena PDC en el Clasificador de World Oil*

### 2.3.2 Selección de la Densidad y Tamaño de los Cortadores

De este clasificador, para analizar en función de las barrenas propuestas por las compañías, el tipo de barrena ideal en función del tipo de roca. Se toma en un primer tiempo únicamente el segundo y tercer dígito del código IADC, que se refieren a los cortadores, el segundo a la densidad y el tercero al tamaño de estos. Y se observa cuál es la combinación de dos dígitos de barrenas PDC por tipo de formación más fabricada para el conjunto de las compañías.

Por ejemplo, a la barrena de la Tabla 4, que tiene un código IADC M121, se le toma como una barrena 12. Y, esto mismo se realiza con cada una de las barrenas PDC que se encuentran en el 2014 World Oil Drill Bit Classifier.

Se realizó el análisis de cada tipo de formación, y se presenta el resultado de cada tipo de formación en las siguientes tablas.

	Código 12	Código 13	Código 14	Código 22	Código 23	Código 24	Código 32	Código 33	Código 42	Código 43	Código 44
BIT-TECH		1									
DRILL MASTER	2	1									
HALLIBURTON	76	16	6								
REEDHYCALOG	10	13	3	13	6	2	17	6	24	6	1
SMITH	9			11					44		
TERCEL	16	4		8	8						
ULTERRA	16	11		12	7		8	3			
VAREL	2			10	4						
TOTAL	131	46	9	54	25	2	25	9	68	6	1

*Tabla 2.5. Resultados para Formación Blanda y Blanda Pegajosa*

	Código 12	Código 13	Código 14	Código 22	Código 23	Código 24	Código 32	Código 33	Código 34	Código 42	Código 43
DRILL MASTER	2	1	1	1			1				
HALLIBURTON				100	26	7					
KINGDREAM				8	2		2				
REEDHYCALOG		1									
SMITH	15			25						125	3
TERCEL				40	20		4			8	
ULTERRA	18	15		17	15		14	8	1		
VAREL				10	6		8				
TOTAL	35	17	1	201	69	7	29	8	1	133	3

*Tabla 2.6. Resultados para Formación Medianamente Blanda*

	Código 12	Código 13	Código 14	Código 22	Código 23	Código 24	Código 32	Código 33	Código 34	Código 42	Código 43	Código 44
DRILL MASTER	1			4	1	1	1					
HALLIBURTON							184	91	30			
KINGDREAM							10	4		1	2	
REEDHYCLOG	4	9		10	13		10	14		41	25	
SMITH	14			27	3		6	11		202	7	
TERCEL				4			76	16	4		4	
ULTERRA	15	11	1	19	20		15	15		18	15	3
VAREL				2	4		16	4		9	2	
TOTAL	34	20	1	66	41	1	318	155	34	271	55	3

Tabla 2.7. Resultados para Formación Media

	Código 12	Código 13	Código 14	Código 21	Código 22	Código 23	Código 24	Código 32	Código 33	Código 34	Código 42	Código 43	Código 44
BIT TECH						1	3			1			
DRILL MASTER						5		2	4	4	3	3	4
HALLIBURTON											162	104	34
KINGDREAM											1	2	
REEDHYCLOG				1			2				13	11	2
SMITH	6				192	3		6	13		1	8	
TERCEL								4			116	68	4
ULTERRA	15	11	1		19	21		17	17		23	20	7
VAREL											2	2	
TOTAL	21	11	1	1	211	30	5	29	34	5	332	229	51

Tabla 2.8. Resultados para Formación Medianamente Dura

	Código 12	Código 13	Código 22	Código 23	Código 24	Código 32	Código 33	Código 34	Código 42	Código 43	Código 44
BIT TECH				1	1			1			
DRILL MASTER							1			6	4
REEDHYCALOG							1		4	11	1
SMITH			2	3			13			5	106
TERCEL							4		32	36	8
ULTERRA	15	11	19	21		17	17		23	20	7
VAREL									2	2	2
TOTAL	15	11	21	25	1	17	36	1	61	80	128

*Tabla 2.9. Resultados para Formación Dura*

	Código 32	Código 33	Código 42	Código 43	Código 44
SMITH		2		1	28
ULTERRA	7	11	16	16	7
VAREL				3	
TOTAL	7	13	16	20	35

*Tabla 2.10. Resultados para Formación Extremadamente Dura*

A partir de las tablas anteriores, se obtienen los resultados expuesto en la tabla 2.11, que representan los códigos de barrenas más usados por las compañías para cada tipo de formación, y por ende las que se supone son las más efectivas para la perforación de ese tipo de roca.

<b>Tipo de Formación</b>	<b>Cortadores</b>
Blanda y Blanda Pegajosa	Códigos 12 y 13
Medianamente Blanda	Códigos 22 y 23
Media	Códigos 32 y 33
Medianamente Dura	Códigos 42 y 43
Dura	Códigos 43 y 44
Extremadamente Dura	Códigos 43 y 44

*Tabla 2.11. Densidad y Tamaño de Cortadores en función del Tipo de Formación*

### 2.3.3 Selección del Perfil de la Barrena

En un segundo tiempo, se parte de los resultados expuestos en la tabla 11. Para determinar ahora la otra característica que representa el 4 dígito del código IADC, el perfil de la barrena. Por ejemplo, a la barrena de la Tabla 4, que tiene un código IADC M121, el cuarto dígito es un 1 y representa una barrena de perfil plano.

Se realizó el análisis de cada tipo de formación, y se presenta el resultado de cada tipo de formación en las siguientes tablas.

	CÓDIGO 1	CÓDIGO 2	CÓDIGO 3	CÓDIGO 4
BIT-TECH	1			
DRILL MASTER	3			
HALLIBURTON	1	10	62	19
REEDHYCALOG	1	16	3	3
SMITH	4		5	
TERCEL		16	4	
ULTERRA		10	11	6
VAREL			2	
<b>TOTAL</b>	<b>10</b>	<b>52</b>	<b>87</b>	<b>28</b>

*Tabla 2.12. Resultados para Formación Blanda y Blanda Pegajosa*

	CÓDIGO 1	CÓDIGO 2	CÓDIGO 3	CÓDIGO 4
DRILL MASTER			1	
HALLIBURTON		31	57	34
KINGDREAM			10	
REEDHYCALOG		1		
SMITH	1	52	23	
TERCEL			4	4
ULTERRA		10	17	5
VAREL			16	
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>94</b>	<b>128</b>	<b>43</b>

*Tabla 2.13. Resultados para Formación Medianamente Blanda*

	CÓDIGO 1	CÓDIGO 2	CÓDIGO 3	CÓDIGO 4
DRILL MASTER			1	
HALLIBURTON		61	138	76
KINGDREAM			14	
REEDHYCALOG		22	2	
SMITH			17	
TERCEL	4	72	16	
ULTERRA		10	14	6
VAREL			20	
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>	<b>165</b>	<b>222</b>	<b>82</b>

*Tabla 2.14. Resultados para Formación Media*

	CÓDIGO 21	CÓDIGO 2	CÓDIGO 3	CÓDIGO 4
DRILL MASTER		3	3	
HALLIBURTON	3	59	117	87
KINGDREAM			2	1
REEDHYCALOG		17	6	1
SMITH		1	8	
TERCEL	8	140	20	16
ULTERRA		13	17	13
VAREL			4	
<b>TOTAL</b>	<b>11</b>	<b>233</b>	<b>177</b>	<b>118</b>

*Tabla 2.15. Resultados para Formación Medianamente Dura*

	CÓDIGO 2	CÓDIGO 3	CÓDIGO 4
DRILL MASTER		10	
REEDHYCALOG	11	1	
SMITH	2	109	
TERCEL	32	8	4
ULTERRA	8	14	5
VAREL		4	
TOTAL	53	146	9

*Tabla 2.16. Resultados para Formación Dura*

	CÓDIGO 2	CÓDIGO 3	CÓDIGO 4
SMITH	2	27	
ULTERRA	5	13	5
VAREL		3	
TOTAL	7	43	5

*Tabla 2.17. Resultados para Formación Extremadamente Dura*

A partir de las tablas anteriores, se obtienen los resultados expuesto en la tabla 2.18, que representan el perfil de barrenas PDC más usado por las compañías para cada tipo de formación, vemos que el perfil mediano es el más efectivo para todos los tipos de formaciones.

Tipo de Formación	Tipo de Perfil
Blanda y Blanda Pegajosa	Perfil Mediano
Medianamente Blanda	Perfil Mediano
Media	Perfil Mediano
Medianamente Dura	Perfil Mediano
Dura	Perfil Mediano
Extremadamente Dura	Perfil Mediano

*Tabla 2.18. Perfil en función del Tipo de Formación*

### 2.3.4 Selección del Material

En un tercer tiempo, se usan los resultados de las tablas 2.11 y 2.18, se determina el material más repetido y por ende más eficiente, se representa por el primer dígito del código IADC. Por ejemplo, a la barrena de la Tabla 4, que tiene un código IADC M121, el primer dígito es la letra M lo que representa una barrena de matriz.

<b>Blanda y Blanda Pegajosa</b>		<b>Medianamente Dura</b>	
Material	Nº Barrenas	Material	Nº Barrenas
M	52	M	143
S	35	S	34
<b>Medianamente Blanda</b>		<b>Dura</b>	
Material	Nº Barrenas	Material	Nº Barrenas
M	84	M	146
S	44	S	0
<b>Media</b>		<b>Extremadamente Dura</b>	
Material	Nº Barrenas	Material	Nº Barrenas
M	153	M	43
S	53	S	0

*Tabla 2.19. Cantidad de Barrenas en función del Material*

El resultado que se obtiene de la tabla anterior es muy claro, todas las compañías tienen como preferencia la Matriz como material para fabricar las barrenas de todos los tipos de formación.

<b>Tipo de Formación</b>	<b>Tipo de Material</b>
Blanda y Blanda Pegajosa	Matriz
Medianamente Blanda	Matriz
Media	Matriz
Medianamente Dura	Matriz
Dura	Matriz
Extremadamente Dura	Matriz

*Tabla 2.20. Material en función del Tipo de Formación*

Finalmente, se usan los resultados que se obtienen anteriormente en las tablas 2.11, 2.18 y 2.20, se determina en cada tipo de formación los tipos de barrenas mayormente recomendadas por los fabricantes de estas. Lo que supone ser entonces las barrenas más adecuadas en cada tipo de formación que se pretenda perforar.

<b>Tipo de Formación</b>	<b>Material</b>	<b>Densidad de Cortadores</b>	<b>Tamaño de Cortadores</b>	<b>Perfil de la Barrena</b>
Blanda y Blanda Pegajosa	Matriz	1	2/3	Mediano
Medianamente Blanda	Matriz	2	2/3	Mediano
Media	Matriz	3	2/3	Mediano
Medianamente Dura	Matriz	4	2/3	Mediano
Dura	Matriz	4	3/4	Mediano
Extremadamente Dura	Matriz	4	3/4	Mediano

*Tabla 2.21. Especificaciones Recomendadas para Barrenas por Tipo de Formación, basándose en el World Oil Drill Bit Classifier*

En la tabla 2.21, se presentan el tipo de material, densidad de cortadores, tamaño de los cortadores y perfil recomendados por las compañías manufactureras de barrenas en cada tipo de formación. Se define entonces a partir de estos resultados el tipo de barrena PDC ideal en cada tipo de formación, según el clasificador de barrenas de la revista World Oil.

<b>Tipo de Formación</b>	<b>UCS (PSI)</b>	<b>Barrenas Recomendadas</b>
Blanda y Blanda Pegajosa	Menos de 6 000	M123/M133
Medianamente Blanda	6 000 a 11 000	M223/M233
Media	11 000 a 14 000	M323/M333
Medianamente Dura	14 000 a 18 000	M423/M433
Dura	18 000 a 24 000	M433/M443
Extremadamente Dura	Más de 24 000	M433/M443

*Tabla 2.22. Selección de Barrenas PDC en función del Tipo de Formación*

La tabla 2.22 es el resultado del trabajo realizado a lo largo de este capítulo, representa las recomendaciones del tipo barrena PDC que se debe seleccionar en función del tipo de formación, es decir, funciona como guía para la selección de barrenas PDC en función de la resistencia de la roca.

## Capítulo 3. Métodos de Optimización de Barrenas

### 3.1 Tasa de Penetración

En un proyecto de perforación de pozo, como en cualquier otro proyecto, es sumamente importante cumplir con los tiempos asignados a cada etapa, siempre buscando mejorarlos.

Una variable fundamental durante la perforación de pozos para determinar los tiempos de avance en el proyecto es la tasa de penetración ROP (por sus siglas en inglés). Esta tasa definida en unidades de longitud entre unidades de tiempo (pies/minuto, metros/minuto) dice que tan rápido se está ingresando en la formación.

Es uno de los parámetros más importantes, ya que permite conocer el funcionamiento del equipo de perforación y, si en dado caso el ROP no es el esperado, intervenir en el equipo para acelerar la perforación del pozo.

Una buena tasa de penetración depende principalmente de una buena selección de la barrena, de las revoluciones por minuto (RPM) a las que gira la barrena, del peso sobre la barrena (WOB, por sus siglas en inglés) y del fluido de perforación, todo esto debe ser seleccionado en función de la formación a la que se está perforando. Por ende, si el ROP no es el ideal se debe cambiar algo o todo de lo antes mencionado.

Maximizar el ROP para reducir los costos de perforación es el principal objetivo de las investigaciones de perforación de pozos.

### 3.2 Revoluciones por Minuto

Uno de los dos parámetros esenciales para el buen funcionamiento de la barrena es la velocidad de rotación. Esta velocidad se le imprime a la barrena desde superficie con mesa rotaria o top drive y se puede incrementar con un motor de fondo que se coloca en la sarta junto a la barrena.

Las revoluciones por minuto son la cantidad de vueltas que da la barrena por minuto, en caso que se tenga motor de fondo las RPM de la barrena corresponden a la suma de las RPM de la mesa rotaria o top drive y las RPM del motor de fondo, por ende, si no hay motor de fondo las RPM de la barrena corresponden a las del equipo superficial y de igual manera las RPM de la barrena corresponde a las del motor de fondo si se solo se usa este en la rotación, se le llama a este tipo de perforación por deslizamiento.

Para maximizar el ROP, se tiene que perforar con las revoluciones por minuto óptimas. Estas se determinan a partir de pozos de correlación, si es que existen, o a medida que se va perforando. Este último método, se aumentan las RPM constantemente en intervalos de tiempo suficientes para obtener el ROP representativo. Se definen las RPM óptimas cuando al aumentarse estas ya no se tiene un incremento del ROP.

### 3.3 Peso sobre Barrena

El peso sobre barrena es el otro parámetro esencial para el buen funcionamiento de la barrena, ya que determina la fuerza de compresión que le imprime esta última a la roca. Esta fuerza se controla desde superficie, pero se imprime mediante los Drill Collar o Lastrabarreras que son un tipo de tubería de perforación superpesada, la cual tiene como función dar peso a la barrena.

Para saber cuál es el peso sobre la barrena, el perforador hace la diferencia entre la carga que soporta el gancho cuando la barrena toca el fondo del pozo y la carga que tiene al ir liberando la sarta. También para una medida más precisa ahora se cuenta con la herramienta MWD, que da mucha información mientras se perfora entre ella el peso sobre la barrena.

Para aumentar el ROP, se requiere perforar con un peso sobre barrena óptimo el cual se obtiene, si es el caso, de pozos de correlación, o a medida que se va perforando. En este último método, se aumenta el peso sobre barrena en una medida preestablecida, de 2 000 en 2 000 libras por ejemplo, y se mide el ROP que obtiene después de cada aumento. El WOB óptimo se obtiene cuando al aumentar el peso ya no se tiene un aumento en el ROP.

### 3.4 Área de toberas

El gasto de lodo es el volumen que se introduce en el pozo por unidad de tiempo, este se determina al momento del diseño para tener una buena limpieza de recortes para evitar el embolamiento de la barrena y para mantener un buen funcionamiento. Se tiene entonces que encontrar el gasto óptimo de operación a fin de aumentar la tasa de penetración.

El área de toberas es la suma de las áreas de los orificios que permiten la salida del lodo de perforación hacia el fondo del pozo, con el objetivo de limpiar este último conforme se avanza en la perforación. Se busca entonces un área óptima que maximice la limpieza de los recortes.

La máxima potencia hidráulica o la máxima fuerza de impacto hidráulico son los criterios de optimización necesarios para maximizar la limpieza del pozo.

Entonces, se toman de esos dos modelos las fórmulas con objeto de obtener la caída de presión óptima en la barrena y la caída de presión parásita óptima.

Caída de presión óptima en la barrena:

$$\Delta P_{b_{opt}} = P_{S_{max}} - \Delta P_{P_{opt}}$$

Máxima Potencia Hidráulica:

$$\Delta P_{b_{opt}} = 0.65 * P_{S_{max}}$$

$$Q_{opt} = \left[ \frac{P_{S_{max}}}{(1 + m) * K} \right]^{1/m}$$

Máxima Fuerza de Impacto Hidráulico:

$$\Delta P_{b_{opt}} = 0.48 * P_{S_{max}}$$

$$Q_{opt} = \left[ \frac{2 * P_{S_{max}}}{(2 + m) * K} \right]^{1/m}$$

$P_{S_{max}}$  = Presión superficial máxima, (kg/cm<sup>2</sup>)

$\Delta P_{P_{opt}}$  = Caída de presión parásita óptima, (kg/cm<sup>2</sup>)

$\Delta P_{b_{opt}}$  = Caída de presión en la barrena óptima, (kg/cm<sup>2</sup>)

$Q_{opt}$  = Gasto de flujo óptimo, (GPM)

$K$  = Pérdida de presión por fricción por gasto unitario, [kg/cm<sup>2</sup>/gpm]

$m$  = Constante que depende de las propiedades del lodo y el régimen de flujo,  
[adim]

(León Loya,1996)

La caída óptima de presión en la barrena y el gasto de flujo óptimo son factores para obtener el área de toberas óptima.

$$At_{opt} = \sqrt{\frac{\rho * Q_{opt}^2}{18\,511.7 * \Delta Pb_{opt}}}$$

$At_{opt}$  = Área de toberas óptima, (in<sup>2</sup>)

$\Delta Pb_{opt}$  = Caída de presión óptima en la barrena, (kg/cm<sup>2</sup>)

$Q_{opt}$  = Gasto de flujo óptimo, (GPM)

(León Loya, 1996)

La hidráulica es muy importante a fin de maximizar el ROP de la perforación, ya que mantiene limpio de recortes el camino de la barrena evitando así el embolamiento de esta.

### 3.5 Torque

El torque es la resistencia a rotar por parte de la sarta al estar perforando el pozo, se traduce entonces como la fuerza mecánica necesaria generada por el Top Drive o la Mesa Rotatoria, para hacer rotar la sarta de perforación.

El incremento en el torque puede provocar un aumento en el daño que sufren los cortadores, desprender conos o romper aletas de la barrena.

### 3.6 Arrastre

El arrastre es la resistencia al deslizamiento de la tubería a través del pozo, se produce entre las superficies de contacto de la tubería y las paredes del pozo que se está perforando. Entre más horizontal el pozo mayor el arrastre.

El aumento en el arrastre puede provocar desgaste en el calibre de la barrena, hombro y pérdida de calibre.

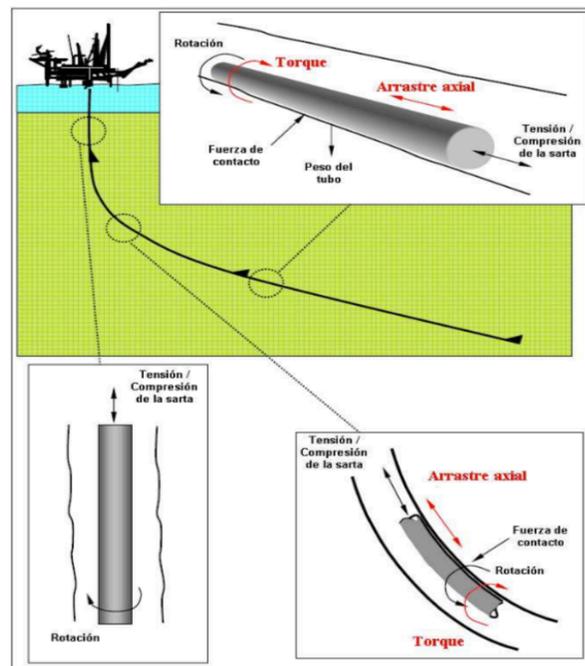


Figura 3.1. Representación del Torque y del Arrastre (Mims, 2003)

### 3.7 Energía Mecánica Específica

La energía mecánica específica (MSE, por sus siglas en inglés) es la cantidad de trabajo mecánico necesario para la remoción de una unidad de volumen de material. (Teale, 1965)

En la perforación rotaria, el trabajo se realiza por el empuje WOB (lb) y el torque T (lb.in). Se toman las RPM, el área del pozo A (in<sup>2</sup>) y el ROP (in/min).

El trabajo total hecho en un minuto = WOB \* ROP + 2π \* N \* T (in.lb)

El volumen total de roca retirado en un minuto = A \* ROP (in<sup>3</sup>)

La energía mecánica específica se refiere al cociente entre el trabajo total y el volumen total.

$$MSE = \frac{\text{Energía Aplicada}}{\text{Volumen Retirado}}$$

$$MSE = \frac{WOB * ROP + 2\pi * RPM * T}{A * ROP}$$

$$MSE = \frac{WOB}{A} + \frac{2\pi * RPM * T}{A * ROP} \text{ lb.in}^2$$

Se divide en dos componentes la MSE, la parte dependiente del empuje (e) y la parte dependiente de la rotación (r).

$$MSE_e = \frac{WOB}{A} \text{ lb.in}^2$$

$$MSE_r = \frac{2\pi * RPM * T}{A * ROP} \text{ lb.in}^2$$

Se reduce la expresión, creando un nuevo parámetro llamado penetración por revolución y definido en in/rev.

$$P = \frac{ROP}{RPM} \text{ in/rev}$$

Entonces,

$$MSE = \frac{WOB}{A} + \frac{2\pi * T}{A * P} \text{ lb.in}^2$$

(Teale, 1965)

En la optimización de la perforación lo que se busca es obtener la tasa de penetración más elevada posible. Un parámetro esencial para medir la eficiencia de la perforación es la energía mecánica específica, que está definida por la ecuación anterior, y se debe tener muy vigilada al momento de la perforación para saber si el WOB y las RPM son las óptimas. Lo que se busca es que la MSE sea lo más cercana a la UCS, para tener una perforación eficiente. Es decir, que la máxima eficiencia en la perforación se obtiene cuando el cociente entre la MSE y la UCS es igual a 1.

$$EFICIENCIA MÁXIMA \quad \frac{MSE}{UCS} = 1$$

### 3.8 Costo Por Metro Perforado

El parámetro esencial para realizar cualquier proyecto es el beneficio económico que aportará. La utilidad se define como la resta del costo al ingreso.

En un proyecto de producción petrolera, los ingresos que se obtienen provienen de la venta del crudo, se analiza la productividad del pozo, se prevé un precio del barril y se calculan los ingresos a corto, mediano y largo plazo.

Los costos se dividen en dos tipos, los costos de inversión y los de operación. Los de inversión se refieren a la compra del terreno, de los fierros y de la mano de obra que se encargará de construir el pozo; y los de operación son los gastos que genera el pozo para seguir operando.

La selección de la barrena afecta el costo de inversión y entre menor sea este costo, mayor es el beneficio económico del proyecto. Entonces, el parámetro esencial para escoger una barrena es el costo por metro perforado, que indica la eficiencia económica de la perforación.

El costo por metro perforado se compone por el costo de la barrena y la renta del equipo de perforación, que aumenta con el tiempo que se usa. Para el cálculo del costo por metro perforado se emplea la siguiente ecuación:

$$C = \frac{B + R * (T + Tv + Tc)}{h}$$

C = Costo por Metro Perforado

B = Costo de la Barrena

R = Costo de Operación del Equipo de Perforación por Hora

T = Tiempo Transcurrido Durante la Perforación, horas

Tv = Tiempo de Viaje de la Sarta de Perforación, horas

Tc = Tiempo de Conexión, horas

h = Distancia Perforada por la Barrena, metros

El tiempo de conexión se refiere al tiempo transcurrido en la suma de todas las conexiones de tubulares, el número de conexiones se define dividiendo la profundidad a la que se perfora entre 27 (la longitud de cada sección de tubular, conocida como lingada) y se multiplica por el tiempo que se tardan en conectar los tubulares.

$$Tc = \frac{h}{27} * \text{tiempo de conexión}$$

El tiempo de viaje se refiere al tiempo que toma retirar la sarta del pozo, depende también de la longitud de la sarta y de la velocidad del equipo para desconectar la sarta, se supone una velocidad de 4h/1000m en promedio, depende de la capacidad del personal.

$$Tv = 0.004 * h$$

## Capítulo 4. Caso de Aplicación

Para comprobar la utilidad de la guía de selección de barrenas PDC en función de la resistencia de la roca, es decir su UCS, se pone a prueba al analizar la eficiencia durante la perforación de las barrenas en el Campo Constituciones.

### 4.1 Campo Constituciones

El área del proyecto se localiza en los estados de Tamaulipas, Veracruz y San Luis Potosí, al Oeste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, como se aprecia en la figura 4.1. Geológicamente el proyecto se ubica en la cuenca Tampico-Misantla, en la porción occidental de la Isla Jurásica de Tamaulipas – Constituciones y en la Planicie Costera del Golfo de México respectivamente, formando parte de lo que se denomina Archipiélago Jurásico Superior. (CNH, 2011)

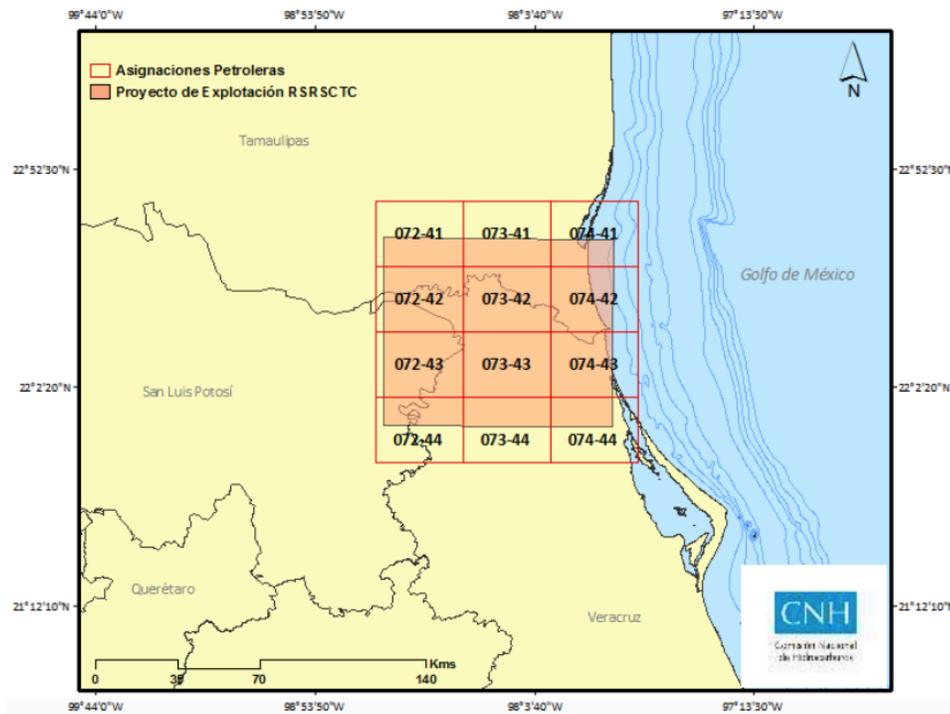


Figura 4.1. Mapa de la Ubicación del Campo Constituciones (CNH, 2011)

Durante la perforación de los pozos, se obtiene una gran cantidad de información, la cual ayuda a evaluar a medida que se avanza en la Tierra la eficiencia de la perforación, como también a generar una base de datos que ayuda a generar soluciones aplicables en proyectos futuros en el mismo campo o en este caso para analizar si la selección de las barrenas es conforme al método de selección propuesto. Se analizan a continuación, los datos arrojados por el pozo Constituciones 1154.

## 4.2 Pozo Constituciones 1154

### 4.2.1 Localización

Este pozo, se localiza aproximadamente a 25 Km al noroeste de la Ciudad de Tampico, Tamaulipas, fue descubierto en 1952 por medio de gravimetría y sismología. En la tabla 4.1 se muestra la localización del pozo.

<b>Altura del terreno sobre el nivel del mar:</b>	3.0 m	
<b>Elevación de la Mesa Rotaria:</b>	12.2 m	
<b>Coordenadas UTM conductor:</b>	X = 610 973.78 m.	Y = 2 484 765.97 m.
<b>Coordenadas UTM Objetivo:</b>	X = 608 789.64 m.	Y = 2 482 280.08 m.

*Tabla 4.1. Localización del Pozo C-1154 (Pemex, 2011)*

### 4.2.2 Objetivo del Pozo

Explotar las reservas remanentes del yacimiento de la formación Jurásico San Andrés mediante la perforación de un pozo direccional, a una profundidad desarrollada de 2002 m. El pozo se debe explotar a través del intervalo disparado en la formación Jurásico San Andrés del que debe obtener una producción de 100 bpd de aceite. (Pemex, 2011)

### 4.2.3 Columna Geológica

Conocer el tipo de formación que se va a perforar es esencial para el diseño del pozo y de las herramientas que se van a seleccionar para perforarlo. Se presenta a continuación, en la tabla 4.2, la columna geológica por la que atraviesa el pozo Constituciones 1154.

Formación	Programado			LITOLOGIA
	Prof. Vertical (mvmbr)	Prof. Des. (mdbmr)	Espesor (mv)	
Méndez	1142.20	1172.5	1130	Arcilla gris plomo suave y muy escasa arcilla amarillenta de las mismas características ambas arenosas con esporádicos fragmentos de arenisca gris claro de grano fino.
K. San Felipe	1193.20	1223.7	51	Caliza gris claro y muy escasa caliza gris oscuro. Arcillosas muy escasos fragmentos de lutita negra carbonosa, eventuales fragmentos de bentonita gris.
K. Agua Nueva	1259.20	1289.7	66	Caliza café oscuro a negra arcillosa bandeada con lutitas negro carbonosa laminar muy escasa caliza gris arcillosa.
K. Tamaulipas Superior	1332.20	1362.7	73	Caliza gris claro a crema criptocristalina muy escasos fragmentos de caliza blanca cretosa.
Otates	1402.20	1432.7	70	Caliza gris y escasa caliza gris oscuro arcillosas (aisladas fragmentos de esta última, bandeados con lutita negra (laminar) carbonosa, escasa lutita negra de iguales características.
K. Tamaulipas Inferior A	1405.20	1435.7	3	Caliza blanca cremosa criptocristalina escasa calcarenitas por regular impregnación de aceite, porosa muy escasa caliza blanca cretosa y eventualmente fragmentos de Pedernal.
Pimienta	1832.20	1862.7	427	Caliza café oscuro microcristalina ligeramente arcillosa y caliza de igual color con algunos fragmentos bandeados con lutita negra y esporádico pedernal café oscuro.
J. San Andrés	1875.20	1905.7	43	Caliza café oscuro microcristalina ligeramente arcillosa y caliza de igual color con algunos fragmentos bandeados con lutita negra y esporádico pedernal café oscuro.
PT	1971.20	2002	96	

Tabla 4.2. Columna Geológica del Pozo C-1154 (Pemex, 2011)

#### 4.2.4 Objetivo de Cada Etapa

Al perforar un pozo, se tienen que definir los objetivos de cada una de las etapas que se planean, desde cementar la TR conductora hasta la de producción. Se presentan a continuación las 3 etapas del pozo C-1154, en la tabla 4.3.

<b>Etapa</b>	<b>Diámetro Barrena (pg)</b>	<b>Profundidad (m.v.b.m.r)</b>	<b>Profundidad (m.d.b.m.r)</b>	<b>Diámetro TR (pg)</b>	<b>Objetivo</b>
1	17 1/2"	28	28	13 3/8"	Asentar a TR13 3/8" , J-55, 54.5 lb./pie, BCN.
2	12 1/4"	450	450	9 5/8"	Aislar Acuíferos, Formación Deleznable Cementar TR 9 5/8" J-55 36 lb/pie, BCN.
3	8 1/2"	1971	2002	7"	Perforar Direccionalmente de 480 md a la profundidad de 2002 md. Cementar TR 7" J-55, 23 lb/pie, BCN.

*Tabla 4.3. Objetivos de las Etapas de la Perforación del Pozo C-1154  
(Pemex, 2011)*

#### 4.2.5 Estado Mecánico

Para visualizar de mejor forma el pozo diseñado y las formaciones por las que pasa el pozo, se dibuja el estado mecánico, para facilitar la comprensión del diseño de este para todo el personal, y se muestra a un costado la columna geológica que atraviesa, figura 4.2.

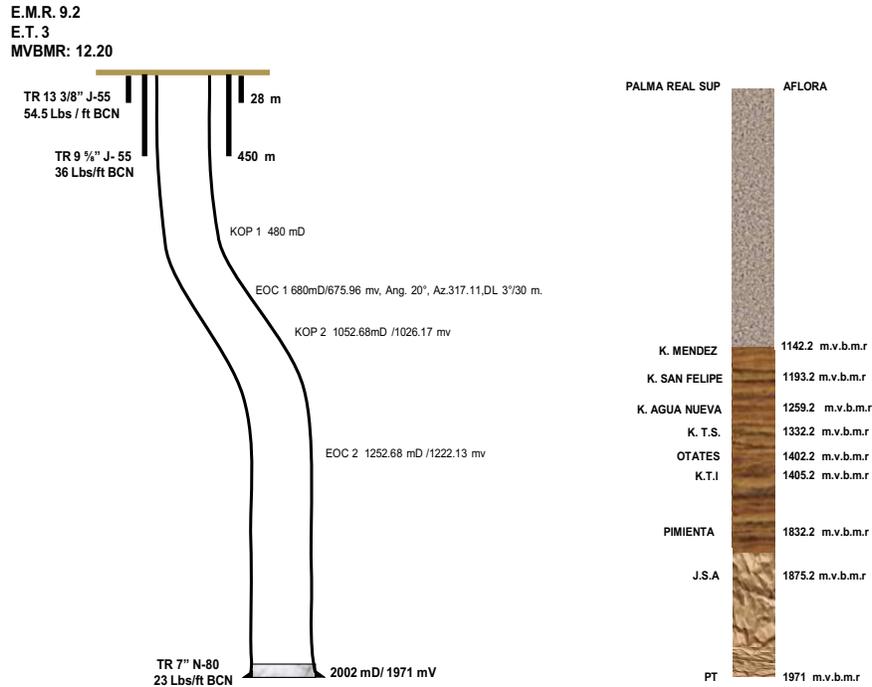
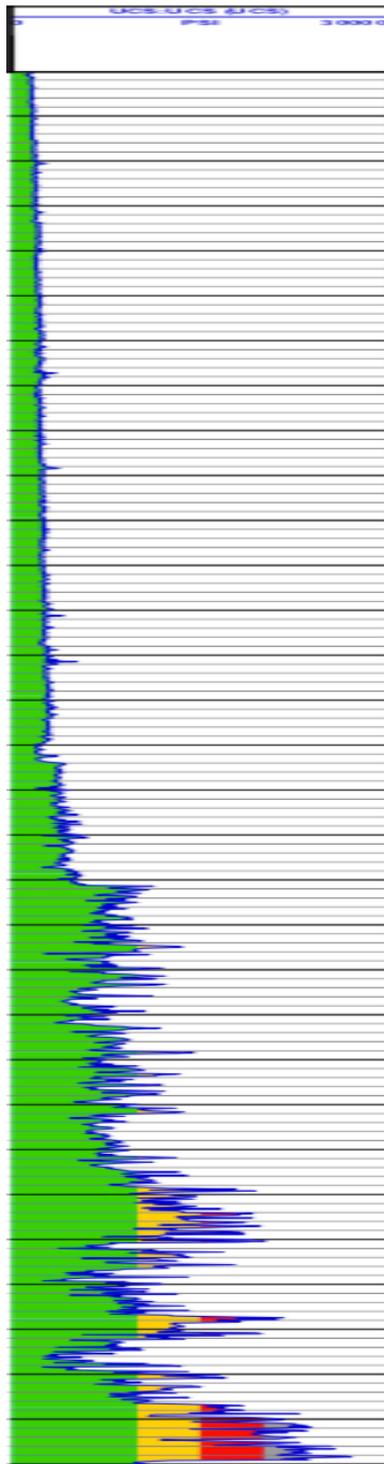


Figura 4.2. Estado Mecánico y Columna Geológica del Pozo C-1154 (Pemex, 2011)

#### 4.2.6 Análisis de Datos

El método de selección de barrenas PDC se basa en la resistencia de la roca que se va a perforar, se utiliza como medida la resistencia a la compresión sin confinar (UCS), la cual se obtiene a partir del tiempo de tránsito que se obtiene del registro sísmico que se efectúa durante la perforación. El software aplica directamente la fórmula que transforma el tiempo de tránsito en resistencia a la compresión sin confinar en los datos de la corrida de registros y arroja un dato por cada sección perforada.

El registro proporciona los datos de la siguiente forma:



<b>Profundidad</b>	<b>UCS</b>
m	psi
460.08	1420.75964
460.23	1415.05811
460.39	1423.19116
460.54	1407.41699
460.69	1448.3009
460.84	1460.55261
460.99	1494.36829
461.15	1523.03931
461.3	1535.76367
461.45	1595.39722
461.6	1600.62598
461.76	1591.30737
461.91	1596.48853
...	...
1972.77	13643.83594
1972.92	13879.50098
1973.07	14281.95703
1973.22	14584.18945
1973.37	15107.79883
1973.53	15467.15723
1973.68	16118.50098
1973.83	16752.1582
1973.98	17263.50195
1974.14	17273.51172

Figura 4.3. Carril UCS y Tabla UCS del Pozo C-1154 (Pemex, 2011)

Se observa en la figura 4.3, las numerosas mediciones de UCS por cada metro vertical perforado que proporciona el registro, posteriormente se tiene que convertir estos datos a metros desarrollados. Y, se obtienen los resultados presentados en la tabla 4.4.

<b>Profundidad</b>	<b>UCS</b>
m	psi
460.1	1420.75964
460.25	1415.05811
460.4	1423.19116
460.55	1407.41699
460.71	1448.3009
460.86	1460.55261
461.01	1494.36829
461.16	1523.03931
461.31	1535.76367
461.47	1595.39722
...	...
2002.54	13643.83594
2002.69	13879.50098
2002.84	14281.95703
2002.99	14584.18945
2003.15	15107.79883
2003.3	15467.15723
2003.45	16118.50098
2003.6	16752.1582
2003.76	17263.50195

*Tabla 4.4. UCS en Metros Desarrollados del Pozo C-1154*

En la tabla 4.4, se observan los datos de las UCS en función de los metros desarrollados, después de convertir la profundidad vertical en desarrollada en función del ángulo de desviación del pozo.

A partir de los datos anteriores, se calcula un promedio para cada metro perforado para facilitar el análisis de la resistencia de la roca, a fin de obtener los resultados presentados en la tabla 4.5.

<b>Profundidad</b>	<b>UCS</b>
m	psi
460	1429.213235
461	1562.427196
462	1504.596364
463	1435.25238
464	1532.8072
465	1528.645285
466	1578.859027
467	1854.708253
468	1797.80071
469	1872.296853
...	...
1995	24224.27595
1996	17696.15625
1997	14587.83468
1998	16250.5708
1999	15642.857
2000	15257.37028
2001	17402.28306
2002	14218.20912
2003	16330.43815
2004	15044.45968

*Tabla 4.5. UCS Promedio por Metro Perforado del Pozo C-1154 (Pemex, 2011)*

Ahora que se tienen las UCS promedio por cada metro perforado entre 460 y 2004 metros, se compara con la energía específica que se emplea para triturar la roca metro por metro, y de esta forma se mide la eficiencia de la perforación a lo largo de la misma.

Para calcular la  $E_s$  se usa la fórmula de Hussein Rabia, para la cual se necesita: peso sobre la barrena, velocidad de rotación, diámetro de la barrena y tasa de penetración. En la tabla 4.6, se observan los parámetros del pozo C-1154.

<b>Profundidad</b>	<b>PSB</b>	<b>Velocidad de Rotación</b>	<b>Tasa de Penetración</b>	<b>Diámetro de la Barrena</b>
m	lb	RPM	ft/hr	in
460	4409.2452	60	196.8504	8.5
461	6613.8679	60	196.8504	8.5
462	6613.8679	60	196.8504	8.5
463	6613.8679	60	196.8504	8.5
464	6613.8679	60	196.8504	8.5
465	4409.2452	60	196.8504	8.5
466	6613.8679	60	196.8504	8.5
467	4409.2452	60	196.8504	8.5
468	6613.8679	60	196.8504	8.5
469	4409.2452	60	196.8504	8.5
...	...	...	...	...
1995	22046.22622	85	28.1215	8.5
1996	26455.47146	85	28.1215	8.5
1997	19841.6036	88	24.6063	8.5
1998	24250.84884	88	28.1215	8.5
1999	19841.6036	90	28.1215	8.5
2000	24250.84884	90	28.125	8.5
2001	19841.6036	90	39.3701	8.5
2002	26455.47146	88	39.3701	8.5
2003	24250.84884	88	39.3701	8.5
2004	26455.47146	88	39.3701	8.5

*Tabla 4.6. Parámetros de Perforación del Pozo C-1154 (Pemex, 2011)*

Se aplica la fórmula de Rabia para la energía específica,  $E_s = \frac{20*W*N}{d*R_p}$  y se obtienen los resultados presentados en la tabla 4.7.

<b>Profundidad</b>	<b>E<sub>s</sub></b>
m	in.lb/in <sup>3</sup>
460	8644.208619
461	5762.805746
462	8644.208619
463	8644.208619
464	8644.208619
465	8644.208619
466	5941.997467
467	8912.996201
468	5941.997467
469	8912.996201
...	...
1995	156792.7558
1996	188151.307
1997	166964.5212
1998	178559.2796
1999	149414.2732
2000	182617.445
2001	106724.4809
2002	139137.101
2003	127542.3426
2004	139137.101

*Tabla 4.7. Energía Específica del Pozo C-1154*

Ahora que se tienen los resultados de la resistencia a la compresión sin confinar y la energía específica, es momento de compararlas, y se procede a graficar las dos unidades para facilitar la visualización, figura 4.4.

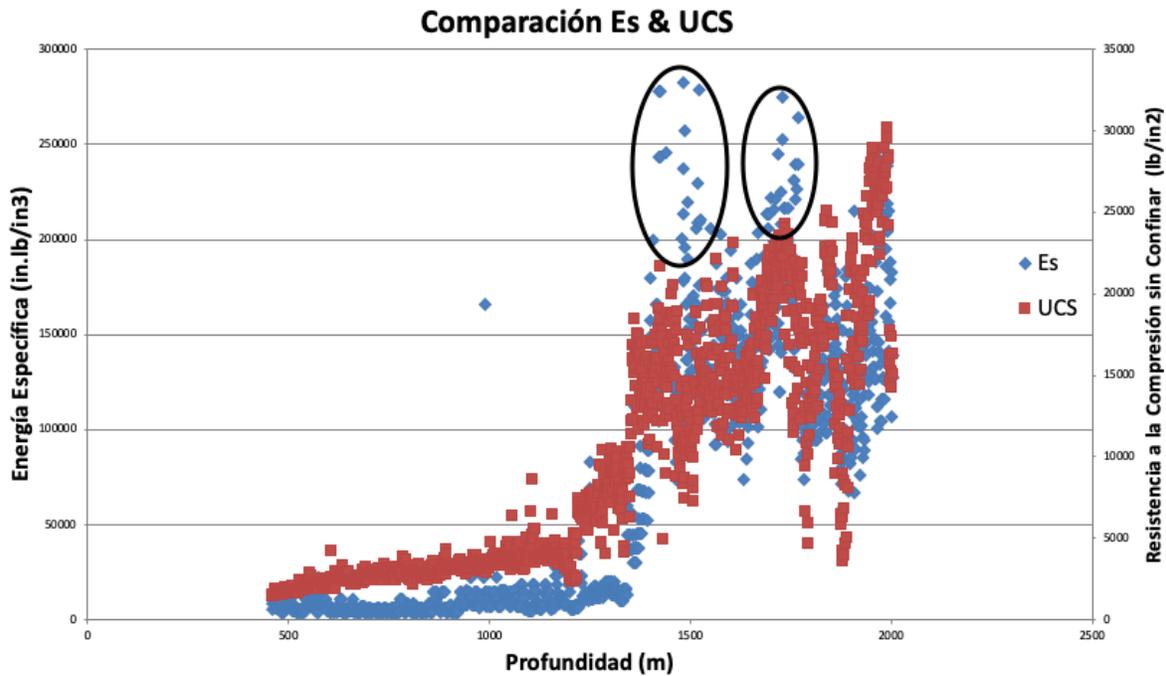


Figura 4.4. Energía Específica y Resistencia a la Compresión sin Confinar en función de la Profundidad del Pozo C-1154

De la gráfica se observa que el comportamiento de la resistencia a la compresión sin confinar y la energía específica es muy similar, a medida que la UCS aumenta la  $E_s$  aumenta en misma proporción.

En la gráfica se señalan dos zonas en las cuales la energía específica aumenta de manera abrupta, lo que indica que es momento de sustituir la barrena dado que esta no está siendo eficiente. La reducción de la tasa de penetración es muy notable en estas dos zonas y ni aumentando el peso sobre la barrena y la velocidad de rotación se logró penetrar la roca más rápidamente.

Al observar la gráfica de las UCS hasta los 1 300 metros se tiene en un rango entre 1 000 y 5 000 psi, entre los 1 300 y 1 400 metros se mantiene entre 5 000 y 10 000 psi, posteriormente entre los 1 400 y 1 900 metros la UCS se encuentra entre los 10 000 y 25 000 psi, finalmente en los últimos 100 metros la formación alcanza un rango entre 25 000 y 30 000 psi. Estos datos indican que la formación perforada por este pozo llega a ser extremadamente dura.

Se compararán los resultados obtenidos anteriormente con los del pozo C-1111, para determinar el accionar de la barrena en dos casos diferentes.

### 4.3 Pozo Constituciones 1111

#### 4.3.1 Localización

En la tabla 4.8 se muestra la localización del pozo Constituciones 1111.

Altura del terreno sobre el nivel del mar:	3.00 m	
Elevación de la mesa rotaria:	12.2 m	
Coordenadas UTM conductor:	X = 610,973.78 m	Y = 2,484,755.98 m
Coordenadas UTM objetivo:	X = 610,681.04 m	Y = 2,484,800.83 m

*Tabla 4.8. Localización del Pozo C-1111 (Pemex, 2011)*

#### 4.3.2 Columna Geológica y Estado Mecánico

Se presenta en la tabla 4.9 la columna geológica con la descripción litológica que atraviesa el pozo Constituciones 1111 y en la figura 4.5 el estado mecánico y la columna geológica del mismo pozo.

Formación	Profundidad vertical m.v.b.m.r	Profundidad Desarrollada mdbm	Espesor m	Litología.
Méndez	1140.02	1203.95	66.9	Arcilla gris plomo suave y muy escasa arcilla amarillenta de las mismas características ambas arenosas con esporádicos fragmentos de arenisca gris claro de grano fino.
K. San Felipe	1206.92	1272.36	62.38	Caliza gris claro y muy escasa caliza gris oscuro. Arcillosas muy escasos fragmentos de lutita negra lig. Carbonosa, eventuales fragmentos de bentonita gris.
K. Agua Nueva	1269.3	1335.05	77.83	Caliza café oscuro a negra arcillosa bandeada con lutitas negro carbonosa laminar muy escasa caliza gris arcillosa.
K. Tamaulipas Superior	1347.13	1412.88	66.15	Caliza gris claro a crema criptocristalina muy escasos fragmentos de caliza blanca cretosa.
Otates	1413.28	1479.03	3.07	Caliza gris y escasa caliza gris oscuro arcillosas (aisladas fragmentos de esta última, bandeados con lutita negra (laminar) carbonosa, escasa lutita negra de iguales características.
K. Tamaulipas Inferior A	1416.35	1482.10	418.68	Caliza blanca cremosa criptocristalina escasa calcarenitas por regular impregnación de aceite, porosa muy escasa caliza blanca cretosa y eventualmente fragmentos de pedernal.
Pimienta	1835.03	1900.78	45.13	Caliza café oscuro microcristalina ligeramente arcillosa y caliza de igual color con algunos fragmentos bandeados con lutita negra y esporádico pedernal café oscuro.
J San Andrés	1880.16	1945.91	162.8	Arenisca gris a gris claro de grano medio bien consolidado.
PT	2042.16	2108.71		

Tabla 4.9. Columna Geológica del Pozo C-1111 (Pemex, 2011)

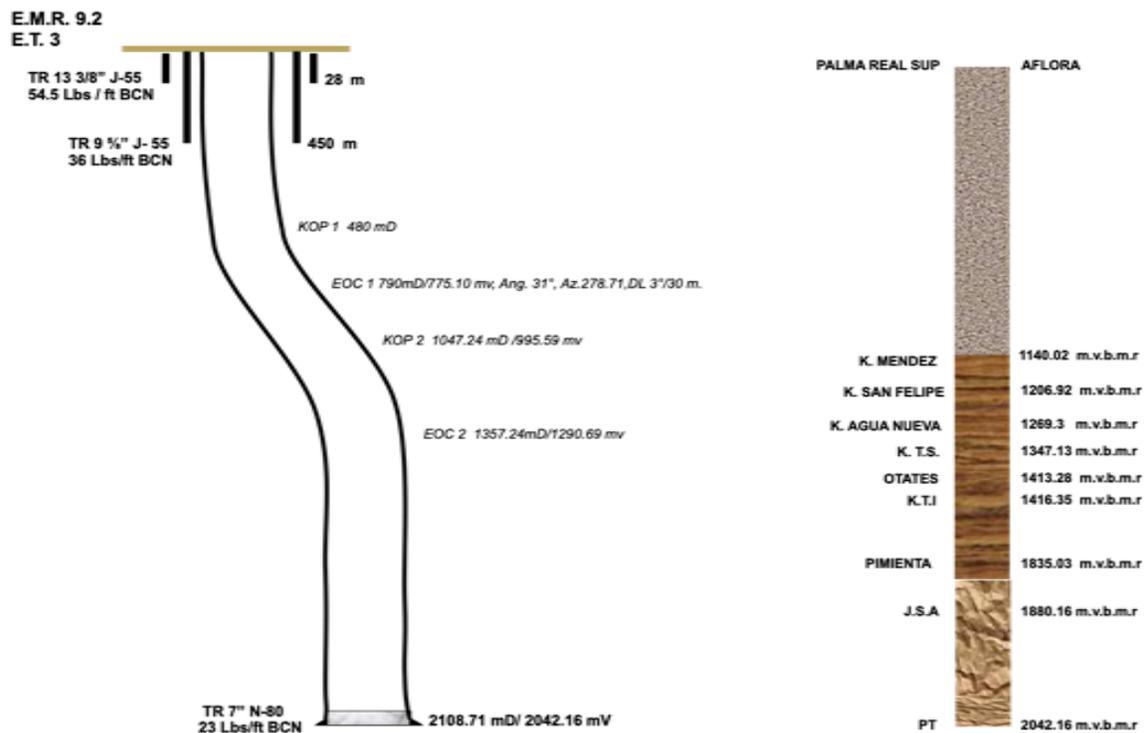
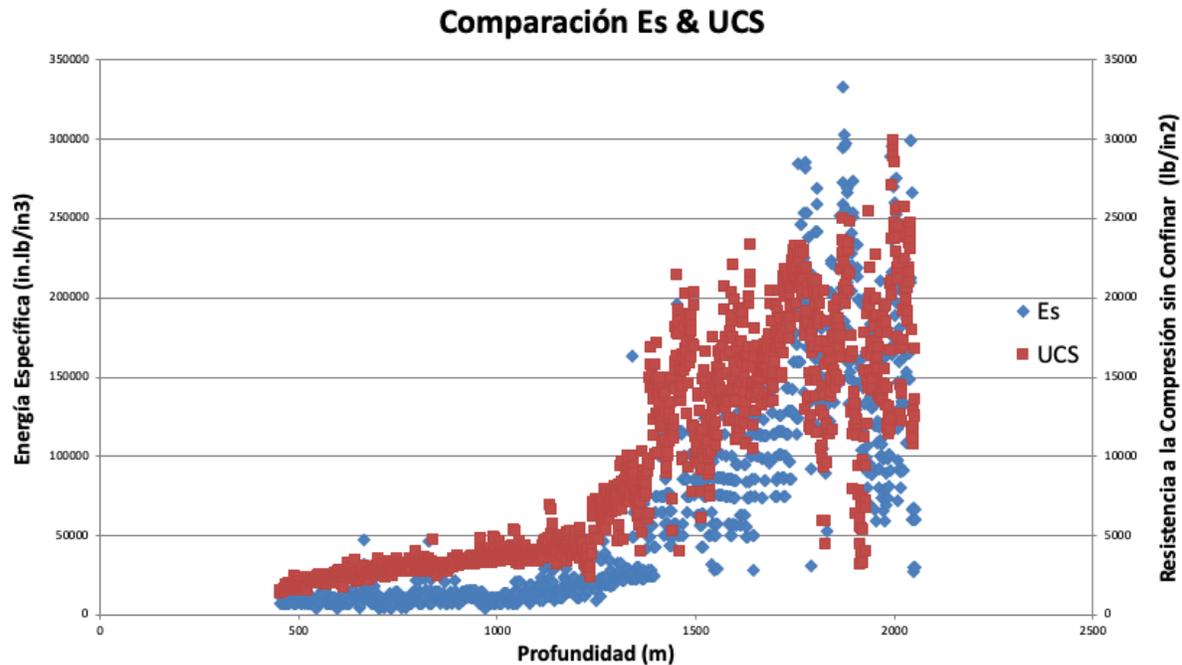


Figura 4.5. Estado Mecánico y Columna Geológica - Pozo C-1111(Pemex, 2011)

### 4.3.3 Análisis de Datos

Se realiza el mismo proceso de datos con el pozo C-1111 que con el pozo C-1154 analizado anteriormente. Se calculó la energía específica por metro perforado y la UCS por metro desarrollado. Y, se obtiene los resultados graficados en la figura 4.6.



*Figura 4.6. Energía Específica y Resistencia a la Compresión sin Confinar en función de la Profundidad del Pozo C-1111*

Se observa en la gráfica anterior que la perforación del pozo Constituciones 1111 es más eficiente que la del pozo anterior, nunca se presentó un aumento importante en la energía específica, la tasa de perforación se mantuvo con buenos números lo que se traduce en un buen funcionamiento de la barrena a lo largo de la perforación.

### 4.4 Datos de las Barrenas

Después de hacer el análisis de la energía específica, se deben procesar los datos arrojados por las barrenas utilizadas en los dos pozos, para de esta forma encontrar la respuesta a la diferencia en la eficiencia de la perforación entre los dos pozos.

Los parámetros útiles a fin de comparar la eficiencia de la perforación son el intervalo perforado y el tiempo de rotación, que proporcionan la tasa de penetración. Esta última, depende en gran medida de la barrena, el peso sobre la barrena, las revoluciones por minuto y el gasto. Se presentan todos los datos anteriores en las tablas 4.10 y 4.11 para facilitar la comparación.

Barrena			Rendimiento de Barrenas					Parámetros			Grado de Desgaste			
Etapa	Diam (in)	Tipo	Intervalo (m.)		Metros (m)	Rotación (hr)	ROP (m/hr)	PSB (ton)	RPM	Gasto (gpm)	I	O	DC	L
1	12 ¼	Mi519	30	453	423	8.08	52.21	1-3	136	600	0	0	NO	A
2	8 ½	MSi616WPX	454	1456	1003	27.08	37.04	2-13	81+ 133 <sub>motor</sub>	465	5	3	RO	N
3	8 ½	MA32HQPX	1457	1777	320	37.48	8.54	9-13	88	460	1	1	WT	N
4	8 ½	MDi613BPX	1778	2007	231	21.38	10.8	7-12	105	460	1	0	WT	C

Tabla 4.10. Rendimiento de las Barrenas del Pozo C-1154 (Pemex, 2011)

Barrena			Rendimiento de barrenas					Parámetros			Grado de Desgaste			
Etapa	Diam (in)	Tipo	Intervalo (m)		Metros	Rotación (hr)	ROP (m/hr)	PSB (ton.)	RPM	Gasto (gpm)	I	O	DC	L
1	12 ¼	Mi519	30	451	421	14.47	29.1	1-4	136	605	0	0	NO	A
2	8 ½	MSi616PX	451	2060	1609	66.55	24.18	2-13	65 + 128 <sub>motor</sub>	441	0	1	WT	N

Tabla 4.11. Rendimiento de las Barrenas del Pozo C-1111 (Pemex, 2011)

## 4.5 Comentarios sobre los Resultados

Comparando la resistencia a la compresión de la formación en los dos pozos, se observa que es muy similar pero la eficiencia de la perforación es muy diferente. En la etapa de 8.5 pulgadas, en el pozo C-1111 se usó la misma barrena, en cambio, en el pozo C-1154 se usaron 3 barrenas.

Además, al visualizar el rendimiento de las barrenas se constata que en la etapa 2 del pozo C-1154 la tasa de penetración tenía un promedio elevado hasta que se deja de perforar porque ya no se logra avanzar. En el pozo C-1111 no se tienen problemas con la barrena y se avanza con una misma hasta el final del pozo.

Si se comparan los parámetros con los que se perforó la etapa 2, en los dos casos el peso sobre barrena, las revoluciones por minuto y el gasto son similares, el manejo del pozo C-1154 fue muy similar al C-1111, dado que se buscaba obtener el mismo resultado.

Finalmente, se observa que el grado de desgaste de las barrenas es diferente para los dos casos, después de perforar durante 66.55 horas y 1 609 metros, la barrena del pozo C-1111 salió casi intacta con un grado de desgaste interior de 0 y exterior de 1. Por otro lado, después de perforar durante 27.08 horas y 1 003 m, la barrena del pozo C-1154 salió muy desgastada con un grado de desgaste interior de 5 y exterior de 3, siendo 8 el grado más alto de desgaste.

Se concluye lo siguiente del por qué se obtienen resultados diferentes al perforar prácticamente una misma formación con las mismas herramientas y parámetros.

En el caso del pozo C-1154, se visualiza una muy importante subida en la energía específica debido a la baja en la tasa de perforación, en el intervalo en el que sube la UCS hasta los 20 000 psi. Lo anterior significa que se estaba perforando una formación dura, por lo que, con base en la guía para seleccionar barrenas PDC, se

requiere idealmente de una barrena con código IADC M433 o M443. Precisamente, la barrena que se usó en esta etapa fue la Smith MSi616PX con un código IADC M433, lo que se traduce en una selección correcta de barrena.

Sin embargo, es posible que la calidad de la barrena que se usó durante la perforación del pozo C-1111 es mejor que la que se empleó en el pozo C-1154, con cortadores de mayor calidad y acoplados a la matriz de la barrena de mejor forma, lo que impidió que la barrena utilizada en el pozo C-1154 siguiera perforando.

A continuación, se presenta el análisis de un tercer pozo de este mismo campo, perforado con los mismos parámetros y herramientas que el C-1111, a fin de comparar con los resultados obtenidos anteriormente y tener conclusiones más sólidas.

## 4.6 Pozo Constituciones C-1158

### 4.6.1 Análisis de Datos

Se efectúa el mismo proceso de datos con el pozo C-1158 que con los pozos C-1154 y C-1111 analizados anteriormente. Se calculó la energía específica por metro perforado y la UCS por metro desarrollado; obteniendo los resultados expuestos en la gráfica de la figura 4.7.

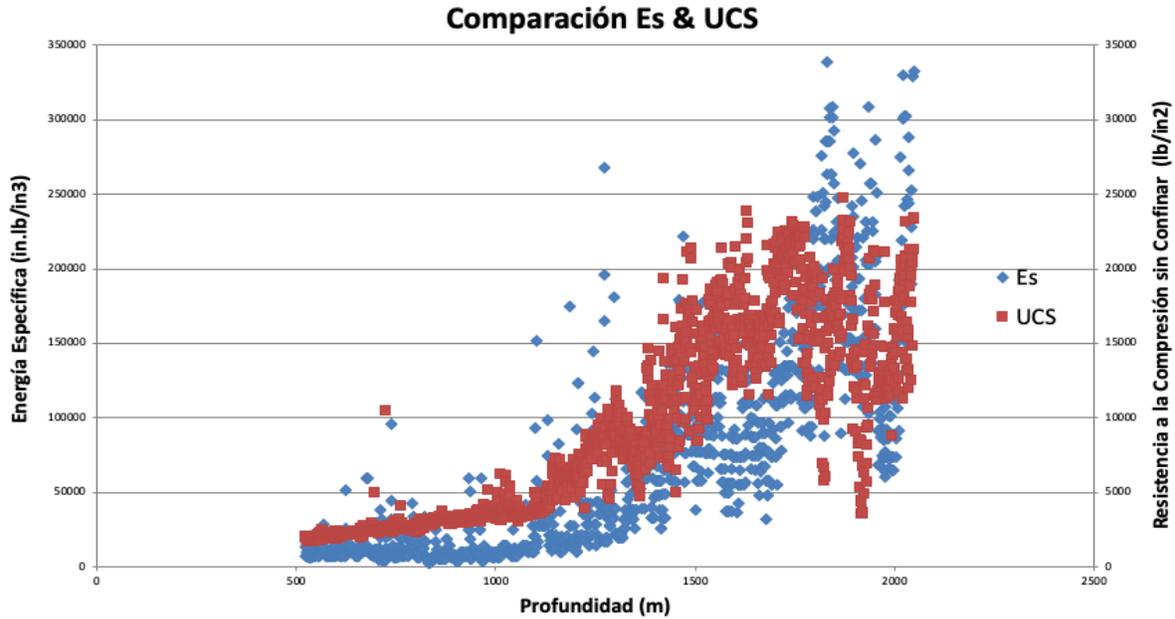


Figura 4.7. Energía Específica y Resistencia a la Compresión sin Confinar en función de la Profundidad del Pozo C-1158

#### 4.6.2 Datos de las Barrenas

En este caso, se observa que la formación perforada es muy similar a la perforada anteriormente, la UCS se comporta de la misma forma que en los pozos C-1111 y C-1154 y la Es se mantiene en un rango aceptable a lo largo de la perforación. Aunque, alrededor de los 1 400 metros hay una caída considerable en la tasa de perforación que llega hasta prácticamente nulificarse, lo que ocasiona un alza muy considerable en la energía específica.

Barrena			Rendimiento de barrenas					Parámetros			Grado de Desgaste			
Etapas	Diam (in)	Tipo	Intervalo (m)	Metros	Rotación (hr)	ROP (m/hr)	PSB (ton.)	RPM	Gasto (gpm)	I	O	DC	L	
1	12 ¼	Mi519	27	452	425	13.06	32.55	1-4	115	664	0	0	NO	A
2	8 ½	MSi616PX	452	2063	1611	114.88	14.02	2-9	87 + 117 <sub>motor</sub>	425	0	2	WT	N

Tabla 4.12. Rendimiento de las Barrenas del Pozo C-1158 (Pemex, 2011)

Pero, se continuó perforando con la misma barrena y se consiguió posteriormente avanzar dentro de la formación hasta el objetivo a 2 063 metros en 114.88 horas, muy superior a las 66.5 h requeridas en la segunda etapa de pozo C-1111. Se usó prácticamente el mismo peso sobre barrena, velocidad de rotación y gasto que en el pozo C-1111, y la barrena no presentó desgaste interior y el exterior fue de 2 lo que se traduce en bajo, siendo 0 el más bajo y 8 el más alto.

#### 4.7 Comentarios Finales sobre los Resultados

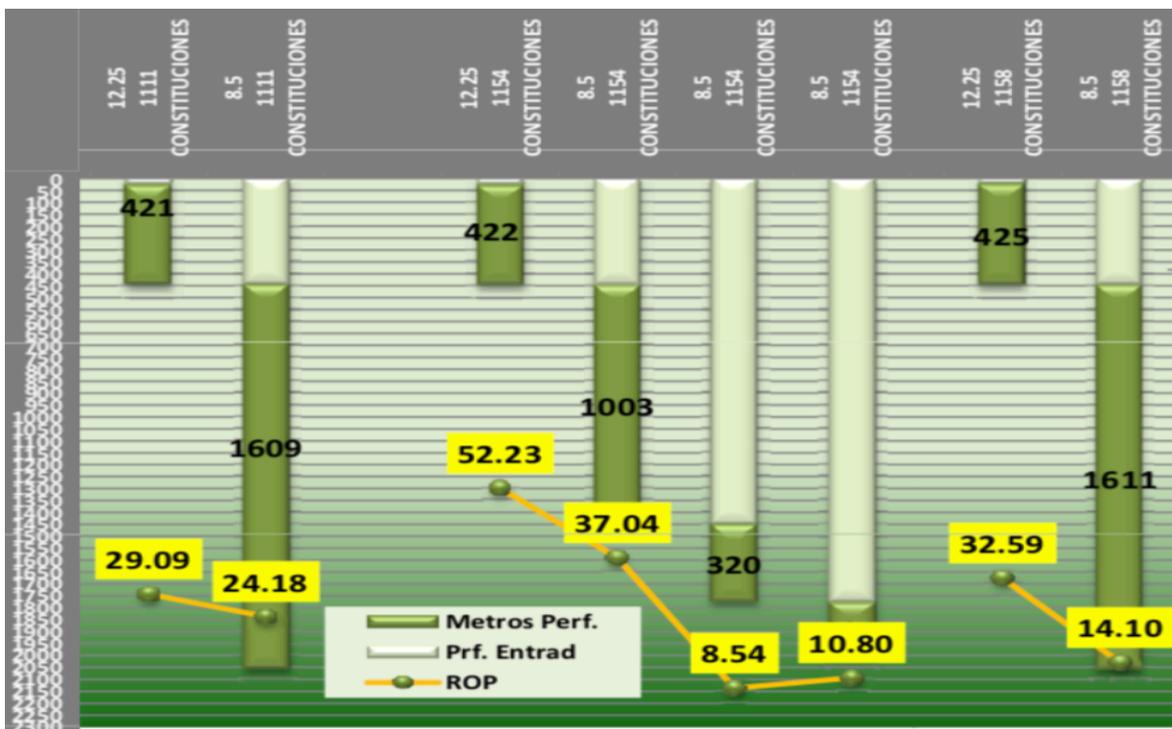


Figura 4.8. Rendimiento de las Barrenas por Pozo (Smith Bits, 2011)

En resumidas cuentas, la barrena Smith MSi616PX con código IADC M433 fue muy eficiente durante la perforación del pozo C-1111, ya que alcanzó la profundidad objetivo en una sola corrida y con una tasa de penetración de 37.04 m/h, es decir perforó 1 609 m en 66.5 h. Esto conforme a la recomendación de la tabla de selección de barrenas PDC en función de la resistencia de la roca presentada en el capítulo 2.

De igual forma, la segunda etapa del pozo C-1158 se perforó con una misma barrena, la Smith MSi616PX con código IADC M433, en esta ocasión la eficiencia disminuyó y la ROP fue de 14.1 m/h, es decir se perforaron 1611 m en 114.88 h.

Por otro lado, durante la perforación del pozo C-1154, a los 1425 mdbnmr se decidió cambiar la barrena ya que la tasa de penetración era muy baja, al revisar el grado de desgaste de la barrena Smith Msi626PX se observa un desgaste interior alto y externo medio, lo que se tradujo en baja perforabilidad, se concluye que la calidad en la fabricación de la barrena es menor a las empleadas en los otros dos pozos.

En la tercera etapa del pozo C-1154, se usó una barrena Smith MA32HQPX con código IADC M443, el otro tipo de barrena recomendado para este tipo de formación. Sin embargo, se perforó sin motor de fondo lo que ocasionó una perforación poco eficiente con un ROP de 8.54 m/h. La barrena se volvió a cambiar a los 1778 mdbnmr para perforar los últimos 231 m.

Por lo tanto, la guía para seleccionar barrenas PDC en función de la resistencia de la roca que se presentó en el capítulo 2 es efectiva, pero, hay factores como la fabricación de la barrena que pueden variar los resultados de la perforación en formaciones similares.

#### 4.8 Análisis Económico

A fin de seleccionar la barrena ideal, se tiene que ver cuál es la que representa una menor inversión económica. A continuación, se realiza el costo por metro en los tres pozos analizados (C-1111, C-1154 y C-1158). Seguramente el pozo C-1111 presentará el menor costo por metro, lo interesante es comparar el C-1154 y C-1158 para determinar si es mejor cambiar la barrena si se tiene una baja tasa de perforación o continuar con ella hasta el final.

#### 4.8.1 Costo por Metro por Pozo

Para el análisis de costo por metro, se aplica el mismo costo para todas las barrenas de \$125 000, el tiempo de conexión de 0.1 h y el de viaje de 0.004 h/m.

##### Pozo C-1111

$$T_c = \frac{421 + 2\,060}{27} * 0.1$$

$$T_c = 9.19 \text{ h}$$

$$T_v = 0.004 * (421 + 2\,060)$$

$$T_v = 9.92 \text{ h}$$

$$C_{1111} = \frac{(125\,000) * 2 + 9\,886 * (81.02 + 9.92 + 9.19)}{2\,060}$$

$$C_{1111} = \$601.9 /m$$

##### Pozo C-1154

$$T_c = \frac{453 + 1\,456 + 1\,777 + 2\,007}{27} * 0.1$$

$$T_c = 21.09 \text{ h}$$

$$Tv = 0.004 * (453 + 1\ 456 + 1\ 777 + 2\ 007)$$

$$Tv = 22.77\ h$$

$$C_{1154} = \frac{(125\ 000) * 4 + 9\ 886 * (94.02 + 22.77 + 21.09)}{2\ 030}$$

$$C_{1154} = \$917.8 /m$$

Pozo C-1158

$$Tc = \frac{452 + 2\ 063}{27} * 0.1$$

$$Tc = 9.31\ h$$

$$Tv = 0.004 * (452 + 2\ 063)$$

$$Tv = 10.06\ h$$

$$C_{1158} = \frac{(125\ 000) * 2 + 9\ 886 * (127.94 + 10.06 + 9.31)}{2\ 063}$$

$$C_{1158} = \$827.1 /m$$

## 4.8.2 Comentarios sobre los Resultados

El pozo C-1111, con record de tiempo tiene el menor costo por metro, esto ejemplifica la importancia de la optimización de la perforación.

Por otro lado, el pozo C-1154 se perforó en cambio con cuatro barrenas, dos más que en el pozo anterior, y con un costo por metro 52% superior.

Finalmente, el pozo C-1158 perforado con solamente 2 barrenas presentó un costo por metro 37% superior al C-1111, y 10% inferior al C-1154.

En conclusión, en efecto el pozo C-1111 perforado con record de tiempo y con una sola barrena en la etapa de 8.5 in, fue el que menor costo por metro tiene. Pero, el pozo C-1158 que de igual manera fue perforado con una sola barrena en la etapa 8.5, no tuvo una perforación eficiente y con un costo por metro muy superior al C-1111. El pozo menos eficiente fue el C-1154, dado que debió realizar 4 viajes lo que subió mucho el tiempo de uso del equipo de perforación, aparte se le suma el costo de 4 barrenas, cuando en los otros casos solo fueron 2.

Se comprobó que la selección de la barrena y de los parámetros de perforación son esenciales para tener una perforación óptima. Además, no porque algo resulta en un pozo, resultará en otro pozo del mismo campo de buena forma. Es por eso, que las decisiones improvisadas deben tomarse con buen criterio analítico, lo que no sucedió en la perforación de la tercera etapa del C-1154, dado que no se bajó motor de fondo, imposibilitando subir las RPM, cuando las altas RPM funcionaron bien, lo que provocó un tercer cambio de barrena.

## Conclusiones

En primer lugar, se concluye que la investigación desempeñada a lo largo de esta Tesis, al perforar un pozo, el aspecto más importante a tomar en cuenta es la utilidad económica que otorga la producción de hidrocarburos derivada de este análisis. En este caso, el enfoque es encontrar la manera de reducir lo más posible el costo de perforación.

A fin de tener una perforación óptima es necesario elegir la barrena PDC ideal en función del tipo de formación que se va a perforar. Para esto, se usó la clasificación de la revista World Oil para formaciones que se compone de 6 tipos de rocas, desde la suave hasta la extremadamente dura y para cada tipo de roca se propuso una resistencia a la compresión sin confinar. Esta última se obtiene para cada formación de pozos de correlación gracias a los registros sínicos que se corrieron en estos.

Una vez divididas las formaciones, es necesario conocer el tipo de barrena más adecuado para cada tipo de formación. Para esto, se tiene el código para barrenas PDC de la IADC para homologar todos los modelos de barrenas de todas las marcas. Posteriormente, se usó el clasificador de barrenas de la revista World Oil con objeto de determinar cuál es el tipo de barrena PDC más recomendada por las diferentes compañías manufactureras. Finalmente, tras evaluar cada uno de los caracteres del código IADC por barrena y analizar el carácter propuesto por la mayor cantidad de compañías, como también la cantidad de modelos con ese carácter, se conformó una guía de selección de barrenas PDC en donde se plasman los códigos IADC de las recomendadas, dependiendo la resistencia de la formación.

En segundo lugar, se realizó el análisis sobre la perforación de tres pozos, en los cuales se usaron los parámetros de ROP, RPM, PSB y el diámetro de la barrena para obtener la energía específica que se usó para perforar la roca y ver si la perforación es óptima o puede mejorarse, y presentó las siguientes conclusiones: en el pozo C-1154, se observa que al momento que se eleva mucho la  $E_s$ , se decide

cambiar la barrena para mejorar la tasa de penetración. En los pozos C-1111 y C-1158, la  $E_s$  mantiene la correlación con la UCS de la formación y es por eso que se llegó a la profundidad objetivo con una misma barrena. Por lo tanto, la  $E_s$  como parámetro de monitoreo de la eficiencia de la perforación es esencial en todos los pozos, dado que permite conocer que tan lejos se está de lo óptimo y de esa forma cambiar los parámetros necesarios para mejorar la ROP.

Finalmente, se calculó el costo por metro de los tres pozos analizados anteriormente, lógicamente el pozo que solo se perforó en dos etapas y en menor cantidad de horas de rotación fue el de menor costo.

Por consiguiente, el pozo que necesitó de cuatro etapas, es decir, de tres cambios de barrenas, fue el de mayor costo, debido al tiempo perdido en los viajes y en las conexiones que se traduce en mayor costo en los gastos del equipo de perforación, como la renta, el mantenimiento y las dos barrenas extra.

Para concluir con el estudio realizado, se afirma que el uso de la Guía de Selección de Barrenas PDC es efectiva, dado que el tipo de barrena PDC propuesto en la tabla de selección para formaciones duras fue utilizado en los casos en los cuales se demostró que la perforación fue muy eficiente.

Derivado de lo anterior, la selección de la barrena es primordial en la perforación del pozo, puesto que el uso de una mala barrena al momento de perforar perjudica los objetivos de esta, factores importantes a considerar al momento de la operación, debido al aumento de los costos del pozo, retraso en el tiempo de terminación de este, así como el tiempo de inicio de la producción y de generar ingresos. Por lo tanto, para cumplir con dichos objetivos resulta entonces indispensable que la barrena usada para perforar el pozo se seleccione de manera adecuada, conforme a la formación a ser perforada.

## Referencias

### Referencias Bibliográficas

1. Amani, A. & Shahbazi, K. (2013). Prediction of Rock Strength using Drilling Data and Sonic Logs. International Journal of Computer Applications, 81(2).
2. Brandon, B.D., Cerkovnik, J., Christensen, E., Koskie, E., Bayoud B. B., Colston, F., ... Niemi, R. (1992). Development of a new IADC Fixed Cutter Drill Bit Classification System. IADC/SPE.
3. Facultad de Ingeniería, UNAM (2020). Elementos de Perforación. [https://www.academia.edu/14947707/FACULTA\\_DE\\_INGENIERIA\\_Elementos\\_de\\_Perforaci%C3%B3n](https://www.academia.edu/14947707/FACULTA_DE_INGENIERIA_Elementos_de_Perforaci%C3%B3n)
4. García, I. (2016). Daño a las Barrenas, su Implicación en la Perforación y soluciones propuestas. UNAM.
5. León Loya, J.G. (2001). Hidráulica de Perforación. Pemex. <https://es.scribd.com/document/390505258/Hidraulica-Del-Dr-Leon-Loya>
6. Mims, M. & Krepp, T. (2003). Drilling design and implementation for extended reach and complex wells. 3a edición. Houston: K&M. Technology Group.
7. Rabia, H. (1985). Specific Energy as a Criterion for Bit Selection. University of Newcastle. SPE.
8. Ramos, J.L. (2011). Estado del Arte de Brocas de Perforación. Universidad de América. <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf>

9. Teale, R. (1964). The Concept of Specific Energy in Rock Drilling. Mining Research Establishment, National Coal Board, Worton Hall, Isleworth, Middlesex, Int. J. Rock Mech. Mining ScL Vol. 2, pp. 57–73.

## Referencias de Tablas y Figuras

1. Alibaba. (2020). <https://spanish.alibaba.com/product-detail/8-375-baker-hughes-pdc-bit-50026455319.html>
2. Best Drilling Bits. (2020). What Are the Benefits of PDC Bits. <https://bestdrillingbits.com/what-are-the-benefits-of-pdc-bits/>
3. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2011). *Dictamen del Proyecto de Explotación Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas – Constituciones*.
4. Gordon, O (2011). Seminario de Brocas de Perforación. PDVSA. <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf>
5. Kingpetroleum. (2020). *04 Drilling Bits*. Introduction to Well Engineering [www.kingpetroleum.co.uk%2Fdownload.php%3Ffilename%3DtrainingHandoutPDF%2F04FINAL.pdf&psig=AOvVaw07SIJfXVtze tfbe3bqB9U&ust=1580934322913000&source=images&cd=vfe&ved=0CAMQjB1qFwoTCOjN5N7duOcCFQAAAAAdAAAAABAD](http://www.kingpetroleum.co.uk%2Fdownload.php%3Ffilename%3DtrainingHandoutPDF%2F04FINAL.pdf&psig=AOvVaw07SIJfXVtze tfbe3bqB9U&ust=1580934322913000&source=images&cd=vfe&ved=0CAMQjB1qFwoTCOjN5N7duOcCFQAAAAAdAAAAABAD)
6. Longyue. (2020). <http://www.triconerockbit.com/sale-11043460-6-81-2-9-1-2-12-1-4-matrix-body-pdc-drill-bit-diamond-oil-drill-bit.html>

7. Petróleos Mexicanos. (2011). *Programa de Perforación Pozo Constituciones 1111*.
8. Petróleos Mexicanos. (2011). *Programa de Perforación Pozo Constituciones 1154*.
9. Petróleos Mexicanos. (2011). *Programa de Perforación Pozo Constituciones 1158*.
10. Reedhycalog. (2020). *Generalidades Brocas de Perforación*.  
<https://www.slideshare.net/DavidGualteros/brocas-de-perforacion>
11. Smith Bits. (2011). *Campo Constituciones Sección 8 1/2"*. (2011)
12. Velázquez, D. (2020). *Geomecánica de Pozos*. Esia Ticomán, IPN.