

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Universidad Nacional del Comahue – Facultad de Ingeniería



“Servicio de Coring para la extracción de testigo corona”

Autor:

Mauro Ricardo Gavagnin Pettineroli

Tutor Externo:

Ing. Juan Manuel Ponce

Tutora Académica:

Prof. Geóloga Malvina Frigerio

Ingeniería en Petróleo

**Neuquén Capital, Argentina
Año 2023**

Universidad Nacional del Comahue - Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo

“Servicio de Coring para la extracción de testigo corona”

Proyecto Integrador Profesional presentado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue como parte de los requisitos para obtener el título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Autor: Mauro Ricardo Gavagnin Pettineroli – Legajo: ING-3473

Tutor Externo: Ing. Juan Manuel Ponce

Tutora Académica: Geóloga Malvina Frigerio

Jurado 1: _____

Jurado 2: _____

Jurado 3: _____

Neuquén Capital, Argentina
Año 2023

Resumen

En el presente Proyecto Integrador Profesional se analiza el proceso de resolución de un caso real de extracción de testigo corona mediante el sistema convencional del servicio de Coring para la industria petrolera.

Para ello, en el capítulo 1 se hará una introducción general de lo que es el servicio de Coring, incluyendo el objetivo del mismo y la hipótesis de trabajo.

En el capítulo 2, se explican los conceptos fundamentales sobre qué es un “testigo corona”, que se puede recuperar y las funciones típicas. Se menciona dos métodos para llevar a cabo la extracción. Se analizan tres sistemas de extracción de testigos coronas: Convencional, *Hydrolift* y *Wireline Coring*. Se detallan las características de las herramientas, parámetros de aplicación y beneficios generales. Se profundiza especialmente en el Sistema Convencional. Por último, se desarrolla el procesamiento que puede tener el testigo corona en superficie.

En el capítulo 3, se aborda el marco geográfico de la zona de interés, donde se extraerá la corona, adoptando un enfoque gradual desde una perspectiva macro hasta una micro. Inicia con una descripción general de la ubicación en un contexto más amplio y a medida que profundiza, explora elementos geológicos más específicos.

En el capítulo 4, se presenta un caso real del Servicio de Coring, plantea los objetivos, requisitos e investigaciones de campo necesarios y plantea detalladamente el programa de pozo para llevar a cabo el servicio.

En el capítulo 5, se analiza el trabajo posterior a la operación del Servicio de Coring, se presentarán los porcentajes de recuperación logrados en relación con los objetivos iniciales del servicio, proporciona una evaluación de cómo se cumplieron los objetivos establecidos y examina los tiempos de recuperación con la duración de cada etapa de la operación. En el mismo capítulo se procede a modificar algunos de los puntos del primer programa de pozo planteado según un programa de contingencia.

Finalmente, en el capítulo 6, se establecen las conclusiones y las recomendaciones de mejora, en base a lo analizado, aprendido y planteado en la elaboración del presente trabajo.

La información y desarrollo de este trabajo se realizó en el marco de una pasantía realizada en la empresa Christensen Roder Argentina S.A.

Palabras claves: Servicio de Coring, testigo corona, extracción.

Abstract

The present Professional Integrative Project analyzes the process of resolving a real case of crown witness extraction using the conventional Coring service for the petroleum industry.

To achieve this, Chapter 1 will provide a general introduction to the Coring service, including its objective and the working hypothesis.

In Chapter 2, explains the fundamental concepts of what a “core sample” is, how it can be retrieved, and its typical functions. Two methods for conducting the extraction are mentioned. Three core sample extraction systems are analyzed: Conventional, Hydrolift and Wireline Coring. The characteristics of the tools, application parameters, and general benefits are detailed. Special focus is given to the Conventional System. Finally, the processing that the core sample can undergo at the surface is discussed.

In Chapter 3, the geographical framework of the area of interest, where the crown will be extracted, is addressed. It adopts a gradual approach from a macro to a micro perspective. It begins with a general description of the location in a broader context, and as it delves deeper, it explores more specific geological elements.

In Chapter 4 presents a real case of the Coring Service. It outlines the objectives, requirements, and necessary field investigations, and presents a detailed well program to carry out the service.

In Chapter 5, it analyzes the post-operation work of the Coring Service. It will present the achieved recovery percentages in relation to the initial objectives of the service, provide an evaluation of how the established objectives were met, and examine the recovery times along with the duration of each stage of the operation. In the same chapter, some points of the initial well program are modified according to a contingency plan.

Finally, in Chapter 6, conclusions and improvement recommendations are established based on the analysis, learning, and proposals made in the development of this work.

The information and development of this work were carried out within the framework of an internship at the company Christensen Roder Argentina S.A.

Keywords: Coring service, core sample, extraction.

Agradecimientos

Por, sobre todo, gracias a Dios, porque siempre estuvo (y seguirá estando) conmigo siendo muy fiel. Sin él, esto no me hubiese sido posible. Gracias a él es por qué puedo agradecer todo lo que sigue y mucho más. No me alcanzaría el tiempo para agradecer todo lo que hizo y seguirá haciendo. Alegría mía es dedicarle este trabajo, carrera y vida a Dios.

A mis padres, por todo el apoyo que me dieron siempre, tanto como el sustento económico como el afectivo y emocional. Se alegraban en cada logro sin importar su dimensión y me acompañaban en los momentos difíciles.

A la Licenciada Ivana Giselle Uñates Basanta por siempre estar a mi lado en las buenas y en las malas y acompañarme a lo largo de toda la carrera. Este logro es gracias a ella.

Al Ingeniero Cristian Emmanuel Martínez y al Ingeniero Juan Manuel Ponce, por acompañarme en este tramo final de mi carrera, con el proyecto integrador profesional y darme seguimiento constante a la hora de realizarlo.

A mis hermanos porque cada uno estuvo presente de una manera diferente según el momento, incluido a José Cendagorta por el tiempo y la ayuda en mi carrera.

No quiero ser injusto y también dar gracias al resto de mis familiares, por estar pendiente, por sus ánimos, consejos, ayudas, palabras de aliento a lo largo de la carrera.

Gracias a todas mis amistades, compañeros de carrera, que siempre me motivaron a seguir adelante en este caminar.

Gracias a mis hermanos en Cristo que estuvieron pendientes de este logro.

Gracias a esos profesores que dieron todo su esfuerzo por esta carrera, de quienes aprendí no solo a ser un futuro profesional, sino a no dejar de ser mejor persona cada nuevo día.

Índice General

	Página
Resumen	I
Abstract	II
Agradecimientos.....	III
Índice General	IV
Índice de figuras	VIII
Índice de tablas.....	XII
Glosario de términos y palabras	XIV
CAPÍTULO 1: Introducción y objetivos.....	1
1.1-Introducción.	1
1.2-Objetivos.....	2
1.3-Hipotesis.	2
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO – Conceptos, Sistemas de extracción del Servicio de Coring y Core Handling.....	3
2.1-Que es un testigo corona y que podemos recuperar.....	3
2.2-Función del testigo corona.	3
2.3-Métodos.....	4
2.4-Sistemas de extracción de testigos coronas.	5
2.4.1-Sistema <i>Convencional</i> e <i>Hydrolift</i> (cierre total)	5
2.4.1.1-Componentes que conforman el BHA de <i>Coring</i> para el Sistema Convencional.....	6
2.4.1.1.1-Sección o cabeza superior (<i>Tope Head</i>).....	8
2.4.1.1.1.1-Unión de seguridad externa.	8
2.4.1.1.1.2-Conjunto giratorio o Swivel.....	8
2.4.1.1.2-Sección media.	9
2.4.1.1.2.1-Tubo externo.	10
2.4.1.1.2.2-Tubo interno.....	10
2.4.1.1.2.3-Tubo que aloja el testigo.	11
2.4.1.1.2.3.1-Tubo de aluminio.	11
2.4.1.1.2.3.2-Tubo de fibra de vidrio.	12
2.4.1.1.2.3.3-Tubo <i>Half Moon</i>	13
2.4.1.1.2.3.4-Tubo <i>On Ice</i>	14
2.4.1.1.3-Sección inferior.	15
2.4.1.1.3.1-Conjunto de zapato interior.....	15
2.4.1.1.3.2- <i>Core Catcher</i> Convencional.	15
2.4.1.1.4-Dimensiones.....	16

2.4.1.2-Componentes que conforman el BHA de <i>Coring</i> para el Sistema <i>Hydrolift</i> ...	17
2.4.1.2.1-Mandril hidráulico.	17
2.4.1.2.2- <i>Core Catcher Hydrolift</i>	18
2.4.1.2.3-Dimensiones.....	19
2.4.1.3-Componentes que conforman el BHA de <i>Coring</i> para un sistema con orientador.	20
2.4.1.3.1- <i>Mule Shoe</i>	20
2.4.1.3.2- <i>Core Catcher</i> Orientador.	22
2.4.2-Sistema <i>Wireline Coring</i>	24
2.4.2.1-Componentes que conforman el BHA de <i>Wireline Coring</i>	24
2.4.2.1.1-Conjunto del tubo exterior	26
2.4.2.1.2-Conjunto del tapón de perforación.....	26
2.4.2.1.3-Ensamble del tubo interno o ITA (<i>Inner Tube Assembly</i>).	28
2.4.2.1.3.1-Cabezal del tubo interno con punta de lanza [1].....	29
2.4.2.2-Overshot.	30
2.4.2.3-Dimensiones.....	30
2.4.3-Tipo de rosca presente en el BHA de <i>Coring</i>	31
2.4.4-Estabilizadores.	31
2.4.5- Brocas o coronas (<i>Core Bits</i>).	32
2.5- <i>Core Handling</i>	35
2.5.1-Recuperación de cámaras internas.	36
2.5.2- <i>Core Cradle</i>	37
2.5.3-Área de procesamiento central.....	38
2.5.3.1-Corte de núcleo.	39
2.5.3.2- <i>Xtreme Uv</i>	40
2.5.3.3- <i>Litho Gas</i>	40
2.5.3.4- <i>Lithotarge</i>	41
2.5.3.5- <i>Lithoseal</i>	42
2.5.3.6- <i>Gamma Ray</i>	43
CAPÍTULO 3: Marco geográfico	46
3.1-Petróleo en el marco geográfico argentino y sus cuencas.....	46
3.2-Cuenca Neuquina	47
3.3-Zona de interés Formación Vaca Muerta.	49
CAPÍTULO 4: Investigación de campo / programa de pozo / programa de coronas.....	53
4.1-Requerimientos e investigación de campo.....	53
4.2-Programa de pozo.	56
4.2.1-Objetivo y datos relevantes de pozo.	56

4.2.1.1-Datos del pozo.....	56
4.2.1.2-Datos relevantes de <i>Coring</i>	56
4.2.1.3-Personal.....	57
4.2.1.4-Parámetros de la operación.	57
4.2.2-Diagrama de herramienta propuesto.	57
4.2.3-Especificaciones del barril externo y tubos internos.....	58
4.2.4.- <i>Core Bit</i>	60
4.2.4.1- <i>Core Bit</i> propuesto.	62
4.2.4.2- <i>Core Bit backup</i>	63
4.2.5-Tipo de <i>Core Catcher</i>	65
4.2.6-Tabla de dilatación de tubo de aluminio.	65
4.2.7-Recomendaciones operativas.	67
4.2.8-Procedimientos operativos.	68
4.2.8.1-Montaje de sacatestigo.....	68
4.2.8.2-Desmontaje de sacatestigo.	70
4.2.8.3-Recuperación de sacatestigo.	71
4.2.8.4-Bajada de herramienta en pozo.	72
4.2.8.5-Toma de corona.....	73
4.2.9-Contingencias.....	73
4.2.9.1-Acuñamiento de testigo.....	74
4.2.10-Manipuleo de testigos en superficie.....	75
4.2.10.1-Uso de <i>core-cradle</i> para operaciones de recuperación de testigos.	75
4.2.10.1.1-Objetivo.....	75
4.2.10.1.2-Introducción.	75
4.2.10.1.3-Desarrollo.....	75
4.2.10.1.3-Consideraciones generales.	76
4.2.10.2-Corte de testigo.	76
4.2.10.2.1-Procedimiento para el corte del testigo.	76
CAPÍTULO 5: Resultados/ Contingencias/ Modificaciones.....	78
5.1-Detalles y secuencia del trabajo operativo de la primera carrera.....	78
5.2-Programa de contingencia.....	82
5.2.1-Objetivo y datos relevantes del pozo.	82
5.2.2-Datos relevantes de <i>Coring</i>	82
5.2.3-Parámetros de la operación.	83
5.2.4-Diagrama de herramienta propuesto.	83
5.2.5- <i>Core Bit</i> propuesto.	84
5.2.6-Recomendaciones operativas.	86

5.3-Posterior al trabajo operativo con el nuevo programa.	87
5.3.1-Cronos y parámetros de cada carrera.	87
5.3.2-Secuencia de la operación de trabajo.	92
5.3.3-BHA utilizado.	92
5.3.4- <i>Core Bit</i> utilizado.	92
5.3.5-Detalles del trabajo operativo.	92
5.4-Procedimiento de <i>Core Handling</i>	93
CAPÍTULO 6: Conclusiones y mejoras	98
Referencias Bibliográficas	100
Anexo I.....	103
Anexo II.....	109

Índice de figuras

	Página
Figura 1. BHA de Coring estándar para el Sistema Convencional modelo TSS. Fuente: Manual de CorPro.	7
Figura 2. Sección o cabeza superior (Tope Head) del BHA de Coring Convencional. Fuente: Manual de CorPro.	8
Figura 3. Unión de seguridad externa del BHA de Coring Convencional. Fuente: Elaboración propia.	8
Figura 4. Conjunto giratorio (Swivel) del BHA de Coring Convencional. Fuente: Elaboración propia.	9
Figura 5. Rodamientos del conjunto giratorio (Swivel) en el BHA de Coring Convencional. Fuente: Manual CorPro.	9
Figura 6. Partes de la sección media del modelo TSS del BHA de Coring Convencional. Fuente: Manual CorPro.	10
Figura 7. Tubo externo de la sección media del modelo TSS y del 250 P del BHA de Coring. Fuente: Manual CorPro.	10
Figura 8. Prolongación del tubo externo del BHA de Coring Convencional. Fuente: Elaboración propia.	10
Figura 9. Tubo interno (Inner Tube) del modelo TSS del BHA de Coring Convencional. Fuente: Manual CorPro.	11
Figura 10. Tubo que contiene el testigo corona de aluminio.	12
Figura 11. Tubo que contiene el testigo corona de fibra de vidrio.	12
Figura 12. Tubo Half Moon que contiene el testigo corona, de aluminio.	13
Figura 13. Zona de fractura - intacta dentro de Half Moon. Fuente: Brindadas por CRASA.	14
Figura 14. Zona de fractura – perturbada después de la manipulación. Fuente: Brindadas por CRASA.	14
Figura 15. Tubo On Ice que contiene el testigo corona.	14
Figura 16. Sección inferior del BHA de Coring. Fuente: Manual CorPro.	15
Figura 17. Zapato interno (Shoe Assembly) del BHA de Coring. Fuente: Manual CRASA.	15
Figura 18. Core Catcher Convencional o colector primavera. Fuente: Brindada por CRASA.	16
Figura 19. Core Catcher Convencional. Fuente: Elaboración propia.	16
Figura 20. Mandril hidráulico del BHA de Coring para el Sistema Hydrolift. Fuente: Manual CRASA.	17
Figura 21. Cierre total del Sistema Hydrolift. Fuente: Manual CRASA.	18
Figura 22. Zapato Orenoc con Core Catcher convencional e Hydrolift. Fuente: Manual CorPro.	19
Figura 23. Zapato Orenoc Corto con Core Catcher Hydrolift. Fuente: Manual CorPro.	19
Figura 24. Mule Shoe o Cabezal orientador para el BHA de Coring con orientador. Fuente: Brindada por CRASA.	21

Figura 25. Jabalina para el BHA de Coring con orientador. Fuente: Brindada por CRASA.	21
Figura 26. Core Catcher Orientador con vista de sus cuchillas y lengüetas. Fuente: Elaboración propia.	22
Figura 27. Core Catcher Orientador con posición de las lengüetas para el ingreso del testigo corona. Fuente: Elaboración propia.	23
Figura 28. Core Catcher Orientador con posición de las lengüetas para la extracción. Fuente: Elaboración propia.	24
Figura 29. Conjunto exterior del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.	26
Figura 30. Conjunto del tapón de perforación del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.	27
Figura 31. Elementos del conjunto del tapón de perforación del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.	28
Figura 32. Componentes del ensamble del tubo interno del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.	29
Figura 33. Cabezal del tubo interno del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.	29
Figura 34. Overshot del cabezal del tubo interno y del conjunto del tapón de perforación del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.	30
Figura 35. Estabilizadores. Fuente: CRASA.	32
Figura 36. Brocas de coronas o Core Bits. Fuente: Elaboración propia.	33
Figura 37. Corona de alta invasión (a) y baja invasión (b). Fuente: Manual CRASA.	34
Figura 38. Lifting Sub en la parte superior de la tubería. Fuente: CRASA.	36
Figura 39. Corte del testigo dentro de la tubería en boca de pozo.	37
Figura 40. Shear Boot Clamp parte inferior de la tubería.	37
Figura 41. Core Cradle. Fuente: CRASA.	38
Figura 42. Core Cradle con los agarres de seguridad. Fuente: CRASA.	38
Figura 43. Área de procesamiento central de la locación. Fuente: CRASA.	39
Figura 44. Equipo con la sierra corta testigos. Fuente: Manual CRASA.	40
Figura 45. Equipo Xtreme Uv e imágenes de luz blanca y UV de un testigo. Fuente: CRASA.	40
Figura 46. Equipo para el proceso de Litho Gas. Fuente: CRASA.	41
Figura 47. Lithotarge realizado a un testigo. Fuente: CRASA.	42
Figura 48. Lithoseal realizado a un testigo.	43
Figura 49. Equipo Gamma Ray. Fuente: CRASA.	43
Figura 50. Registro tipo de Gamma Ray. Fuente: CRASA.	45
Figura 51. Cuencas petroleras sedimentarias argentinas. Fuente: Alonso G., Carrasco P., 2011, Proyecto Integrador Profesional “Situación actual de las áreas hidrocarbúferas de la provincia de Neuquén”, Universidad Nacional del Comahue.	47

Figura 52. Cuadro estratigráfico de la cuenca Neuquina, con las principales unidades litológicas, discontinuidades, rocas reservorio, rocas generadoras y rocas sello. Fuente: Untitled. (n.d.). Fundación YPF.	48
Figura 53. Mapa de la Cuenca Neuquina con su estratigrafía por regiones Morfológicas. Fuente: Untitled. (n.d.). Fundación YPF.	49
Figura 54. Área de la Formación Vaca Muerta.	50
Figura 55. Zona de interés del estudio.	51
Figura 56. Columna estratigráfica simplificada de la zona de interés del estudio. Fuente: Cuenca Neuquina: Evolución y Sistemas Petroleros. (2020, May 5). Portal del Petróleo. Recuperado de https://portaldelpetroleo.com/evolucion-de-la-cuenca-neuquina/	52
Figura 57. Peso sobre la corona. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook..	60
Figura 58. Caudal según tamaño de corona. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook	61
Figura 59. Límites de RPM según la formación. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook	61
Figura 60. Core Bit propuesto en el primer programa. Fuente: Catálogo CRASA.	62
Figura 61. Core Bit de Backup propuesto en el primer programa. Fuente: Catálogo CRASA.	64
Figura 62. Core Catcher convencional propuesto en el programa. Fuente: CRASA.....	65
Figura 63. Espaciador por la dilatación del tubo de aluminio.....	67
Figura 64. Uniones de las herramientas recuperadas después de la pesca. Fuente: Brindadas por CRASA.	81
Figura 65. Conexiones Pin y Box de los tubos externos recuperados después de la pesca. Fuente: Brindadas por CRASA.	81
Figura 66. Core Bit propuesto para las carreras 2 a 5, con su perfil y distribución de cortadores. Fuente: Catálogo de coronas de CRASA.	85
Figura 67. Testigo corona junto al tubo de aluminio que lo contenía. Fuente: Brindada por CRASA.....	94
Figura 68. Testigo corona envuelto en film plástico. Fuente: Brindada por CRASA.	94
Figura 69. Testigo corona envuelto en papal aluminio. Fuente: Brindada por CRASA.....	94
Figura 70. Testigo corona sumergido en parafina. Fuente: Brindada por CRASA.	95
Figura 71. Testigo corona con la protección finalizada. Fuente: Brindada por CRASA.....	96
Figura 72: Elementos del sistema de circulación. Fuente: Bejar Pinochet J.A., Obrique H.M., 2020, Proyecto Integrador Profesional “Aplicación del método de perforación MPD en la Cuenca Neuquina”, Universidad Nacional del Comahue.	104
Figura 73: Componentes del sistema de izaje. Fuente: Bejar Pinochet J.A., Obrique H.M., 2020, Proyecto Integrador Profesional “Aplicación del método de perforación MPD en la Cuenca Neuquina”, Universidad Nacional del Comahue.	105
Figura 74: Mesa Rotary. Fuente: Manual IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y Gas.	107
Figura 75: Top Drive. Fuente: Manual IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y Gas.....	107

Figura 76: Componentes de la sarta de perforación. **Fuente:** Bejar Pinochet J.A., Obrequé H.M., 2020, Proyecto Integrador Profesional “Aplicación del método de perforación MPD en la Cuenca Neuquina”, Universidad Nacional del Comahue. 109

Figura 77 Unidad de Wireline. **Fuente:** WELL LOGGING TECHNIQUES. (n.d.). lgc2016. <https://lgc2016.files.wordpress.com/2016/03/well-logging-techniques.pdf> 110

Índice de tablas

	Página
Tabla 1. Ángulos y coeficientes de fricción de las distintas tuberías que contienen el testigo corona. Fuente: Manual CRASA.	11
Tabla 2. Dimensiones estándares más utilizadas del BHA de Coring Convencional. Fuente: Manual CRASA.	17
Tabla 3. Dimensión estándar más utilizadas del BHA de Coring para el Sistema Hydrolift. Fuente: Manual CRASA.	20
Tabla 4. Tamaño de cuchillas para el Core Catcher Orientador. Fuente: Manual CRASA...	22
Tabla 5. Dimensión estándar más utilizado del BHA de Wireline Coring. Fuente: CRASA.	31
Tabla 6. Datos del pozo entregadas por el cliente X.	53
Tabla 7. Datos del pozo, ubicación y cliente.	56
Tabla 8. Datos relevantes para las carreras del servicio de Coring.	57
Tabla 9. Parámetros operativos.	57
Tabla 10. Diseño del BHA de Coring propuesto. Fuente: Manual CRASA modificado.....	58
Tabla 11. Especificaciones del Core Barrel para la serie 250P.	58
Tabla 12. Propiedades mecánicas del tubo externo para el modelo 250P. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook.	59
Tabla 13. Propiedades mecánicas del tubo interno. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook	59
Tabla 14. Especificaciones técnicas del Core Bit del primer programa de pozo. Fuente: Catálogo CRASA.	63
Tabla 15. Parámetros recomendados de operación del Core Bit del primer programa de pozo. Fuente: Catálogo CRASA.	63
Tabla 16. Especificaciones técnicas del Core Bit de Backup. Fuente: Catálogo CRASA.....	64
Tabla 17. Parámetros recomendados de operación del Core Bit de Backup. Fuente: Catálogo CRASA.....	65
Tabla 18. Parámetros para la dilatación del tubo de aluminio. Fuente: Manual CRASA.....	66
Tabla 19. Contingencias y sus manejos. Fuente: Información brindada por CRASA.	74
Tabla 20. Cronogramas y parámetros de la carrera número 1.	78
Tabla 21. Diseño del BHA de Coring utilizada en la carrera número 1 con ubicación de la fractura. Fuente: Manual CRASA modificado.....	79
Tabla 22. Herramientas recuperadas en la carrera número 1. Fuente: Elaboración propia...	79
Tabla 23. Herramientas que quedaron en pesca de la carrera número 1. Fuente: Elaboración propia.....	80
Tabla 24. Datos relevantes para las siguientes carreras para el servicio de Coring.	83
Tabla 25. Parámetros operativos para las carreras 2, 3, 4 y 5.	83
Tabla 26. Diseño del BHA de Coring propuesto para las carreras 2 a 5. Fuente: Manual CRASA modificado.	84

Tabla 27. Especificaciones técnicas del Core bit propuesto para las carreras 2 a 5. Fuente: Catálogo de coronas de CRASA.	85
Tabla 28. Parámetros recomendados de operación con el Core Bit propuesto para las carreras 2 a 5. Fuente: Catálogo de coronas de CRASA.	86
Tabla 29. Cronogramas y parámetros de la carrera número 2.....	88
Tabla 30. Cronogramas y parámetros de la carrera número 3.....	89
Tabla 31. Cronogramas y parámetros de la carrera número 4.....	90
Tabla 32. Cronogramas y parámetros de la carrera número 5.....	91
Tabla 33. Detalles de las 5 carreras realizadas.	93

Glosario de términos y palabras

BHA: Conjunto de fondo o Bottom Hole Assembly.

BHA de Coring: Conjunto de fondo de Coring o Bottom Hole Assembly of Coring.

BHA de Wireline Coring: Conjunto de fondo de Wireline Coring o Bottom Hole Assembly of Wireline Coring.

BOP: Conjunto preventor de surgencias o Blow Out Preventer.

CBL: Registro de unión de cemento o Cement Bond Log.

CM: Company Man.

Core: Testigo corona.

Core Bit: Corona o Coring Bit.

Core Catcher: Colector de testigo.

Core Cradle: Cuna central.

Coroneo: Perforación de la zona de interés con corona.

CRASA: Christensen Roder Argentina S.A.

Cuting: Recortes de roca obtenidos durante la perforación.

DP: Barra de sondeo o tubería de perforación o Drill pipe.

DC: Drill Collar o portamechas.

FCS: Sistema de cierre total o full clouse system.

Floodlight: Luz de inundación.

Foarm Lithorage: Litotarge de espuma.

Gage: Zona de calibre.

GD: Gas liberado o Gas desorption.

HWDP: Tubería de perforación de pared gruesa o Heavy weight drill pipe.

ID: Diámetro interno.

Inner Tube: Tubo interno.

Inner Tube Pull-Out speed: Velocidad de extracción del tubo interno.

Jars: Martillo.

Lower Shoe Assembly: Conjunto de zapato interior.

MD: Profundidad medida o measured Depth.

MWD: Midiendo mientras perforo o measuring while drilling.

Non sheltered área: Área no protegida.

OAL: Longitud de muestra obtenida.

OD: *Diámetro externo.*

OD Core: *Diámetro externo del testigo corona.*

OS: *Pescador o Overshot.*

Outer Tube: *Tubo externo o sacatestigo.*

POOH: *Sacar del pozo o Pull out of hole.*

Rig Air: *Plataforma de aire.*

Rig electricity: *Electricidad.*

RIH: *Corriendo en el pozo o Running in hole.*

ROP: *Tasa de penetración o Rate of penetration.*

Sacatestigo: *Tubo interno contenedor de la muestra de roca o del testigo corona.*

Sheltered área: *Área protegida.*

TDS: *Top Drive System.*

TFA: *área total de pasaje o Tool face área.*

Trip-in: *Viaje dentro del pozo.*

Trip-out: *Viaje fuera del pozo.*

TSS: *Sistema de manga delgada o Thin Sleeve System.*

TVD: *Profundidad vertical real o true vertical Depth.*

Water supply: *Suministro de agua.*

Wax bath: *Baño de cera.*

WOB: *Peso sobre la broca o Weight on bit.*

CAPÍTULO 1: Introducción y objetivos.

1.1-Introducción.

El servicio de extracción de testigos corona (Servicio de Coring) desempeña un papel fundamental en la industria minera, en la exploración en general para estudios estratigráficos y en particular en el sector petrolero, ya que provee información valiosa cuando se desea explorar un área determinada, estimar sus reservas y obtener datos para el desarrollo posterior del yacimiento.

Los testigos corona se extraen tanto en las etapas de exploración, como de desarrollo y explotación de los yacimientos.

El análisis de los testigos ofrece una visión detallada de la composición de las rocas y los fluidos del reservorio, algunos de los estudios que se realizan sobre el material coroneado son: presencia y tipo de hidrocarburos, análisis de fracturas naturales, propiedades mecánicas de las rocas, propiedades petrofísicas, litología, presencia de fósiles, estudio de litofacies, estudios paleoambientales. (Baker Hughes INTEQ, 1999).

Debe tratarse de que las muestras de rocas extraídas sean recuperadas con la menor alteración posible. Debido a que el material de corona puede ser consolidado o no consolidado, puede estar naturalmente fracturado y presentar variadas litologías se debe seleccionar para cada caso el set de herramientas y la tecnología más adecuada.

Para extraer los testigos se utiliza una herramienta donde, en el extremo del conjunto del fondo de la sarta de perforación, se coloca una broca especial, que permite el cizallamiento generado por arrastre de la formación y permite a su vez el ingreso de la muestra de roca.

El proceso de extracción de testigos de corona se ha desarrollado y mejorado a lo largo de los años, gracias a avances tecnológicos y técnicas más sofisticadas. Anteriormente, se utilizaban principalmente brocas de percusión y herramientas de cable para extraer testigos de corona, lo que requería un proceso más lento y menos preciso. Con el advenimiento de las brocas de diamante y las técnicas de perforación rotativa, se logró una mayor eficiencia y precisión en la extracción.

La evolución del equipo y las técnicas utilizadas ha permitido alcanzar mayores profundidades y obtener testigos corona más largos, y en pozos horizontales. Además, se han desarrollado sistemas de adquisición de datos más avanzados, como la

digitalización y el escaneo en tres dimensiones de los testigos, lo que facilita un análisis más detallado de las propiedades de las rocas.

La información obtenida de los testigos corona ha sido fundamental para mejorar la toma de decisiones en la exploración y producción de petróleo y gas. Permite a las compañías petroleras evaluar la calidad y la cantidad de los recursos subsuperficiales, identificar zonas de alto potencial productivo, planificar la extracción de hidrocarburos y optimizar la producción. El servicio de extracción de testigos corona en el sector petrolero desempeña un papel crucial en la caracterización y evaluación de los yacimientos de petróleo y gas ya que se recopila información valiosa que sirve no solo en el momento de la extracción, sino que debido a que el material se almacena, también se puede recopilar y reutilizar información a futuro. (Baker Hughes INTEQ, 1999)

1.2-Objetivos.

El objetivo principal del presente trabajo es analizar la factibilidad de incorporar nuevas tecnologías aplicadas a una operación real de extracción de testigo corona llevada a cabo en la cuenca X por la empresa Christensen Roder Argentina (CRASA). Analizar las contingencias y modificar algunos de los puntos del programa de pozo planteado. A partir de los resultados obtenidos realizar recomendaciones de mejoras.

1.3-Hipotesis.

Se plantea el uso de un nuevo diseño de corona (broca) para coronear en formaciones no convencionales. Como hipótesis se plantea que éste podría optimizar el porcentaje de recuperación general de testigos coronas y optimizar tiempos y costos generales de operaciones como así también tener mayor durabilidad de la pieza.

Debido a la complejidad de la tecnología y los costos que conlleva la incorporación de estas herramientas es que CRASA realiza en el presente trabajo un análisis detallado de planificación y ejecución.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO – Conceptos, Sistemas de extracción del Servicio de Coring y Core Handling.

A continuación, se describen los conceptos de que es una corona y cuál es su función. Además, se abordan los diferentes sistemas de *Coring*: *Convencional*, *Hydrolift* y *Wireline Coring*, junto con sus respectivas herramientas. También se detalla el proceso de manipulación preservación en superficie de los testigos coronas.

2.1-Que es un testigo corona y que podemos recuperar.

Es una muestra de roca (o núcleo) de una zona de interés obtenido mediante la perforación de un pozo. En la medida de lo posible, estas muestras deberán ser recuperadas con la menor alteración física y/o mecánica posible. Las muestras a recuperar pueden presentar una diversidad de condiciones, como ser consolidadas, no consolidadas, friables, no friables, arcilla, arenas, conglomerados, carbón, lutitas, con alto contenido de materia orgánica, con fracturas, de litología variada o combinaciones de ellas. Incluso pueden tratarse de sedimentos de lechos de lagos o mares. En cada caso, se selecciona el conjunto más adecuado de herramientas y tecnología para garantizar una recuperación efectiva y precisa de la muestra. (*Baker Hughes INTEQ*, 1999).

2.2-Función del testigo corona.

El propósito del testigo corona es facilitar evaluaciones y análisis con el fin de obtener acceso a la información del yacimiento que no se puede recopilar de otra manera. Entre los datos que pueden ser recopilados se incluyen aspectos como el tipo de litología, ambientes deposicionales, mineralogía, edad de formación, secuencia geológica, análisis de fracturas, diagnósticos, geoquímica, paleomagnetismo, fluorescencia, acidificación del pozo, diseños de tratamientos de fracturas, permeabilidad horizontal y vertical, potencial de daño a la formación, distribución del tamaño de grano, saturación y distribución de petróleo residual, distribución de porosidad, tipos y distribución de arcillas, distribución de permeabilidad, relación entre permeabilidad y porosidad, distribución de la unidad de flujo hidráulico, heterogeneidades de la formación, contacto entre hidrocarburo y agua, saturación y distribución de fluidos de yacimientos, información para calibrar registros de fondo de pozo, densidad de granos,

velocidad acústica, propiedades eléctricas, respuestas de rayos gamma, análisis de núcleos especiales, mojabilidad, permeabilidad relativa, presión capilar, compresibilidad del volumen de poros, compatibilidad entre la roca y el fluido, producción primaria, secundaria, y terciaria, propiedades de la roca, fuerza compresiva, módulo de Young, coeficiente de Poisson, dureza, entre otros. (*Baker Hughes INTEQ*, 1999).

La evaluación y análisis del testigo desempeña un papel esencial al proporcionar una gama diversa de datos cruciales que agrega valor a cualquier proyecto de exploración o desarrollo de hidrocarburos.

Por lo tanto, la extracción y el análisis de los testigos son esenciales para las fases de exploración, desarrollo y producción de la industria del petróleo y el gas. Esta información brinda a los ingenieros y geólogos datos para mejorar la comprensión del yacimiento y la predicción de su desempeño. Si se almacenan adecuadamente, las muestras de núcleo pueden ayudar en el desarrollo del yacimiento muchos años después de perforado el pozo.

2.3-Métodos.

La extracción de núcleos puede llevarse a cabo utilizando varios métodos y una diversidad de herramientas. En el contexto de los campos petroleros, la extracción de núcleos generalmente suele realizarse mediante dos métodos. Una extracción de la pared lateral y otra, extracción del pozo completo.

La obtención de núcleos de la pared lateral implica la recuperación de muestras cilíndricas en forma de tapón, generalmente de 1" de diámetro, que se recuperan directamente de las paredes del pozo mediante técnicas de percusión o extracción de testigos rotatorias. Este proceso se lleva a cabo en las primeras pulgadas de la pared del pozo en regiones que generalmente están invadidas por filtrados de fluidos de perforación. Las muestras resultantes no están preservadas y con frecuencia se dañan por el procedimiento de recuperación, por lo tanto, tienen un uso de alcance limitado desde el punto de vista analítico. Se hace mención a este método, pero no se desarrollará ni profundizará en su aplicación en este trabajo. (*Baker Hughes INTEQ*, 1999).

La extracción de núcleos de pozo completo se lleva a cabo recuperando un testigo corona, que puede tener diversos diámetros, en el interior de un cilindro metálico, también llamado "barril" en la jerga petrolera. Este proceso es aplicable en pozos verticales, desviados u horizontales. Según el sistema de extracción empleado, el núcleo se puede recuperar en estado

conservado o no conservado y se puede utilizar para una amplia gama de aplicaciones analíticas. (Baker Hughes INTEQ, 1999).

2.4-Sistemas de extracción de testigos coronas.

Los sistemas que componen la perforación rotatoria convencional (Anexo I) son los utilizados en la extracción de testigos coronas para los sistemas *Convencional*, *Hydrolift* y *Wireline Coring*, ya sea con o sin orientador. Para el último de los sistemas mencionados se utiliza adicionalmente la unidad de *Wireline* (Anexo II).

El diseño estándar de la sarta de perforación para realizar coroneo en los sistemas mencionados, es utilizar la misma columna de perforación con el mismo BHA (Anexo I) hasta el inicio de la profundidad de interés, luego se coloca en reemplazo del trépano el BHA de *Coring*. (Baker Hughes INTEQ, 1999, “*Coring Handbook*”, *Technical Publications Group*, Houston, TX.).

La selección del sistema va a depender principalmente del grado de consolidación de la roca, determinada la selección por dos factores principales, la ROP y el análisis del *Cutting*, por ende, el diseño del BHA de *Coring* va a ser diferente según el sistema a seleccionar.

La ROP es un indicador de la velocidad a la que se perfora la formación, si es alta y el *Cutting* obtenido es arena o carbonatos estamos frente a una formación no consolidada, por lo tanto, se opta por utilizar el sistema *Hydrolift* de lo contrario se decide usar el sistema *Convencional*.

El porcentaje de extracción de testigos exitoso y una reducción de los tiempos de operaciones se pueden optimizar eligiendo el sistema de extracción correcto para cada caso.

2.4.1-Sistema *Convencional* e *Hydrolift* (cierre total)

El sistema *Convencional* permite la obtención de testigos corona con diámetros de 2 5/8” y 4” en pozos verticales, direccionales u horizontales. Estos testigos pueden tener longitudes que varían entre 9 y 27 metros. Este método es altamente recomendado cuando se trata de formaciones geológicas consolidadas. Es versátil y se aplica tanto en formaciones fácilmente perforables como en formaciones extremadamente duras, seleccionando la corona apropiada para cada tipo de formación.

En este proceso, se requiere la realización de maniobras de *trip-in* y *trip-out* para cada caso. Este sistema puede tener un orientador o no, va a depender del análisis del testigo, es

decir, si dentro del área de análisis de la zona de interés donde se va a extraer el testigo corona es el primer pozo que se realizará para la extracción, y se desconoce cómo están los estratos, se utiliza el BHA de *Coring* convencional más un orientador, de lo contrario se utiliza solamente BHA convencional. (Baker Hughes INTEQ, 1999, “*Coring Handbook*”, Technical Publications Group, Houston, TX.).

Un servicio con orientador de corona incluido nos permite obtener un registro de la orientación original del núcleo o testigo en relación con la formación. La información que brinda, está relacionada con la dirección de las fracturas, buzamiento (*dip angle*) de la formación, anisotropía de la formación, orientación de esfuerzos y dirección de máxima permeabilidad.

El sistema *Hydrolift* de cierre total (FCS), es utilizado en aquellos casos en que se deban recuperar formaciones friables o muy poco consolidadas en pozos verticales, direccionales u horizontales. A diferencia del Sistema Convencional, que retiene el testigo gracias a un sistema de cuñas, el Sistema *Hydrolift* permite la entrada del testigo al tubo contenedor sin restricciones que puedan dañar el testigo y realiza el cierre total del diámetro del tubo interior impidiendo que la muestra se pierda por el FCS y también posee un sistema de cuñas para poder retener el testigo en caso de que la muestra sea consolidada.

2.4.1.1-Componentes que conforman el BHA de *Coring* para el Sistema Convencional.

El conjunto del BHA de *Coring* que se aprecia en la figura 1, se encuentra dividido en tres sectores definidos por:

- **Sección o cabeza superior (*Top Head*):** Esta sección que se puede apreciar en la Figura 2, comprende la unión de seguridad y el conjunto giratorio (*Swivel*).
- **Sección media:** Esta parte intermedia del conjunto que se puede apreciar en la Figura 6, va a depender de si es un modelo 250 P o un modelo TSS. El primero está conformado por el tubo externo y el tubo que contiene el testigo corona. El segundo modelo está compuesto por el tubo externo, un tubo interno (comprendido entre el externo y el que contiene la muestra) y el tubo que contiene el testigo corona.
- **Sección inferior:** Esta sección que se puede apreciar en la Figura 16, tiene presente un zapato inferior que es el que contiene el *Core Catcher Convencional*. Por último, en el extremo final de esta sección se encuentra la corona.

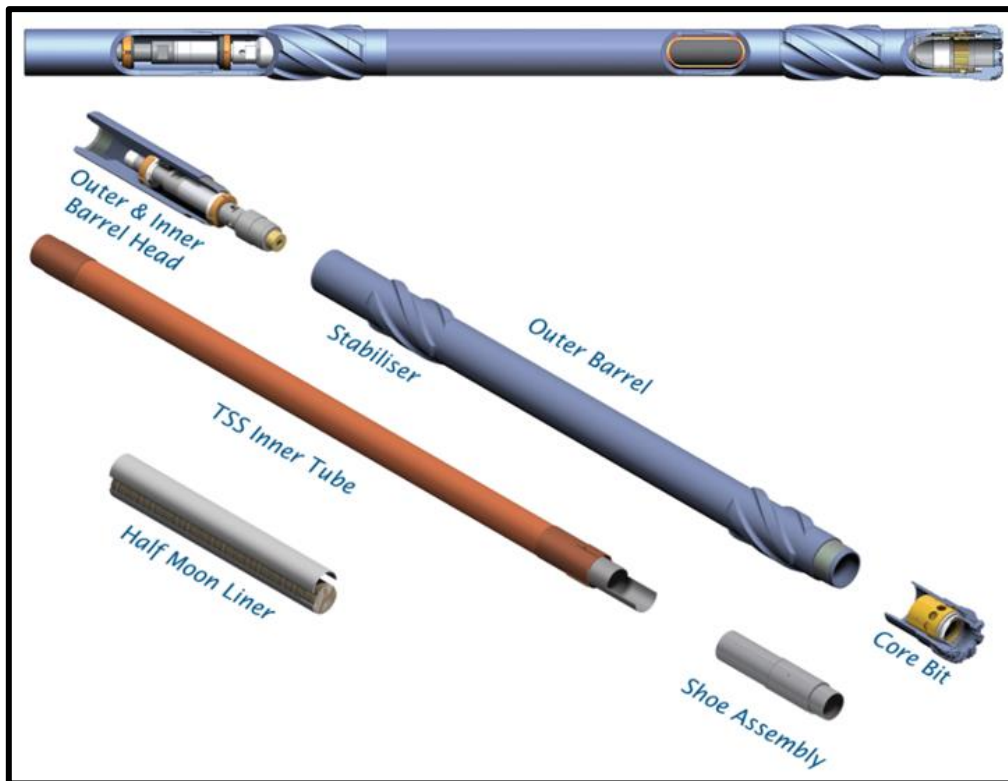


Figura 1. BHA de Coring estándar para el Sistema Convencional modelo TSS. Fuente: *Manual de CorPro.*

Cada uno de estos sectores cumple un papel específico en el sistema de extracción de testigos, asegurando un funcionamiento fluido y eficiente del proceso y garantizando la integridad de las muestras de roca recuperadas.

Este sistema utiliza una esfera de acero lisa que puede tener diferentes tamaños en función del orificio que tenga el conjunto giratorio. El tamaño estándar es de 1". Su función consiste en derivar el lodo que se dirige por el interior del tubo (encargado de contener el testigo corona) para que circule solamente entre el tubo externo y el tubo que contiene la muestra. Esto se logra en el momento que se desea realizar el coroneo, dejando caer la esfera desde superficie por el interior de toda la sarta de perforación hasta que calza en el orificio que tiene el conjunto giratorio y este se encarga de desviar el lodo. La finalidad de esto es lograr que a medida que va ingresando el testigo corona dentro del tubo no circule lodo por esta zona y no se lave e invada la muestra con lodo y así evitar una posible contaminación.

2.4.1.1.1-Sección o cabeza superior (*Tope Head*).

La función de toda esta sección (Figura 2) es asegurar la unión de todo el conjunto de BHA de *Coring* con el BHA de perforación y toda sarta de perforación por encima, asegurando la estabilidad y el correcto funcionamiento del proceso.



Figura 2. Sección o cabeza superior (*Tope Head*) del BHA de *Coring* Convencional. Fuente: Manual de *CorPro*.

2.4.1.1.1.1-Unión de seguridad externa.

La unión de seguridad que se aprecia en la figura 3, sirve en caso de que haya un atascamiento no deseado del BHA de *Coring*. En caso de no poder liberar se activa la unión de seguridad externa y se deja el BHA de *Coring* en pozo para una posterior pesca.

La unión de seguridad externa consta de una rosca gruesa que tiene un torque menor al nominal de las operaciones. Entonces cuando se desea activar, se gira en sentido inverso la sarta y quiebra el torque en esta conexión.



Figura 3. Unión de seguridad externa del BHA de *Coring* Convencional. Fuente: *Elaboración propia*.

2.4.1.1.1.2-Conjunto giratorio o Swivel.

El conjunto giratorio que se aprecia en la figura 4, permite que el tubo interior permanezca sin rotación, mientras que el tubo exterior y la corona estén en constante rotación. Esto se logra mediante un cabezal superior con rodamientos sellados (Figura 5). Estos cojinetes

sellados (Figura 5), permiten mantener un suministro constante de lubricante limpio, incluso en entornos adversos y hostiles en presencia de lodo de perforación.



Figura 4. *Conjunto giratorio (Swivel) del BHA de Coring Convencional.*

Fuente: *Elaboración propia.*

La presencia de dos tubos independientes entre el externo y el interno, permite que el proceso de desconexión se lleve a cabo sin transmitir el par al testigo corona, y también eliminar daños en el núcleo por rotación. Esta independencia entre el tubo externo y el interno también nos brinda una reducción de la fuerza motriz friccional transmitida por el cilindro exterior al tubo interior, y permite tener una eficiencia de rodamientos mayor, independiente de la calidad o tipo de lodo, con una correcta distribución y combinación de las cargas combinadas radial y axial teniendo menor desgastes de cojinetes.

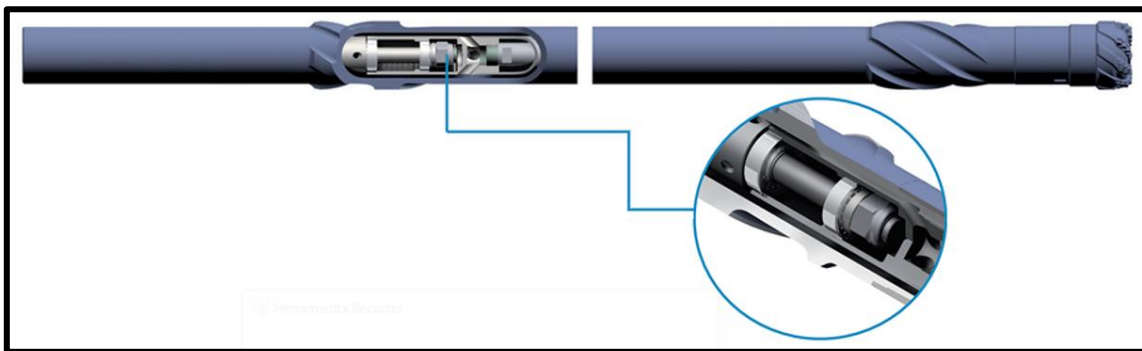


Figura 5. *Rodamientos del conjunto giratorio (Swivel) en el BHA de Coring Convencional. Fuente:*

Manual CorPro.

2.4.1.1.2-Sección media.

La función de esta sección (Figura 6), es proporcionar el soporte estructural necesario y permitir el ingreso suave del testigo corona en su interior de la forma más preservada posible. Esta sección va a depender del tipo de modelo. El modelo 250 P consta de dos tuberías la externa (Figura 7), y la que contiene el testigo corona (Figura 10). El modelo TSS cuenta con

tres tuberías que son la externa (Figura 7), la interna (Figura 9) y la que contiene el testigo corona (Figura 10).



Figura 6. Partes de la sección media del modelo TSS del BHA de Coring Convencional. Fuente: Manual CorPro.

2.4.1.1.2.1-Tubo externo.

Conocido también como tubo sacatestigo (Figura 7), tiene la función de transmitir el torque y el peso desde la columna de perforación a la corona sin pérdidas por pandeo.

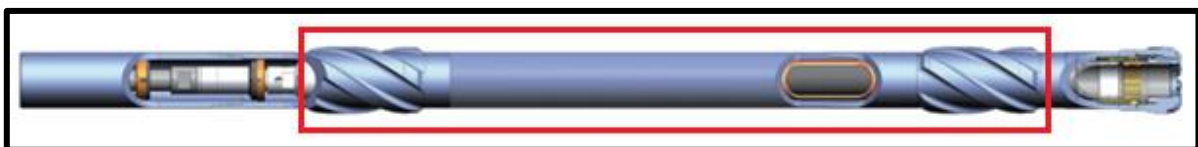


Figura 7. Tubo externo de la sección media del modelo TSS y del 250 P del BHA de Coring. Fuente: Manual CorPro.

Tiene la opción de colocar prolongaciones, con la característica de que la prolongación tiene incluido un estabilizador como se aprecia en la figura 8.



Figura 8. Prolongación del tubo externo del BHA de Coring Convencional. Fuente: Elaboración propia.

2.4.1.1.2.2-Tubo interno.

El tubo interno que se puede apreciar en la figura 9, es de acero roscado, su función es contener el tubo donde se aloja el testigo y es el cilindro que se encuentra estático. Se ubica dentro entre el tubo externo y el tubo que se encarga de contener el testigo corona.



Figura 9. *Tubo interno (Inner Tube) del modelo TSS del BHA de Coring Convencional. Fuente: Manual CorPro.*

2.4.1.1.2.3-Tubo que aloja el testigo.

Esta estructura tiene la función de contener y proteger la muestra de roca, asegurando que no entre en contacto con el lodo de perforación. Además, su diseño contribuye a facilitar la entrada del testigo de manera eficiente gracias a la reducción de la fricción.

Esta tubería puede ser de varios materiales como aluminio, fibra de vidrio, media luna (*Half Moon*) y con un tratado especial en la superficie llamada *On Ice* (Sobre hielo), cada uno con características específicas como se puede ver en la tabla 1.

Tabla 1. *Ángulos y coeficientes de fricción de las distintas tuberías que contienen el testigo corona. Fuente: Manual CRASA.*

Tubo interno de alojamiento	Aluminio	Fibra de vidrio	On Ice
Angulo	27,2 °	26,3 °	15,7 °
Coefficiente de fricción	0,51	0,49	0,19

Cada material ofrece una relación distinta entre la integridad estructural del testigo, eliminar los problemas de expansión térmica, los coeficientes de fricción y el costo. Su elección va a depender del tipo de formación, ángulo del pozo y fricción buscada y va a ser crucial para un resultado exitoso.

2.4.1.1.2.3.1-Tubo de aluminio.

Proporciona un amplio beneficio en cuanto a lo económico ofreciendo un coeficiente de fricción bajo, en comparación con el acero, mientras mantiene la integridad para evitar daños estructurales. Se puede cortar en seco con el uso de cuchillas especiales para evitar la contaminación innecesaria del testigo. El tubo de aluminio se puede apreciar en la figura 10.

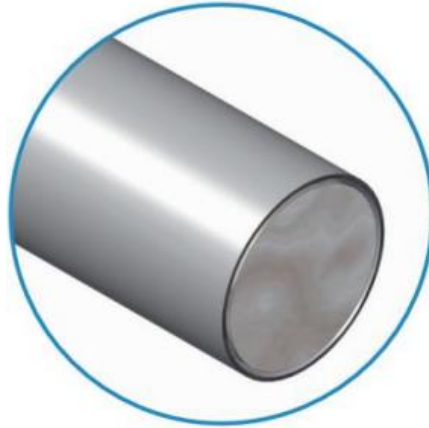


Figura 10. *Tubo que contiene el testigo corona de aluminio.*

2.4.1.1.2.3.2-Tubo de fibra de vidrio.

Fabricado con vidrios fibrosos impregnados con resina epoxi y enrollados helicoidalmente, bajo tensión, en un mandril pulido. Este proporciona una pared interna pulida con un bajo coeficiente de fricción que permite una transferencia suave del testigo al interior del tubo reduciendo el atasco. La limitación que tiene es en cuanto a su integridad estructural al adquirir el testigo, tampoco se puede utilizar por encima de 180 °C y no se puede utilizar en todos los fluidos de perforación. Existe un peligro para la seguridad en el sentido de que la fibra de vidrio y la resina pueden ser tóxicas al cortar el núcleo en la superficie y requieren cuidados especiales y equipos de protección personal específica. El tubo de fibra de vidrio se puede ver en la figura 11.



Figura 11. *Tubo que contiene el testigo corona de fibra de vidrio.*

2.4.1.1.2.3.3-Tubo *Half Moon*.

El tubo está dividido en dos partes, como se puede apreciar en la figura 12. Proporciona un medio seguro, eficiente y no dañino para visualizar el testigo en el sitio de perforación, permitiendo tomar decisiones en tiempo real con respecto a las operaciones posteriores asociadas con la extracción de testigos coronas, la perforación, la preservación del testigo y el análisis futuro. Decisiones concluyentes sobre si el yacimiento está fracturado y podría reducir el número de corridas de extracción de muestras, alteraciones en corridas subsiguientes en términos de selección de coronas, longitudes de cilindros y parámetros operativos para optimizar el proceso y brindar información en términos de corte del núcleo para su conservación y transporte, no realizando un corte en una sección crítica del testigo, como puede ser una zona fracturada o en una zona de interés para su estudio. Además, se agilizan los servicios de procesamiento de superficie, como taponamiento y encerado.

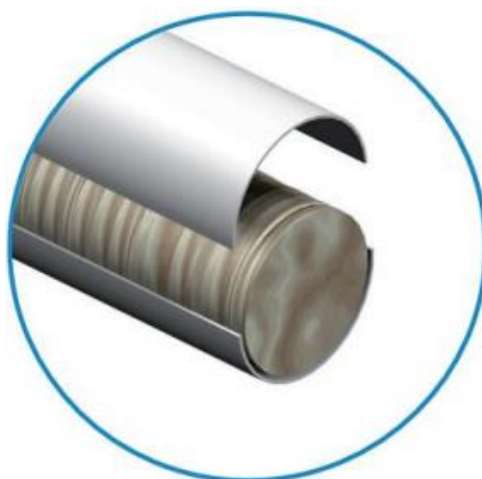


Figura 12. *Tubo Half Moon que contiene el testigo corona, de aluminio.*

En ausencia de los revestimientos *Half Moon*, los únicos medios para ver el núcleo incluyen deslizar manualmente el núcleo fuera del tubo interno o cortar la longitud del tubo interno con una sierra longitudinal siendo estas técnicas destructivas y exponen el núcleo a daños. Se puede apreciar una comparación de lo mencionado anteriormente en la figura 13 y figura 14, donde se manipula un testigo que no teniendo el tubo *Half Moon* y otro donde si lo tiene y se puede ver una mayor preservación de la muestra.



Figura 13. Zona de fractura - intacta dentro de Half Moon. Fuente: Brindadas por CRASA.



Figura 14. Zona de fractura – perturbada después de la manipulación. Fuente: Brindadas por CRASA.

2.4.1.1.2.3.4-Tubo *On Ice*.

Es un recubrimiento especial que se basa en cámaras de aire que reduce las fuerzas de fricción entre el tubo interior y el tubo que aloja el testigo. Reduce los problemas de atasco que ocurren cuando la resistencia a la compresión del testigo corona es menor que el peso combinado del testigo y las fuerzas de fricción que actúan hacia abajo cuando ingresa al tubo interior. Sucede, principalmente en formaciones no consolidadas, formaciones fracturadas y en áreas de arcilla expansivas. El tubo *On Ice* se puede apreciar en la figura 15.

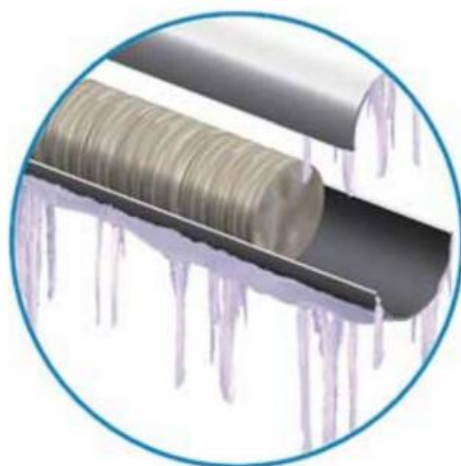


Figura 15. Tubo *On Ice* que contiene el testigo corona.

2.4.1.1.3-Sección inferior.

Esta sección como se aprecia en la figura 16, es crucial para penetrar la formación de interés de manera precisa y eficiente. Además, esta sección está diseñada para realizar la tarea de recolectar y capturar la muestra de roca en el proceso de extracción.



Figura 16. Sección inferior del BHA de Coring. Fuente: Manual CorPro.

2.4.1.1.3.1-Conjunto de zapato interior.

Conocido también como *Shoe Assembly* (Figura 17), su función es centralizar y estabilizar el tubo interno para reducir posibles acuñamientos, daños al testigo y la eventual fricción entre el tubo externo e interno.

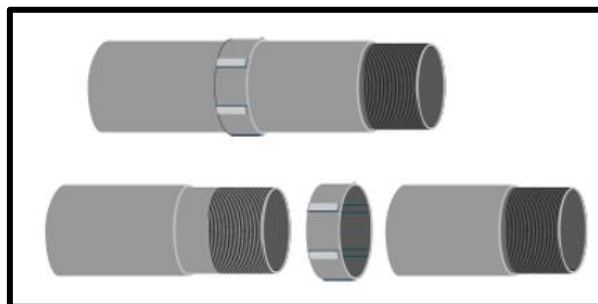


Figura 17. Zapato interno (*Shoe Assembly*) del BHA de Coring. Fuente: Manual CRASA.

2.4.1.1.3.2-Core Catcher Convencional.

El *Core Catcher* Convencional es una cuña, con dientes de tungsteno como se puede apreciar en la figura 18. Recolecta la muestra manteniéndola dentro del tubo interior tanto en los cortes como en el *trip-out*. También llamado “colector primavera”, maximiza el área de contacto con el testigo, en la mayoría de los casos no deja marcas en el testigo, puede ser utilizado con todo tipo de formación y está disponible para testigos de 2 5/8” y 4”.



Figura 18. *Core Catcher*
Convencional o colector primavera.
Fuente: *Brindada por CRASA.*

En la figura 19, se puede ver la cuña (Figura 18) insertado dentro de una de las partes del zapato interno que se puede ver en la figura 17.

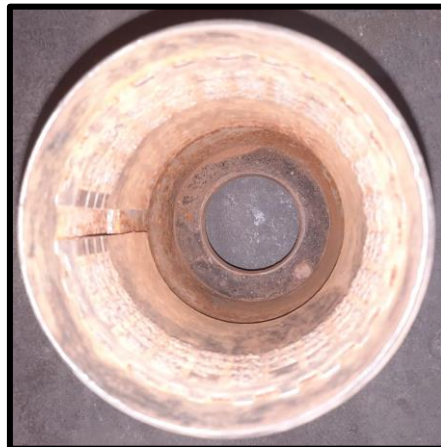


Figura 19. *Core Catcher*
Convencional. **Fuente:** *Elaboración propia.*

2.4.1.1.4-Dimensiones.

Las dimensiones estándar para el diseño del BHA de *Coring* al programar una operación de extracción de testigo pueden variar según las especificaciones y los requerimientos del proyecto en particular. En la tabla 2, se proporciona algunas dimensiones estándares típicas que podrían considerarse.

Tabla 2. Dimensiones estándares más utilizadas del BHA de Coring Convencional. Fuente: Manual CRASA.

Dimensiones estándar más utilizados del BHA de Coring Convencional	
Opción 1	
ID Pozo	7 7/8" - 8 1/2" - 8 3/4"
OD/ID Broca (Coring bit)	7 7/8" - 8 15/32" - 8 1/2" / 3 1/2" - 4"
OD Testigo o núcleo (Core)	3 1/2" o 4"
OD Tubo externo (Outer Tube/Barrel)	6 3/4"
OAL	12 metros
Coring Bit TFA	1 pulg ² - 2 pulg ²
Opción 2	
ID Pozo	6" - 6 1/8"
OD/ID Broca (Coring bit)	6" o 6 1/8" - 5 31/32" / 2 5/8"
OD Testigo o núcleo (Core)	2 5/8"
OD Tubo externo (Outer Tube/Barrel)	4 3/4"
OAL	12 metros
Coring Bit TFA	1 pulg ² - 2 pulg ²

2.4.1.2-Componentes que conforman el BHA de Coring para el Sistema Hydrolift.

Ambos sistemas, Convencional e *Hydrolift*, utilizan el mismo BHA de *Coring* con la diferencia de que para el sistema *Hydrolift* en la sección superior se tiene adicionalmente un mandril hidráulico y en la sección inferior un *Core Catcher* con cierre total.

2.4.1.2.1-Mandril hidráulico.

Está ubicado en la sección superior del BHA de *Coring* y permite traccionar el tubo interno para activar el sistema de cierre total ubicado en el *Core Catcher*, por lo tanto, al finalizar el coroneo se procede a lanzar una esfera de acero desde superficie para que caiga por el interior del sondeo, cuando esta alcanza su asiento activa el mandril hidráulico y este tracciona el tubo interno para activar el sistema de cierre total. Se puede apreciar el mandril hidráulico en la figura 20.

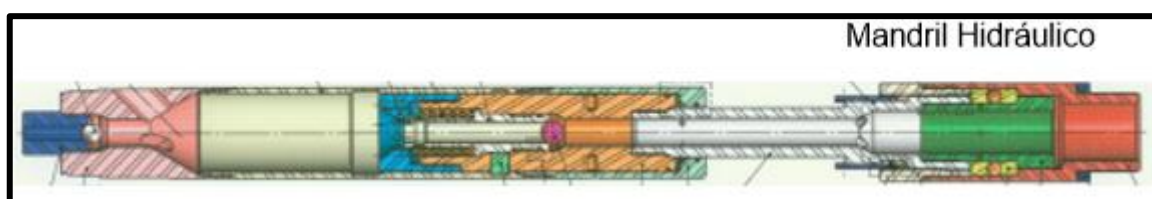


Figura 20. Mandril hidráulico del BHA de Coring para el Sistema Hydrolift. Fuente: Manual CRASA.

2.4.1.2.2-Core Catcher Hydrolift.

Está ubicado en la sección inferior del BHA de *Coring* y posee el sistema de cierre total (Figura 21), que es activado por el mandril hidráulico (Figura 20). Este cierre permite el movimiento de una camisa que descubre las dos mitades del sistema que cerrará el pasaje del tubo, las cuales se cerrarán con la ayuda de un resorte. El diseño del sistema de cierre hace que, a mayor carga sobre éste, mayor será la fuerza de cierre.

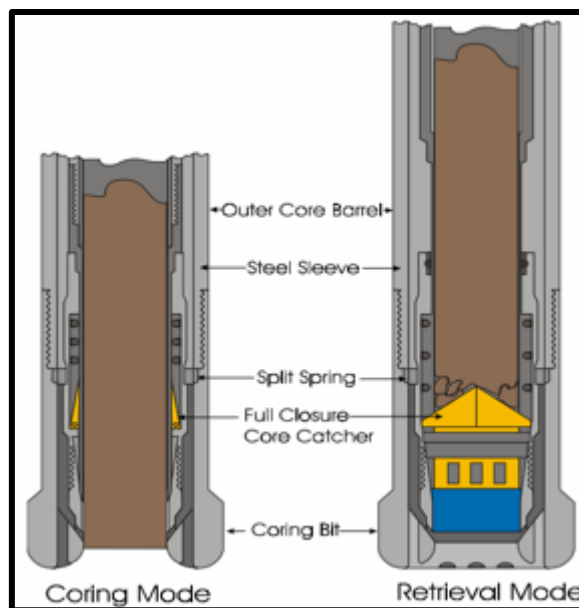


Figura 21. Cierre total del Sistema Hydrolift.

Fuente: Manual CRASA.

Para formaciones consolidadas, el equipo también dispone de un sistema de “agarre” convencional que permitirá recuperar la muestra.

Se puede realizar combinaciones entre el *Core Catcher* convencional y el *Hydrolift* como el *Zapato Orenoc* (Figura 22), que posee un colector primavera y un cierre total, para formaciones consolidadas y no consolidadas.

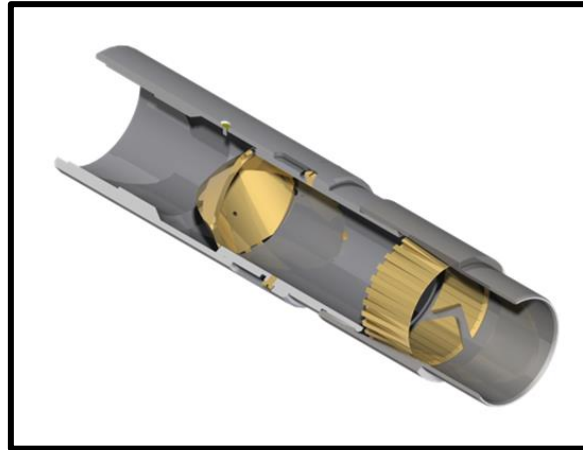


Figura 22. Zapato Orenoc con Core Catcher convencional e Hydrolift. **Fuente:** Manual CorPro.

Cuando tiene únicamente un sistema de cierre total como se aprecia en la figura 23, se lo conoce también con el nombre de “Orenoc corto”, utilizado para formaciones no consolidadas.

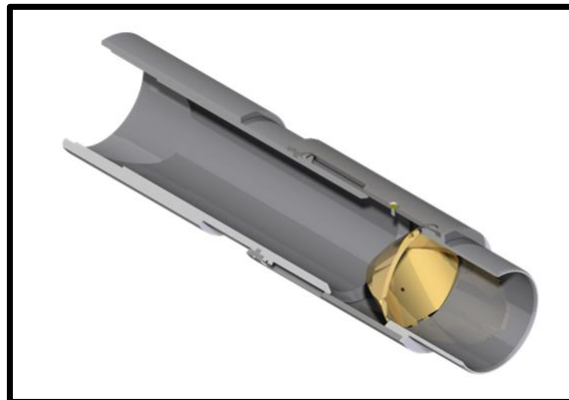


Figura 23. Zapato Orenoc Corto con Core Catcher Hydrolift. **Fuente:** Manual CorPro.

2.4.1.2.3-Dimensiones.

En la Tabla 3, pueden verse las dimensiones estándares más utilizada del BHA de *Coring Hydrolift*.

Tabla 3. Dimensión estándar más utilizadas del BHA de Coring para el Sistema Hydrolift. Fuente: Manual CRASA.

Dimensión estándar más utilizada del BHA de Coring Hydrolift	
<i>Hydrolift</i>	
ID Pozo	8 1/2" - 8 3/4"
OD/ID Broca (<i>Coring bit</i>)	7 7/8" - 8 15/32" - 8 1/2" / 3 1/2" - 4"
OD Testigo o núcleo (<i>Core</i>)	3 1/2" - 4"
OD Tubo externo (<i>Outer Tube/Barrel</i>)	6 3/4"
OAL	12 m
<i>Coring Bit</i> TFA	1 pulg ² - 2 pulg ²

2.4.1.3-Componentes que conforman el BHA de Coring para un sistema con orientador.

En caso de tener que realizar un Servicio de *Coring* con orientación, el BHA de *Coring* se debe modificar colocando en la parte superior del conjunto giratorio (Figura 4) ubicado en la sección superior (Figura 2), un *Mule Shoe* (Figura 24), donde va a encastrar la jabalina (Figura 25). Adicionalmente se debe utilizar en la sección inferior un *Core Catcher* con orientador (Figura 26).

2.4.1.3.1-Mule Shoe.

También se lo conoce como cabezal orientador (Figura 24), y se utiliza cuando se diseña el BHA de *Coring* con corona orientada. Se reemplaza el asiento de la esfera de acero convencional que está en la parte superior del conjunto giratorio (Figura 4), por el cabezal orientador o *Mule Shoe* (Figura 24). En el *Mule Shoe* es donde va a ir insertada la jabalina (Figura 25).

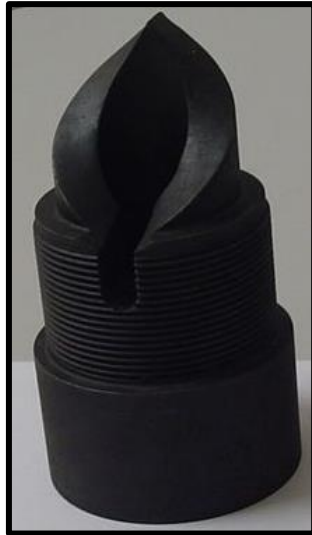


Figura 24. *Mule Shoe o
Cabezal orientador para el
BHA de Coring con orientador.*
Fuente: *Brindada por CRASA.*

La jabalina (Figura 25) va a tener el conjunto de medición, por lo tanto, tiene la función de ser el nexo entre el *Mule Shoe* que toma la dirección del conjunto de *Coring* y la herramienta de registro direccional MWD.



Figura 25. *Jabalina para el
BHA de Coring con orientador.*
Fuente: *Brindada por CRASA.*

2.4.1.3.2-Core Catcher Orientador.

Es un receptor de testigos con un mecanismo que permite realizar tres marcas lineales asimétricas a lo largo y sobre el testigo (Una de estas marcas se puede apreciar en la figura 67), de modo que una de ellas sea la referencia respecto del norte geográfico. Gracias a esto, y a un sistema MWD (Anexo I) se podrá conocer exactamente cuál era la posición del testigo en el fondo del pozo. Estas tres líneas realizadas por cuchillas de carburo de tungsteno sintetizado, permiten ensamblar el testigo en el laboratorio.

Tabla 4. Tamaño de cuchillas para el Core Catcher Orientador. Fuente: Manual CRASA.

Tipo de cuchillas	Formación	Tamaño de cuchillas
Cuchillas grandes	Formaciones blandas.	5 mm
Cuchillas medias/estándar	Formaciones medias.	3 mm
Cuchillas chicas	Formaciones duras.	1 mm

Este componente está disponible tanto para testigos de 2 5/8” como para testigos de 4”. No es recomendado para formaciones arcillosas por la alta probabilidad de que se pierda estas tres marcas en el proceso de operación.

En la figura 26 se puede apreciar el *Core Catcher* orientador con sus cuchillas y lengüetas.



Figura 26. Core Catcher Orientador con vista de sus cuchillas y lengüetas. Fuente: Elaboración propia.

Cuando ingresa el testigo la lengüeta sube quedando en la posición superior viendo el *Core Catcher* orientador desde la parte inferior como se puede apreciar en la figura 27. En esta posición el diámetro interno no está reducido por las lengüetas permitiendo el ingreso sin impedimentos del testigo corona.



Figura 27. *Core Catcher Orientador con posición de las lengüetas para el ingreso del testigo corona. Fuente: Elaboración propia.*

Cuando se procede a retirar la herramienta con la muestra, la lengüeta baja por ayuda de la fricción con el testigo corona, como se puede apreciar en la figura 28, debido al asentamiento del testigo sobre ésta, reduciendo el diámetro interno por la lengüeta y permitiendo su agarre.



Figura 28. *Core Catcher Orientador con posición de las lengüetas para la extracción.*

Fuente: *Elaboración propia.*

2.4.2-Sistema Wireline Coring.

Tiene la capacidad de obtener muestras continuas de núcleos durante todo el proceso de extracción, sin tener que hacer viajes con la tubería para recuperar el cilindro interno. Presenta la oportunidad de alternar la extracción de testigos coronas y la perforación según el programa de extracción y recuperar la muestra con el cable a través de toda la sarta de perforación y conjunto de fondo de pozo.

Se recomienda en todos aquellos casos en los que sea necesario recuperar una gran cantidad de metros de muestra de un mismo pozo vertical. Puede ser aplicado tanto en formaciones fácilmente perforables, como en formaciones extremadamente duras seleccionando la corona adecuada para cada formación.

2.4.2.1-Componentes que conforman el BHA de Wireline Coring.

El conjunto se encuentra definido por:

1- **Conjunto del tubo exterior:** Esta es la parte externa del BHA de *Wireline Coring* unida a la sarta de perforación (Figura 29).

2- **Conjunto del tapón de perforación:**

Realiza un papel crucial en las operaciones de perforación y extracción de testigos coronas en pozos. Su función principal es facilitar la perforación selectiva de una zona específica en el pozo y la posterior extracción de un tramo de testigo corona sin tener que retirar toda la sarta de perforación.

Cuando se requiere perforar una zona del pozo para obtener un tramo de testigo corona, se utiliza este conjunto del tapón de perforación (Figura 31). El conjunto del tapón de perforación cuenta con un punto libre en el cual se puede conectar una herramienta de pesca (*Overshot*). Esta herramienta de pesca (Figura 34), permite extraer el conjunto del tapón de perforación a través del interior de toda la columna de perforación mediante el uso de la unidad de *Wireline*, hasta llegar a superficie. Este proceso evita la necesidad de retirar toda la sarta de perforación, lo que agiliza las operaciones y ahorra tiempo.

Una vez que el conjunto del tapón de perforación ha sido retirado, el orificio de ingreso de la muestra de roca en la corona queda libre y accesible. Esto permite realizar la operación de perforación selectiva en la zona de interés para luego obtener el testigo corona correspondiente.

Por otro lado, cuando se necesita volver a colocar el conjunto del tapón de perforación en el BHA de *Coring* para continuar con la perforación en una zona que no es de interés, el conjunto se dejar caer desde la superficie a través del interior de la columna de perforación. De esta manera, el conjunto del tapón de perforación se encastra en el orificio de la corona en el BHA de *Coring*.

En resumen, el conjunto del tapón de perforación permite realizar operaciones de perforación y extracción de muestras de roca de manera selectiva y eficiente, omitiendo la necesidad de retirar toda la sarta de perforación y agilizando el proceso en el pozo.

3- Ensamble del tubo interno o ITA (*Inner Tube Assembly*):

Se emplea específicamente durante la perforación con el propósito de obtener muestra de roca, es decir, en el momento de perforar para obtener el testigo corona, se encuentra ensamblado el ITA (Figura 32) en el BHA de *Coring* en lugar del conjunto de tapón de perforación mencionado anteriormente.

Posee un punto libre, en el cual se puede conectar una herramienta de pesca (*Overshot*). Esta herramienta de pesca (Figura 34) permite extraer el ITA con la muestra de roca a través del interior de toda la columna de perforación hasta superficie mediante el uso de la unidad de *Wireline*, sin la necesidad de retirar toda la sarta de perforación.

Una vez en la superficie, se tiene la posibilidad de volver a colocar el ITA en el pozo. Esto se logra dejando caer el conjunto de tubo interno desde la superficie a través del interior de la columna de perforación, encastrando nuevamente en su lugar, listo para ser utilizado en la siguiente fase de la operación de extracción.

En resumen, el ITA permite una operación más eficiente al permitir la extracción y reinstalación del conjunto sin retirar toda la sarta de perforación, lo que agiliza y facilita las operaciones de perforación y recolección de testigos corona.

2.4.2.1.1-Conjunto del tubo exterior

Compuesto por la unión de seguridad, estabilizadores, tubo exterior y centralizadores para el tubo interior y para la corona (Figura 29).



Figura 29. *Conjunto exterior del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.*

Su configuración estándar es de una longitud de 20 pies, siendo óptima, y asegura una operación suave y rápida. Es posible una longitud mayor pero el manejo es más difícil y lento.

2.4.2.1.2-Conjunto del tapón de perforación.

Se traba dentro del estabilizador de la corona para luego en conjunto con la corona tomar la carga y el par reactivo para la perforación como se puede apreciar en la figura 30. Permite de forma eficaz alternar la extracción de testigos coronas y la perforación porque no requiere un viaje completo. Se utilizará siempre que haya necesidad de perforar por tramos o reducir tiempos de operación.

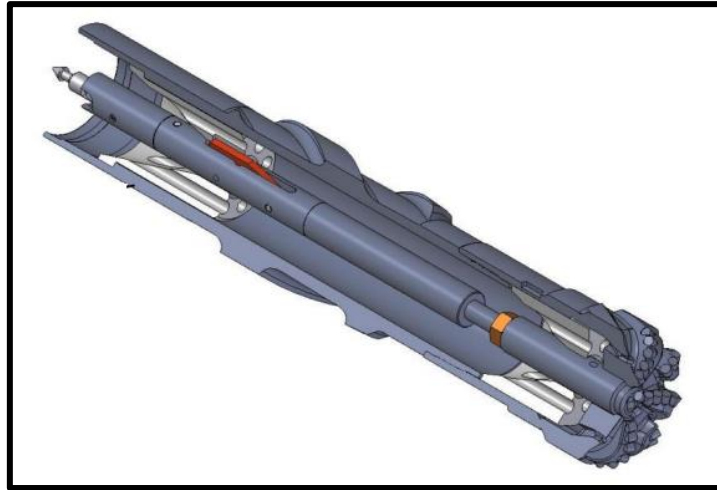


Figura 30. *Conjunto del tapón de perforación del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.*

Los elementos del conjunto del tapón de perforación que se muestra en la figura 31, está compuesto por:

- 1- Pestillo de cabeza de tapón de perforación con punto libre.
- 2- Eje de extensión para tapón de perforación.
- 3- Tuerca.
- 4- Tapón de perforación.



Figura 31. Elementos del conjunto del tapón de perforación del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.

2.4.2.1.3-Ensamble del tubo interno o ITA (*Inner Tube Assembly*).

Su función es alojar el testigo corona dentro del tubo *Half Moon* que a su vez está alojada dentro del tubo interno. Los componentes del ensamble del tubo interno que se muestra en la figura 32, está compuesto por:

- 1- Cabezal del tubo interno (Figura 33) desarrollado en Capítulo 2.4.2.1.3.1.
- 2- Extensión del Tubo interno *X-Over*.
- 3- Extensión de media luna.
- 4- Tubo media luna.
- 5- Tubo interno.
- 6- Extensión del tubo interno.
- 7- Anillo de seguridad del *Core Catcher*.
- 8- Zapato bajo.
- 9- *Core Catcher*.

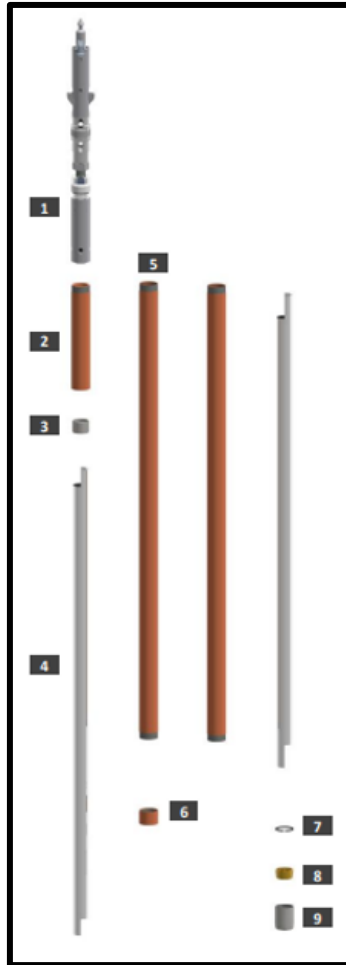


Figura 32. Componentes del ensamble del tubo interno del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.

2.4.2.1.3.1-Cabezal del tubo interno con punta de lanza [1].

Posee una punta de lanza en la parte superior la cual es la encargada de que se enganche el *Overshot* (Figura 34), y en la parte inferior va unido a la tubería interna, la cual contiene la tubería *Half Moon*.

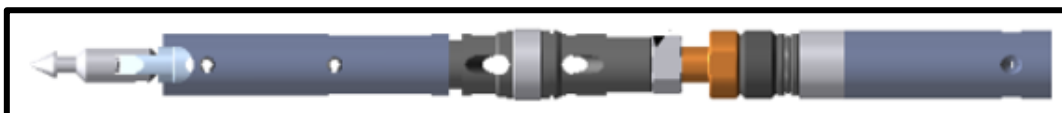


Figura 33. Cabezal del tubo interno del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.

2.4.2.2-Overshot.

Herramienta de pesca (Figura 34), encargada de recuperar el ensamblaje interno para retirar el tapón de perforación y/o el conjunto de tubo interno mediante el cable del equipo de Wireline. Permite reducir los costos operativos debido a la reducción de los tiempos de *trip-in* y *trip-out*.



Figura 34. Overshot del cabezal del tubo interno y del conjunto del tapón de perforación del BHA de Wireline Coring. Fuente: Manual CRASA.

La herramienta de pesca está compuesta por:

- Energizador: Permite transmitir energía al conjunto de pesca a los fines de liberarlo de un posible atascamiento.
- Barras de peso: Aumenta la energía de impacto en caso de ser necesario.
- Cabeza de pesca: Permite acoplarse al punto de pesca del ITA o al conjunto del tapón de perforación. Posee dos sistemas de seguridad redundantes que evitan que el ITA pueda soltarse durante la maniobra de recuperación del mismo.

2.4.2.3-Dimensiones.

Las dimensiones estándar para el diseño del BHA de *Wireline Coring* al programar una operación de extracción de testigo pueden variar según las especificaciones y los requerimientos del proyecto en particular. En la tabla 5, se proporcionan algunas dimensiones estándares típicas que podrían considerarse.

Tabla 5. Dimensión estándar más utilizado del BHA de Wireline Coring. Fuente: CRASA.

Dimensión estándar más utilizado del BHA de Wireline Coring	
Caso 1	
ID Pozo	8 ½" - 8 ¾"
OD/ID Broca (Coring bit)	8 ½" / 2"
OD Testigo o núcleo (Core)	2"
OD Tubo externo (Outer Tube/Barrel)	6 ¾"
Coring Bit TFA	1 pulg ²
Caso 2	
ID Pozo	6" - 6 1/8"
OD/ID Coring bit	6" / 1,77"
OD Core	1,77"
OD Outer Tube (Barrel)	4 ¾"
Coring Bit TFA	1 pulg ²

Según el modelo y especificaciones técnicas del equipo se tiene diferentes parámetros operativos por los cuales puede estar sometida la herramienta. Los parámetros operativos estándares son:

- WOB entre 3 y 4 toneladas.
- Caudal entre 200 y 230 gpm.
- RPM entre 100 y 110.
- ROP 10 m/hs.
- *Inner Tube Pull-Out speed*: 30 metros/minutos DC y 60 m/m DP

2.4.3-Tipo de rosca presente en el BHA de Coring.

En el contexto del trabajo, se destacan dos tipos de roscas presentes que son Acme 6fpp y NC 50, ambos son conexiones de tipo box y pin. Estas conexiones se caracterizan por ser premium y de doble hombro, lo que les permite cumplir con especificaciones tanto mecánicas como hidráulicas específicas.

2.4.4-Estabilizadores.

El BHA de Coring para los tres sistemas vistos con anterioridad, también se encuentra conformado por una determinada cantidad de estabilizadores. Debido a la flexión dentro del pozo, es necesaria la utilización de estabilizadores que mantienen la herramienta estable durante la perforación (Figura 35). El diseño de donde se ubican en el BHA de Coring y la cantidad va

a depender de la rigidez que se busca en función al tipo de pozo, de la formación y del largo del BHA de Coring.

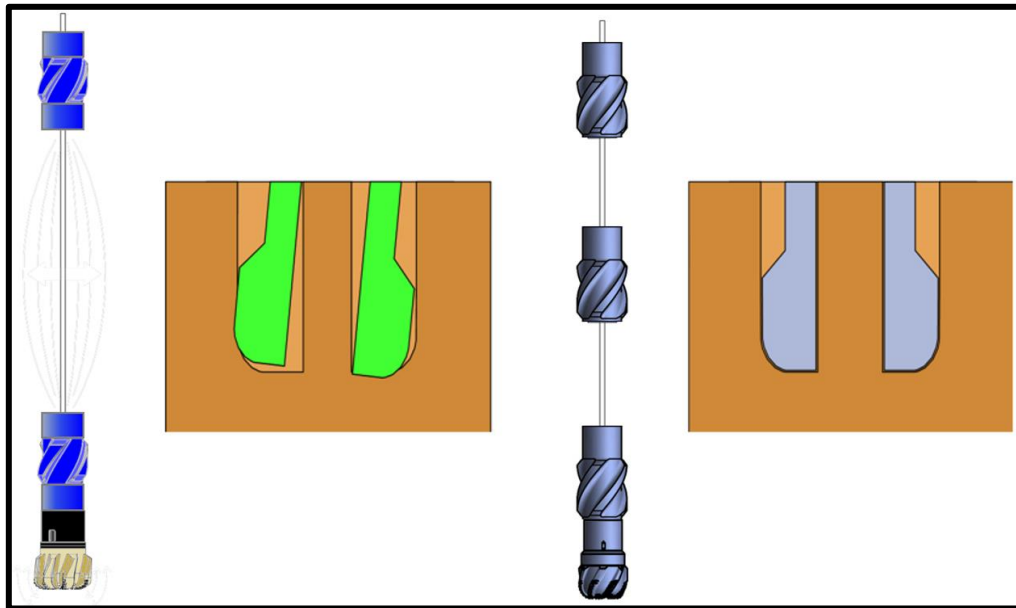


Figura 35. Estabilizadores. Fuente: CRASA.

2.4.5- Brocas o coronas (Core Bits).

Es un componente fundamental en el proceso de perforación de pozos para la extracción de testigos corona que tiene la función específica de romper, cortar y triturar las formaciones rocosas a medida que se avanza en la perforación. Este componente se sitúa en el extremo de la sarta de perforación y desencadena una serie de acciones cruciales en el proceso.

El diseño de la corona (Figura 36), se caracteriza por un orificio central que permite el ingreso de la formación rocosa que ingresa durante la perforación, lo que se conoce como “testigo corona”.

La corona tiene dos principios de funcionamiento esenciales que son fracturar la roca venciendo sus esfuerzos de corte o por compresión. (Baker Hughes INTEQ, 1999, “Coring Handbook”, Technical Publications Group, Houston, TX.)



Figura 36. Brocas de coronas o Core Bits. **Fuente:** Elaboración propia.

Hay disponibles coronas con insertos de cortes de PDC (Compacto de diamante policristalino), TSP (Policristalino térmicamente estable), Diamante impregnado y natural. El diseño del cuerpo de la corona, así como la disposición y configuración de las hileras de diamantes ofrecen una gran variedad de alternativas para perforar las diferentes clases de rocas y extraer la muestra.

Las coronas poseen distintos diseños por las cuales permiten el pasaje de fluido de perforación (lodo) para lubricar, refrigerar y expulsar la roca molida hacia la superficie como se puede apreciar en la figura 37. Una es a través del mismo orificio por el que ingresa el testigo corona con alta invasión de lodo (Figura 37a), otra es por orificios que no son regulables con una baja invasión de lodo y también la combinación de estas dos (Figura 37b).

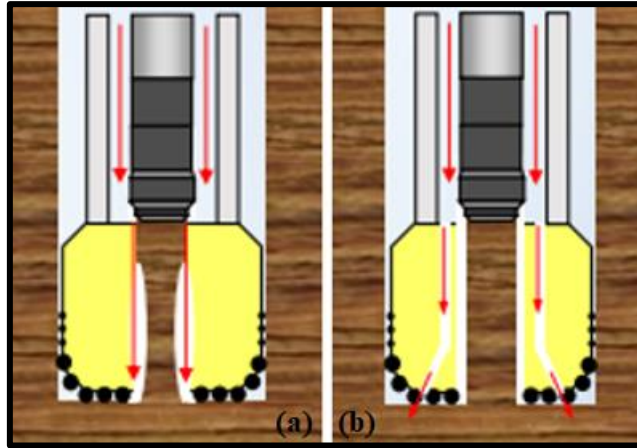


Figura 37. Corona de alta invasión (a) y baja invasión (b).

Fuente: Manual CRASA.

Disponer de una baja invasión del fluido de perforación, tanto en formaciones no consolidadas como en formaciones de gran permeabilidad, es sumamente importante porque al reducir el contacto entre el fluido de perforación y el testigo se reducen las posibilidades de pérdida de testigo por lavado o la invasión al testigo con fluidos ajenos a la formación.

Los problemas que pueden estar presentes al tener una invasión del fluido de perforación son:

- Pérdida de testigo por “lavado”: El fluido de perforación erosiona el testigo reduciendo su diámetro impidiendo que el *Core Catcher* lo contenga o incluso lavándolo por completo.
- Invasión del fluido de perforación: el contacto entre el fluido de perforación y el testigo puede incrementar la invasión de fluidos ajenos a la roca, deteriorando la calidad de los estudios realizados sobre la misma en el laboratorio, y se dice que el testigo ha sido contaminado.

En estos casos se hace imprescindible la aplicación de sistema de baja invasión que, combinando una corona y un *Core Catcher* de diseño especial, redireccionan la mayor parte del fluido a través de canales frontales.

La selección adecuada de las características de la corona es un aspecto de vital importancia debido a que mejora la calidad de la extracción del testigo corona y el rendimiento de la perforación. La elección de las características de la corona se basa en una serie de especificaciones y parámetros que deben ser consideradas detalladamente.

Diversas especificaciones influyen en la selección de las características de la corona:

1. **Diámetro del Pozo y del Testigo Corona:** El diámetro del pozo y el diámetro del testigo corona que se busca determinarán las dimensiones y el diseño de la corona.

2. **Tipo, Tamaño y Distribución de Cortadores:** La elección del tipo y tamaño de los cortadores influye en la eficacia de la acción de corte de la corona. La distribución adecuada de los cortadores en la superficie de la corona asegura una acción uniforme durante la perforación.

3. **Perfil y Cobertura de Cortadores:** El perfil de los cortadores y su cobertura en la superficie de la corona, debilita la eficiencia de corte y la penetración en diferentes tipos de formaciones rocosas.

4. **Número de Cuchillas (aletas principales y secundarias):** El número de cuchillas en la corona contribuyen al desgaste uniforme y al equilibrio de las fuerzas de corte.

5. **Tipo de descarga de lodo:** El tipo de descarga de lodo influye mucho en la operación como en los objetivos que se busca.

Además de estas especificaciones, se deben considerar los parámetros operativos recomendados para cada modelo de corona. Estos incluyen el caudal de lodo, la velocidad de rotación y WOB mínimo y máximo permitido. Estos parámetros son fundamentales para asegurar el funcionamiento óptimo y seguro de la corona en diferentes condiciones de perforación.

También se debe tener en cuenta el tipo de formación geológica y características de la roca que se va a perforar, ya que diferentes formaciones requieren enfoques específicos en términos de diseño de corona y parámetros operativos.

Como regla general, para formaciones duras y abrasivas se utilizan coronas de diamante natural y para formaciones medias y blandas se utilizan coronas de tipo PDC debido a la forma de corte que tiene cada uno.

Previo al inicio de la operación se mantiene reuniones con los geólogos a fin de determinar las características litológicas de la formación que se debe atravesar. La información de *Mud Logging* (Control Geológico) es de gran utilidad antes y durante la operación.

2.5- Core Handling.

Es todo el procesamiento que se le puede hacer al testigo corona en superficie.

2.5.1-Recuperación de cámaras internas.

Al retirar la tubería externa en el tramo donde se encuentra el testigo corona se coloca en la parte superior del tubo interno un *Lifting Sub* (Figura 38), con la función de poder aprisionar el mismo y poder enganchar mediante un cable para maniobrar el tubo.



Figura 38. *Lifting Sub* en la parte superior de la tubería.

Fuente: CRASA.

Se desenrosca el tubo interno y el cilindro que contiene el testigo en sentido antihorario y se realiza el corte (Figura 39).



Figura 39. Corte del testigo dentro de la tubería en boca de pozo.

Se coloca en la parte inferior el *Shear Boot Clamp* (Figura 40), y la primera sección de la muestra ahora está asegurada dentro del tubo interno en superficie.

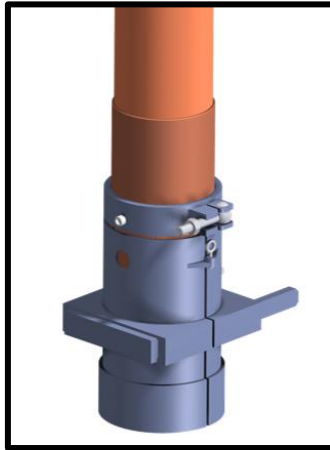


Figura 40. *Shear Boot Clamp* parte inferior de la tubería.

2.5.2-Core Cradle.

Permite acostar el tubo interno con el testigo de manera segura y eficiente desde la torre hasta el área de deposición en locación (Figura 41), reduciendo el riesgo de daño mecánico del testigo por vibraciones y flexiones que pueden alterar las propiedades en toda su longitud.



Figura 41. Core Cradle. Fuente: CRASA.

Tiene incluido rodillos que permite deslizar la tubería y un sistema de agarre para asegurar la misma (Figura 42).

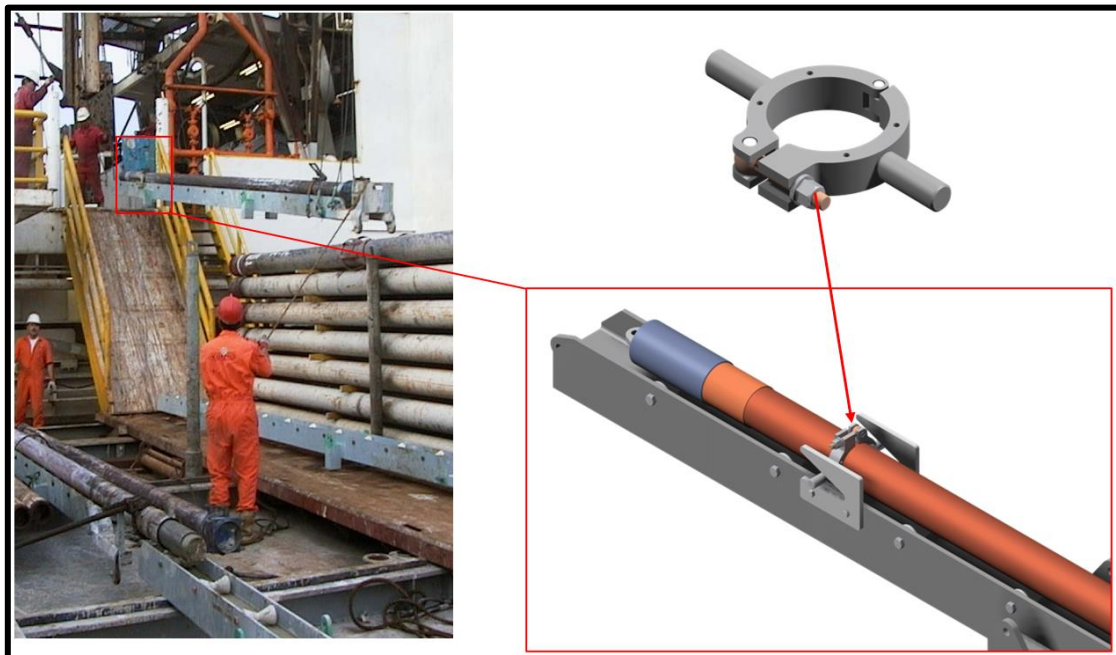


Figura 42. Core Cradle con los agarres de seguridad. Fuente: CRASA.

2.5.3-Área de procesamiento central

Según el servicio que se contrata, en la locación se pueden realizar dentro del área de procesamiento (Figura 43), los siguientes procesos:

- Corte de núcleo.
- Xtreme Uv.

- *Litho Gas.*
- *Lithotarge.*
- *Lithoseal.*
- *Gamma Ray.*

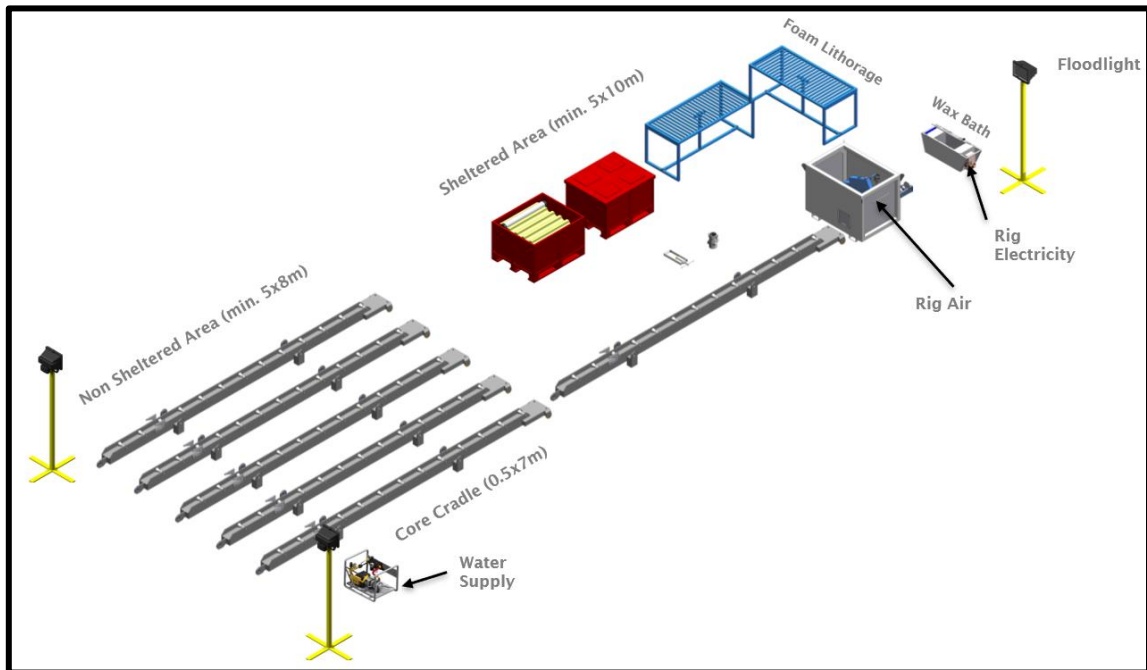


Figura 43. Área de procesamiento central de la locación. Fuente: CRASA.

2.5.3.1-Corte de núcleo.

Se realizan marcas longitudinales sobre el testigo según el programa (por lo general es cada 1 metro) para luego efectuar los cortes mediante una plataforma de aire que contiene la sierra y sus accesorios (Figura 44).

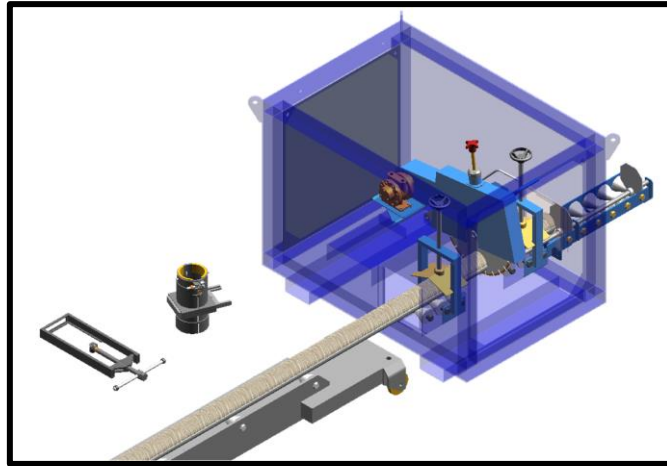


Figura 44. Equipo con la sierra corta testigos. Fuente: Manual CRASA.

2.5.3.2-Xtreme Uv.

Este equipo permite obtener imágenes de alta resolución con luz blanca y UV de topos y bases una vez que el testigo ha sido cortado en tramos de un metro.

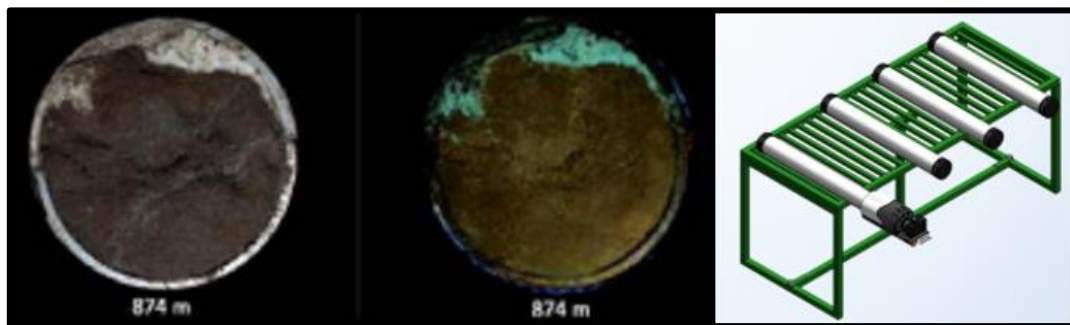


Figura 45. Equipo Xtreme Uv e imágenes de luz blanca y UV de un testigo. Fuente: CRASA.

2.5.3.3-Litho Gas.

Es un sistema (Figura 46), que permite realizar mediciones de gas liberado o GD (*Gas Desorption*) de ciertas secciones del testigo una vez que el mismo se encuentra en superficie, en la misma locación.

El volumen total de gas en la muestra es igual al volumen total de gas perdido, más el volumen de gas residual, más el volumen de gas por desorción.

Volumen de gas perdido es el que escapa desde el momento en que el testigo es removido de la formación hasta el momento en que se introduce en el canister para medir el gas liberado.

Volumen de gas residual es el que permanece adsorbido en la muestra. El contenido de gas residual se determina por destrucción de la muestra y posterior medición del gas liberado.

Volumen de gas por desorción es la cantidad de gas que la muestra libera una vez en el canister en una cantidad de tiempo determinado, sometido a temperatura de reservorio y que puede ser medido con precisión con el equipo adecuado.

El tiempo transcurrido desde que se recupera la muestra hasta que se inicia la medición es determinante, por lo tanto, disponer de las muestras en superficie lo antes posible mejora la calidad de los resultados reduciendo la incertidumbre.

El equipo utilizado es:



Figura 46. Equipo para el proceso de Litho Gas.

Fuente: CRASA.

2.5.3.4-Lithotarge.

Es una espuma, desarrollada para ser inyectada en el espacio anular entre el testigo y el tubo que lo contiene (Figura 47), logrando una excelente estabilización de los testigos y protección frente a los daños mecánicos durante su manipulación y transporte. Asimismo, este método también contribuye a la conservación de fluidos en las muestras hasta que estas lleguen al laboratorio.

Esta espuma expansiva no invade al testigo de ninguna forma, aplicable a todo tipo de formación, provee un efecto de amortiguamiento ante golpes protegiendo la integridad del

testigo, aislando de los cambios de temperatura y presión fuera del tubo que contiene el testigo, invisible para tomografías computadas y con la capacidad de trabajar en diferentes rangos de temperatura para asegurar la correcta expansión.



Figura 47. *Lithotarge realizado a un testigo. Fuente: CRASA.*

En función del tipo de roca se decide en qué momento se realiza la inyección a los fines de conservar la integridad de la formación.

Para formaciones frágiles, se recomienda realizar la inyección antes de cortar el testigo en secciones de un metro. Se realizan perforaciones en el tubo de aluminio cada 30 cm aproximadamente para permitir la salida del lodo de perforación y asegurar la buena inyección de la espuma.

Para formaciones consolidadas o duras, se puede realizar la inyección de espuma luego de realizar el corte del testigo. En este caso no se requiere realizar perforaciones en el tubo de aluminio.

2.5.3.5-Lithoseal.

Proporciona la preservación de las muestras para retener los fluidos en el mismo con mínima perturbación (Figura 48), de modo que las mediciones de saturación y mojabilidad no sean alteradas y este selle y preserve a corto y largo plazo.

El sistema permite conservar en locación, muestras de hasta 40 cm de longitud en un baño termostático de parafina.

Las muestras son envueltas en varias capas de film plástico y papel de aluminio, para luego ser envueltas en un poliuretano para aislarlo de las variaciones térmicas.

Una vez hecho esto, y a los fines de evitar el ingreso de oxígeno y el egreso de agua, la muestra es sumergida en un baño de parafina entre tres y cuatro veces para lograr una capa de aislación que actúe de sello final.

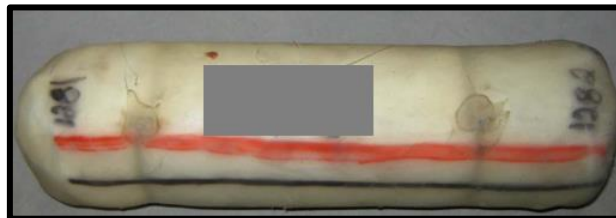


Figura 48. *Lithoseal* realizado a un testigo.

La aplicación del *Lithoseal* puede ser combinada con la aplicación de *Lithotarge*, logrando tanto protección contra el estrés mecánico de la manipulación y transporte como la preservación de los fluidos.

2.5.3.6-Gamma Ray.

Lithoscan es el equipo utilizado que permite tomar registros espectrales de emisiones gamma de las muestras recuperadas una vez en superficie (Figura 49).

Este servicio consta de la realización de la medición en superficie y de la entrega de un informe con cuatro canales de información que son Gamma total, Potasio, Torio y Uranio.



Figura 49. *Equipo Gamma Ray*. Fuente: CRASA.

Esta información permite:

- Correlacionar profundidades del testigo con los registros de pozo abierto.
- Diferenciar características litológicas del testigo, incluso sin sacar el mismo del tubo que lo contiene.
 - Seleccionar la ubicación para cortar plugs, tanto en locación como en laboratorio.
 - Seleccionar los segmentos que recibirán tratamiento especial en locación.
 - Toda la información se entrega inmediatamente en el equipo.

Antes de que el testigo se encuentre en superficie, se realiza una medición de “*background*” en la zona donde se llevará a cabo la manipulación del testigo a los fines de que el equipo obtenga mediciones precisas “restando” las emisiones naturales del terreno sobre el que se mide.

Una vez en superficie, el tubo que contiene la muestra es marcado según la norma que el cliente prefiera. Se realizan marcas al tubo cada 15 cm, sin indicar profundidad. Estas marcas servirán de referencia para realizar las mediciones de emisiones *Gamma*. Una vez marcado el tubo, se procederá a realizar las mediciones, posicionando el sensor del equipo *Lithoscan*, de manera tal que la sonda quede en pleno contacto con el tubo, ubicado aproximadamente en el centro del tramo de 15 cm previamente marcado. Se realiza la medición de emisiones durante 20 segundos en cada punto y se repite este proceso hasta realizar las mediciones sobre todas las secciones marcadas de 15 cm. Una vez que se finaliza las tomas de información, se procederá a descargar la información en una laptop y antes de cortar el testigo, se deberá chequear la consistencia de la información. De existir valores “anormales” es conveniente realizar la toma nuevamente en el punto de interés. Una vez que se determina que la información recabada es consistente, se procesará según los requerimientos del cliente, a los fines de entregar un informe con las escalas, divisiones entre otros datos que al usuario final le sean más convenientes.

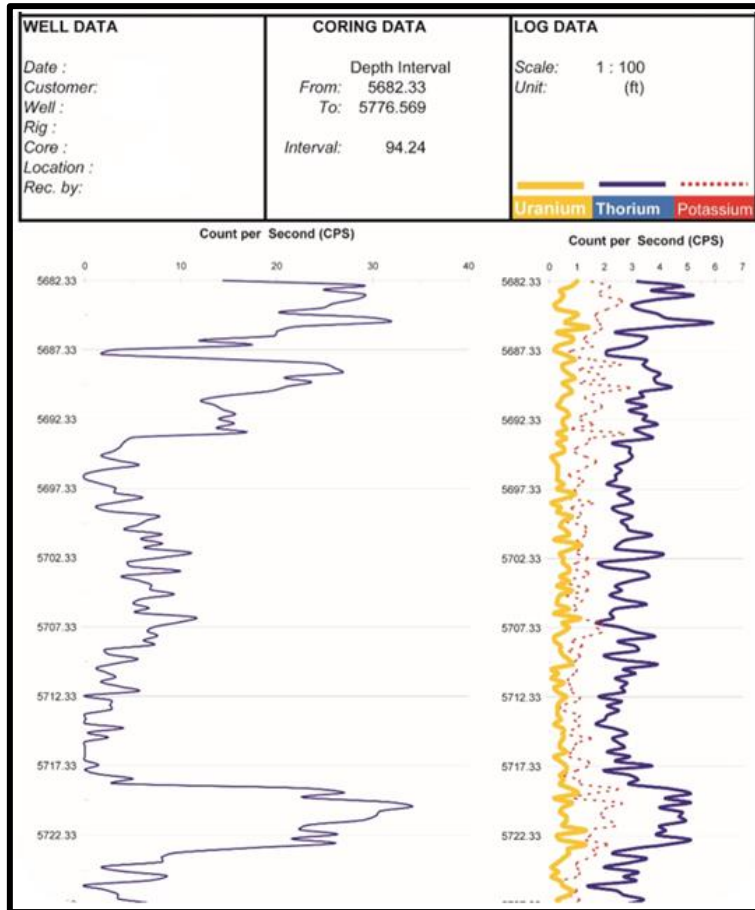


Figura 50. Registro tipo de Gamma Ray. Fuente: CRASA.

CAPÍTULO 3: Marco geográfico

3.1-Petróleo en el marco geográfico argentino y sus cuencas

En el territorio de Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias (Figura 51).

Según lo informado por la Secretaría de Energía, para el primer trimestre del año 2023, la producción total de petróleo en Argentina por las provincias de Chubut, Mendoza, Neuquén y Santa Cruz fue de 8,2 millones de m³ con un promedio por día de 99.333 m³. Los porcentajes de producción total de petróleo por provincias fueron: Neuquén 50,6%, Chubut 22,2%, Santa Cruz 10,9% y Mendoza 8,7%.

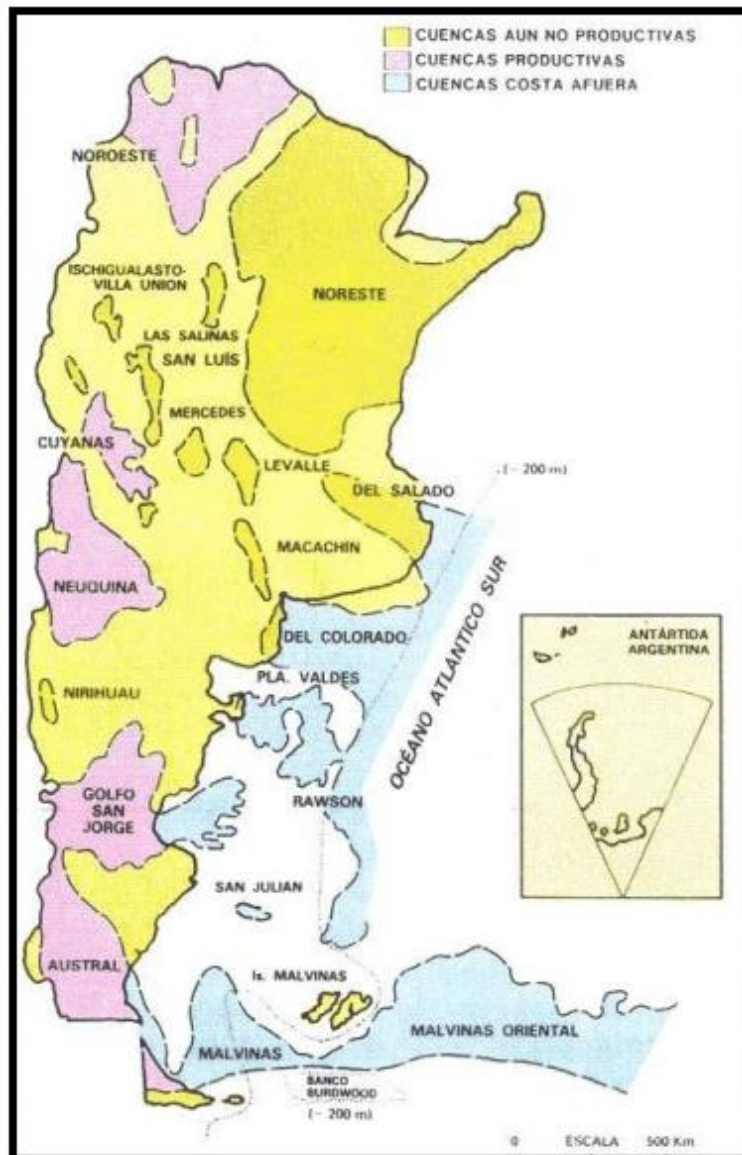


Figura 51. Cuencas petroleras sedimentarias argentinas. Fuente: Alonso G., Carrasco P., 2011, Proyecto Integrador Profesional “Situación actual de las áreas hidrocarburíferas de la provincia de Neuquén”, Universidad Nacional del Comahue.

3.2-Cuenca Neuquina

Una de las mayores productoras de hidrocarburos en la porción austral de América del Sur, abarca la Provincia de Neuquén, sector occidental de La Pampa y Río Negro y la porción meridional de la Provincia de Mendoza hasta aproximadamente los 34 grados de latitud sur. Cubre un área de más de 120.000 km² en el oeste central de la Argentina y contiene un registro estratigráfico de más de 6.000 metros de espesor, de sedimentos clásticos, carbonatos y evaporitas, marinos y continentales, e incluye una gran variedad de ambientes sedimentarios

(Figura 52). A lo largo de la historia de la Cuenca, se sucedieron episodios de inundación y desecación, aperturas y desconexiones con el océano Pacífico y Atlántico, resultando en una compleja distribución de los depósitos. La presencia de rocas reservorio encerradas por espesas secuencias de arcillas (rocas sello y generadoras), en zonas de generación y migración de hidrocarburos, junto con la configuración de trampas que permitieron la acumulación de grandes volúmenes de gas y petróleo, dieron lugar a la oportunidad ideal para la formación de estos grandes yacimientos. *Untitled (n.d.). Fundación YPF.*

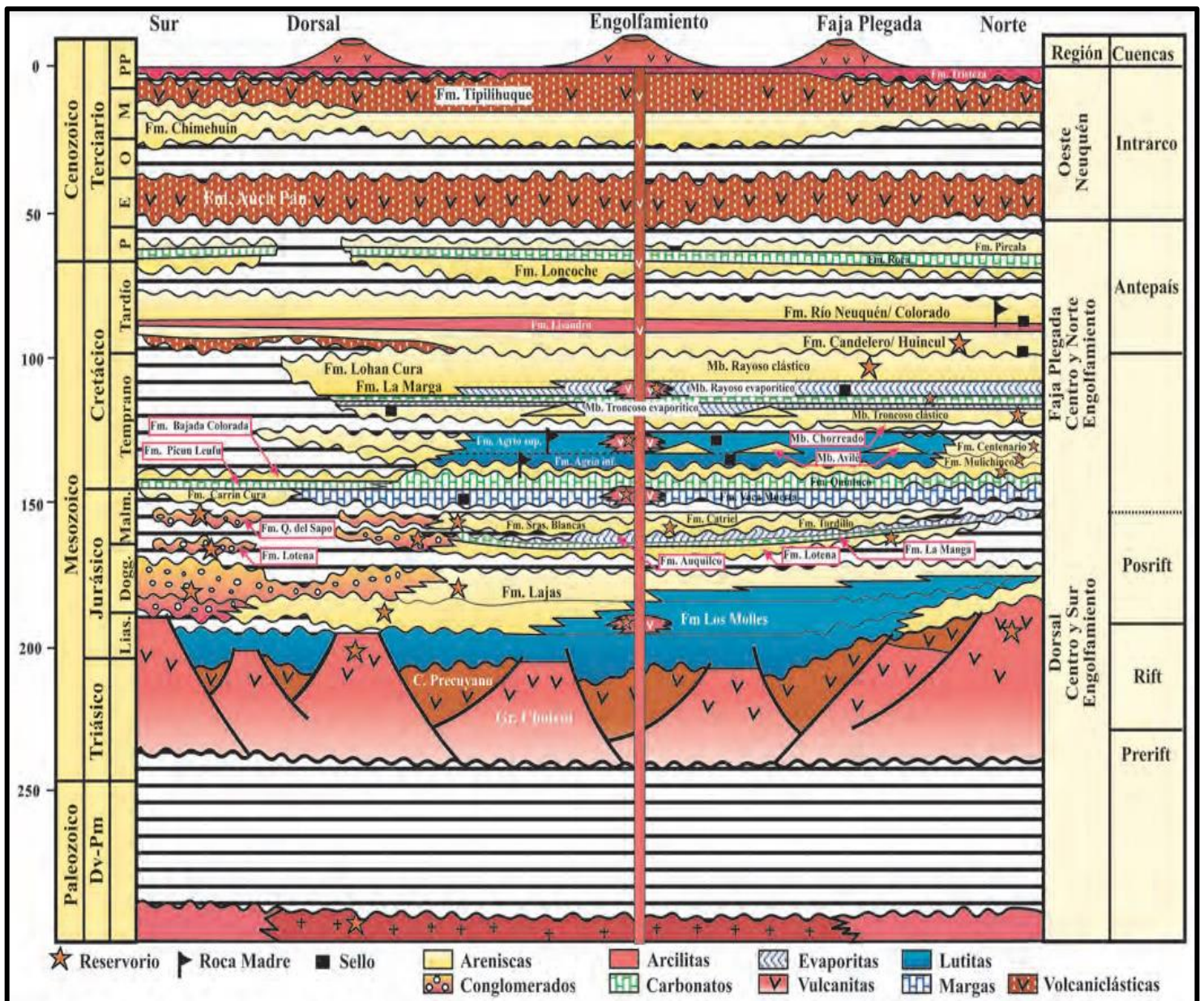


Figura 52. Cuadro estratigráfico de la cuenca Neuquina, con las principales unidades litológicas, discontinuidades, rocas reservorio, rocas generadoras y rocas sello. Fuente: *Untitled (n.d.). Fundación YPF.*

En líneas generales, en la cuenca Neuquina se reconocen seis regiones morfoestructurales como se puede apreciar en la figura 53.

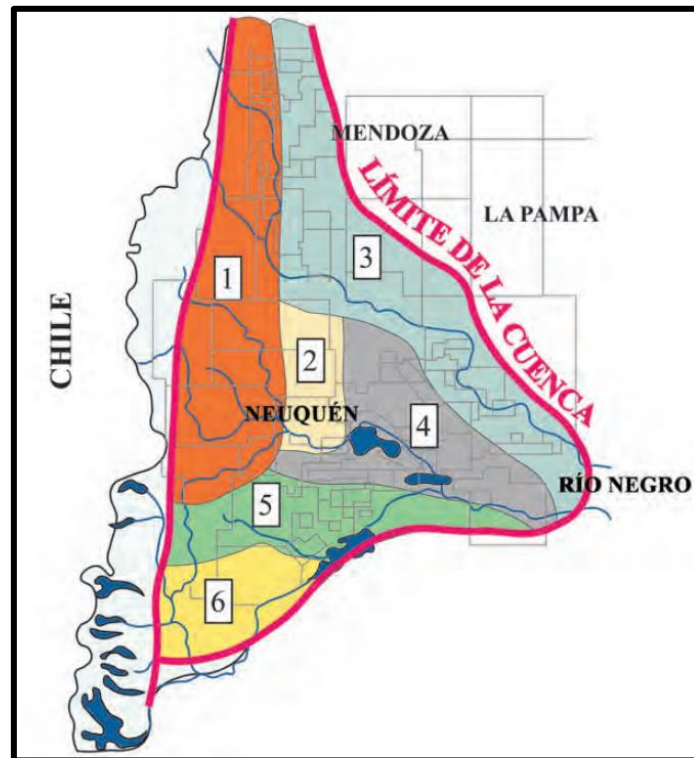


Figura 53. Mapa de la Cuenca Neuquina con su estratigrafía por regiones Morfológicas. Fuente: Untitled. (n.d.). Fundación YPF.

1. Faja Plegada
2. Alto de los Chihuidos
3. Plataforma Nororiental
4. Región del Engolfamiento
5. Dorsal de Huincul
6. Sur de la Dorsal

Buena parte de la columna estratigráfica de la cuenca Neuquina es común a las seis regiones.

3.3-Zona de interés Formación Vaca Muerta.

Es un reservorio no convencional que abarca aproximadamente 30.000 km² que se extiende por cuatro provincias argentinas Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa y ha sido considerada la roca madre por excelencia en la Cuenca Neuquina (Figura 54). Las lutitas y

margas negras de su sección basal, depositadas en un ambiente marino restringido bajo condiciones anaeróbicas, tienen un alto contenido en materia orgánica.



Figura 54. Área de la Formación Vaca Muerta.

La Formación Vaca Muerta se encuentra ampliamente representada en la zona y cubre en forma concordante a los depósitos de la Formación Tordillo. Desde el punto de vista petrolero, buena parte de esta zona estaría dentro de lo que llamaron “Distrito Productivo Sierra Negra” y en él, la Formación Vaca Muerta cargaría niveles profundos de petróleos livianos, gas y condensado. Esta consideración se hace extensible a Chihuido de la Sierra Negra, con niveles de madurez levemente más moderados (Figura 55).

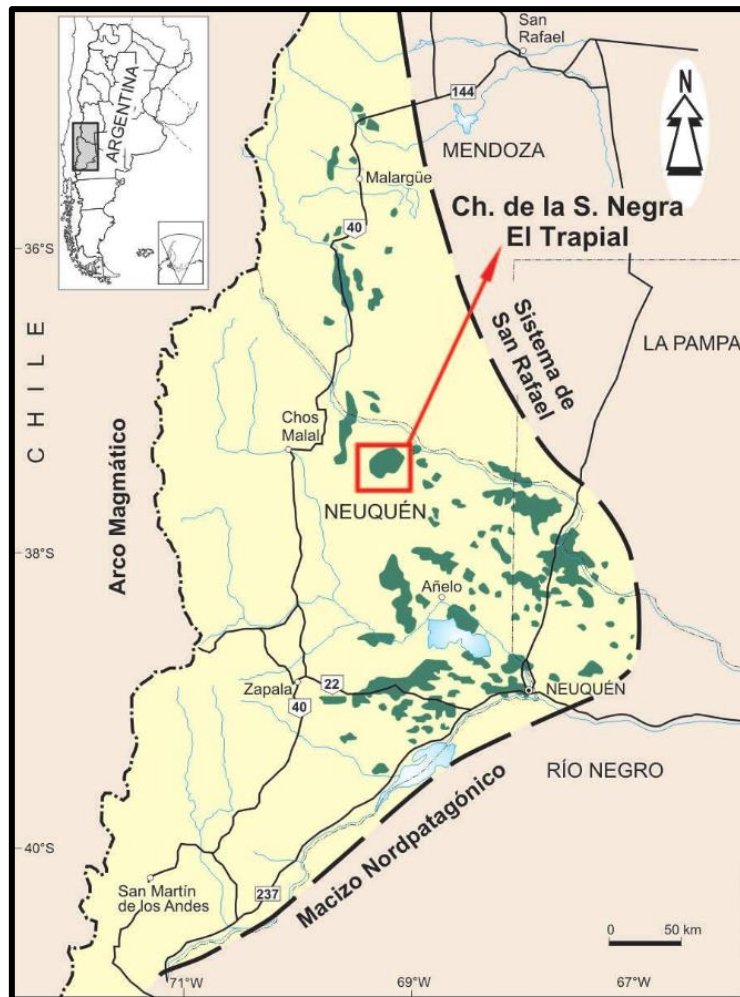


Figura 55. Zona de interés del estudio.

La sección generadora de hidrocarburo de la Formaciones Vaca Muerta posee uno de los mayores espesores en este ambiente y ubicado en la región del engolfamiento tiene una distribución areal más tabular y simétrica, situación que le permite alcanzar mayor expansión respecto de la Formación Los Molles.

En la Dorsal hay depósitos reducidos de las formaciones Vaca Muerta, pero al sur de la Dorsal, estos espesores aumentan, lo mismo que su distribución areal.

En el Cerro Los Catutos, la Formación Vaca Muerta fue subdividida en tres miembros: Vaca Muerta Inferior (margas y lutitas bituminosas con concreciones calcáreas en la base), Miembro Los Cautos (calizas intercaladas por margas y lutitas) y Vaca Muerta Superior (margas y lutitas bituminosas).

La columna estratifica simplificada de la zona de Chihuido de la Sierra Negra está representado en la Figura 56.

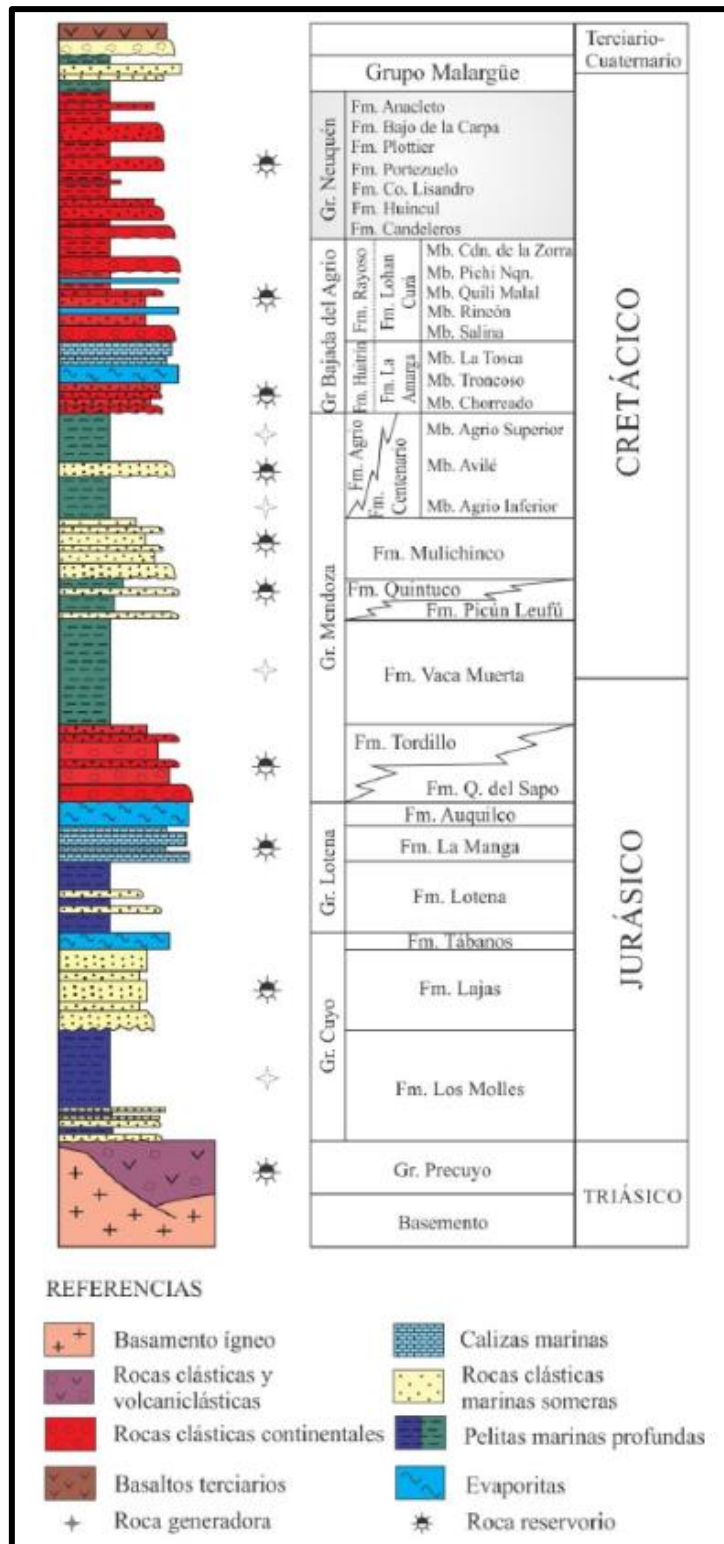


Figura 56. Columna estratigráfica simplificada de la zona de interés del estudio. Fuente: Cuenca Neuquina: Evolución y Sistemas Petroleros. (2020, May 5). Portal del Petróleo. Recuperado de <https://portaldelpetroleo.com/evolucion-de-la-cuenca-neuquina/>

CAPÍTULO 4: Investigación de campo / programa de pozo / programa de coronas.

4.1-Requerimientos e investigación de campo.

Siguiendo las indicaciones proporcionadas por la empresa operadora X, se solicita llevar a cabo la extracción de un tramo de 135 metros de testigo corona de la Formación Vaca Muerta. El pozo en cuestión tiene un diámetro de 8 ½" y la profundidad inicial donde se llevará a cabo esta extracción es a 2.323 mbbp, con una temperatura alrededor de los 140 °C, dato brindado por la operadora. La profundidad del zapato se encuentra a 2.000 mbbp.

La empresa X ha compartido información relevante acerca de la investigación de campo previa al servicio (Tabla 6), la cual será considerada para garantizar la eficacia y precisión de la extracción del testigo corona.

Tabla 6. Datos del pozo entregadas por el cliente X.

Profundidad (m)	Inclinación (deg)	Azimut (deg)	PVV (m)	Norte (m)	Este (m)	Severidades (deg/30m)	Herramienta
160,00	0,40	72,40	160,00	0,17	0,53	0,07	MWD
162,00	0,30	124,40	162,00	0,17	0,54	4,80	MWD
190,00	0,40	88,40	190,00	0,13	0,70	0,25	MWD
218,00	0,10	68,40	218,00	0,14	0,82	0,33	MWD
246,00	0,10	68,40	246,00	0,16	0,87	0,00	MWD
274,70	0,20	130,40	274,70	0,14	0,93	0,18	MWD
302,00	0,30	136,40	302,00	0,05	1,01	0,11	MWD
331,00	0,30	136,40	331,00	-0,06	1,12	0,00	MWD
359,00	0,30	208,40	359,00	-0,17	1,13	0,38	MWD
387,00	0,60	277,40	387,00	-0,22	0,95	0,61	MWD
416,00	0,80	272,40	415,99	-0,19	0,60	0,22	MWD
445,00	1,00	258,40	444,99	-0,23	0,15	0,31	MWD
473,00	1,30	282,40	472,98	-0,22	-0,40	0,60	MWD
501,00	1,50	291,40	500,98	-0,01	-1,05	0,32	MWD
530,00	2,00	291,40	529,96	0,31	-1,87	0,52	MWD
558,00	1,40	305,40	557,95	0,69	-2,61	0,78	MWD
587,00	1,40	307,40	586,94	1,11	-3,18	0,05	MWD
615,00	2,00	305,40	614,93	1,60	-3,85	0,65	MWD
640,00	1,60	301,40	639,92	2,03	-4,50	0,50	MWD
671,00	1,20	307,40	670,91	2,45	-5,13	0,41	MWD
697,00	1,60	322,40	696,90	2,91	-5,57	0,62	MWD

726,00	1,70	315,40	725,89	3,53	-6,12	0,23	MWD
754,00	1,40	333,40	753,88	4,14	-6,56	0,61	MWD
799,00	2,00	350,40	798,86	5,40	-6,94	0,52	MWD
817,57	2,20	0,10	817,42	6,08	-6,99	0,66	MWD
846,80	1,23	32,79	846,63	6,90	-6,82	1,38	MWD
874,59	1,23	30,16	874,42	7,41	-6,51	0,06	MWD
902,92	1,23	161,46	902,74	7,39	-6,26	2,37	MWD
931,45	1,68	171,39	931,26	6,68	-6,10	0,54	MWD
959,77	1,41	164,72	959,57	5,94	-5,95	0,34	MWD
987,85	1,23	177,46	987,65	5,30	-5,84	0,37	MWD
1015,53	1,93	164,54	1015,32	4,56	-5,70	0,85	MWD
1043,00	1,89	186,97	1042,77	3,66	-5,64	0,81	MWD
1071,71	1,93	136,94	1071,47	2,84	-5,36	1,69	MWD
1100,44	2,11	138,17	1100,18	2,09	-4,68	0,19	MWD
1128,84	2,11	141,25	1128,56	1,29	-4,00	0,12	MWD
1156,83	2,64	125,96	1156,53	0,51	-3,16	0,88	MWD
1185,26	0,79	125,43	1184,94	0,01	-2,47	1,95	MWD
1214,05	1,41	121,47	1213,73	-0,29	-2,01	0,65	MWD
1242,31	0,88	115,50	1241,98	-0,56	-1,51	0,58	MWD
1270,75	1,41	85,44	1270,42	-0,63	-0,97	0,83	MWD
1299,40	1,23	103,10	1299,06	-0,67	-0,32	0,46	MWD
1327,65	1,14	100,29	1327,30	-0,79	0,26	0,11	MWD
1355,70	1,23	73,22	1355,35	-0,75	0,82	0,60	MWD
1384,22	0,62	74,63	1383,86	-0,62	1,26	0,64	MWD
1412,55	0,88	9,15	1412,19	-0,37	1,44	0,89	MWD
1441,19	1,49	24,53	1440,82	0,19	1,63	0,72	MWD
1469,55	1,32	30,07	1469,18	0,81	1,95	0,23	MWD
1497,91	1,32	346,47	1497,53	1,41	2,04	1,04	MWD
1525,90	1,41	340,23	1525,51	2,04	1,84	0,19	MWD
1553,96	1,32	19,17	1553,56	2,68	1,83	0,98	MWD
1582,19	1,58	343,43	1581,78	3,36	1,83	0,98	MWD
1639,96	1,14	343,75	1639,54	4,67	1,44	0,23	MWD
1668,50	1,23	0,80	1668,07	5,25	1,37	0,38	MWD
1697,25	3,34	338,74	1696,80	6,34	1,07	2,35	MWD
1725,89	4,04	332,41	1725,38	8,01	0,30	0,85	MWD
1754,54	6,86	327,23	1753,90	10,34	-1,10	2,99	MWD
1783,03	11,96	330,04	1781,99	14,33	-3,49	5,39	MWD
1811,83	17,50	341,55	1809,84	21,03	-6,36	6,50	MWD
1840,72	22,25	344,28	1837,00	30,43	-9,22	5,02	MWD
1869,35	25,32	344,72	1863,20	41,55	-12,30	3,22	MWD
1897,97	28,49	343,75	1888,72	54,01	-15,82	3,35	MWD
1926,76	31,57	342,25	1913,64	67,78	-20,04	3,30	MWD
1955,42	36,76	338,21	1937,35	82,91	-25,52	5,93	MWD

1994,61	43,62	336,63	1967,27	106,23	-35,24	5,31	MWD
2023,46	44,32	335,40	1988,03	124,53	-43,39	1,15	MWD
2052,36	43,35	337,77	2008,88	142,89	-51,34	1,98	MWD
2081,18	43,09	336,72	2029,88	161,09	-58,98	0,80	MWD
2109,98	40,27	336,89	2051,39	178,69	-66,52	2,94	MWD
2138,87	34,21	338,74	2074,38	194,87	-73,14	6,40	MWD
2167,65	27,61	339,97	2099,06	208,69	-78,36	6,91	MWD
2196,49	21,63	339,18	2125,27	219,94	-82,54	6,23	MWD
2225,34	16,27	340,41	2152,54	228,73	-85,79	5,59	MWD
2254,12	11,78	342,69	2180,46	235,34	-88,02	4,71	MWD
2282,93	7,47	341,11	2208,86	239,92	-89,50	4,50	MWD
2306,87	3,46	337,68	2232,68	242,06	-90,28	5,04	MWD
2323,00	0,00	337,68	2248,80	242,51	-90,46	6,44	MWD

En la tabla 6, proporcionada por la investigación de campo, se puede observar un patrón en la inclinación del pozo. Hasta la marca de 1668,50 metros, no se registra un aumento significativo en la inclinación. A partir de ese punto, la inclinación comienza a aumentar progresivamente hasta alcanzar 44,32 grados sexagesimales (deg) a unos 2.023,46 metros. Posteriormente, la inclinación comienza a disminuir gradualmente, llegando a 0 grados a una profundidad de 2.323 metros.

Este análisis lleva a la conclusión de que nos encontramos ante un pozo direccional de tipo "S". Esta información es de vital importancia, ya que influirá en el diseño del BHA de *Coring* para la extracción del testigo corona. La rigidez del BHA deberá ajustarse en función de este comportamiento del pozo, garantizando así una operación exitosa de extracción de testigo corona sin posibles atascamientos.

Según la información proporcionada por la empresa X a CRASA, se ha informado que la posible formación potencial en la zona de interés, es del tipo consolidada de roca sedimentaria, compuesta mayormente por margas y lutitas bituminosas, con predominio de carbonato de calcio y arcilla.

El tope de la Formación Vaca Muerta está en 2040 mTVD o 2095 mMD donde el espesor de la Formación Vaca Muerta debería ser de 329 m y el tope de la Formación Tordillo tendría que estar en 2369 m.

En respuesta a los servicios solicitados por la empresa operadora X, se llevará a cabo la extracción de testigos corona en la mencionada zona de interés. Posteriormente, se realizará la etapa de *Core Handling* en la superficie, lo que incluirá el tratamiento adecuado de los testigos

corona extraídos. Además, se gestionará el traslado de estos testigos corona ya tratados, garantizando así la integridad y preservación de los mismos.

El enfoque estará orientado a cumplir con los requerimientos específicos de la empresa operadora X, asegurando una ejecución eficiente y precisa de los servicios solicitados en relación a la extracción, manejo y traslado de los testigos corona.

4.2-Programa de pozo.

4.2.1-Objetivo y datos relevantes de pozo.

El objetivo es extraer 135 metros de testigos de la Formación Vaca Muerta desarrollando la operación con cero (0) incidentes de trabajo y medio ambiente, minimizando el tiempo operativo del equipo.

Se programó extraer en 5 carreras a partir de 2323 mbbp en pozo 8 ½” mediante sistema barril 250 P. Se optó por este sistema Convencional por que la posible formación de donde se debe extraer el testigo corona es consolidada. Adicionalmente, CRASA cuenta con información de Servicios de Coring previos a profundidades similares en pozos cerca de la zona de interés. Se selecciona el modelo 250P debido al pozo tipo “S”.

Para la etapa de *Core Handling* se requiere corte, marcado, preservación con parafina (40 centímetros cada 2 metros) y transporte a repositorio de la empresa X en Y.

4.2.1.1-Datos del pozo.

En la tabla 7, se puede apreciar datos del pozo.

Tabla 7. Datos del pozo, ubicación y cliente.

Cliente	X	País	Argentina
Yacimiento	Y	Provincia	Neuquén
Locación	Z	Contratista	W

4.2.1.2-Datos relevantes de Coring.

En la tabla 8, se puede apreciar datos relevantes de *Coring*.

Tabla 8. Datos relevantes para las carreras del servicio de Coring.

Tipo de BHA Coring	90 ft	Tipo de Coring	Convencional
Profundidad de Coring	2323 mbbp	Carreras	5 x 27 metros
Profundidad de zapato	2000 mbbp	Diámetro de pozo	8 1/2"
Formación	Vaca Muerta	Diámetro de Core Bit	8 1/2" x 4"

4.2.1.3-Personal.

Para la operación se dispondrá de 2 operadores de corona.

Para las operaciones de corte, marcado y gamma se requerirá de 2 operadores.

4.2.1.4-Parámetros de la operación.

De acuerdo con la experiencia adquirida en coronas anteriores con el mismo objetivo, se espera que los parámetros de operación estén en los rangos mostrados en la tabla 9.



Tabla 9. Parámetros operativos.

WOB [klbs]	4-25
RPM	40-100
Caudal [gpm]	80-350

4.2.2-Diagrama de herramienta propuesto.

Tomando en consideración la información de la corona de 8 1/2" x 4" y los datos del pozo proporcionados por la empresa X mencionados anteriormente y dado que la inclinación varía en función de la profundidad, el BHA de Coring se configurará de manera que ofrezca la rigidez adecuada para acomodarse a los cambios en la inclinación del pozo, esto permitirá minimizar las posibles interferencias y maximizar la eficiencia durante la operación de extracción y se tendrá en cuenta la naturaleza consolidada y marga de la roca en zona de interés para la selección del sistema de extracción, por lo tanto, se procederá al diseño de la herramienta de extracción de testigos corona que se puede apreciar en la tabla 10.

Tabla 10. Diseño del BHA de Coring propuesto. Fuente: Manual CRASA modificado.

Bottom assembly with core barrel and corebit.									
External Tools	Internal Tools	#	Description	ID (pulg)	OD (pulg)	Long (mts)	Sum (mts)	Top Conn	Bottom Con
		1	CoreBit	4	8,5	0,37	0,37	Acme 6fpp Box	
		2	Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	0,98	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		3	Core barrel	5,37	6,75	8,54	9,52	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		4	Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	10,13	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		5	Core barrel	5,37	6,75	8,54	18,67	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		6	Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	19,28	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		7	Core barrel	5,37	6,75	8,54	27,82	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		8	Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	28,43	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		9	Safety Joint	2,68	6,75	0,61	29,04	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		10	Top Sub	2,68	6,75	0,37	29,41	NC 50 Box	Acme 6fpp Pin

4.2.3-Especificaciones del barril externo y tubos internos.

Las especificaciones del barril externo y los tubos internos que figuran en el catálogo de la empresa CRASA y que serán empleados en este caso se muestran en la tabla 11.

Tabla 11. Especificaciones del Core Barrel para la serie 250P.

250 P SERIES CORE BARREL SPECIFICATIONS	
Tamaño (Size).	6 ¾" x 4"
Longitud tubo externo (Core Barrel Length).	90 ft
Tubo externo (Outer Tube).	6 ¾" x 5 3/8"
Tubo interno (Inner Tube).	4 ¾" x 4 ¼"
Conexión superior (Top Connection).	4 ½" API IF
Tamaño de la bola de acero (Steel Ball Size).	1,250"
Tamaño del testigo (Core Size OD).	4"
Tamaño de agujeros recomendados (Recommended Hole Sizes).	8 ½" - 9 7/8"
Peso (Weight (gross)), [lbs].	4240
Tracción máxima recomendada (Recommended Max. Pull) [lbs].	407,000
Máximo torque (Maximum Torque) [ft-lbs].	13,900
Torque de ajuste (Makeup Torque) [ft-lbs].	11,100

En la tabla 12 se puede observar las propiedades mecánicas del tubo externo para el modelo 250P.

Tabla 12. *Propiedades mecánicas del tubo externo para el modelo 250P. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook.*

Table 2-1 Mechanical Properties 250P Outer Tube								
Core Barrel	Outer Tube Part Number	Make Up Torque (API)	Yield Torque	Tensile Yield (Max Pull)	Buckling Load (Max Push) ¹	Collapse Pressure	Burst Pressure	Max. Dogleg Severity ²
6¾" x 4" 250 P	015-060-072	15,000 N-m 11,100 ft-lbs	28,000 N-m 20,632 ft-lbs	1,811 kN 407,000 lbs	1,190 kN (30 ft) 267,500 lbs 297 kN (60 ft) 66,800 lbs	1,380 bar 19,600	1,530 bar 21,800 psi	4.8°/10 m (non-rotating) 1.4°/10 m (rotating)

El *Max. Dogleg severity*² debe ser corroborado con la columna de Severidades (deg/30m) de la tabla del Capítulo 4.1, con el fin de diseñar el BHA de *Coring* con un *Dogleg severity*² que se encuentre dentro del rango permitido por el pozo, para evitar posibles atascamientos, tanto para el caso de que la sarta rote o no, influenciado también por la rigidez del BHA de *Coring*.

También es importante porque con una broca de *Coring* no se puede repasar el pozo en su sección perforada, entonces es necesario corroborar el *Max. Dogleg severity*² para evitar atascamiento durante el RIH, es a partir de esto que se diseñan los BHA de *Coring*.

En la tabla 13 se puede observar las propiedades mecánicas del tubo interno para el modelo 250P.

Tabla 13. *Propiedades mecánicas del tubo interno. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook*

Table 2-2 Mechanical Properties Inner Tubes (continued)							
Core Barrel	Inner Tube Part Number	Make Up Torque (API)	Yield Torque	Tensile Yield (Max Pull)	Buckling Load (Max Push) ¹	Collapse Pressure	Burst Pressure
6¾" x 4" 250 P/ HT 30	015-065-140 Al: 275 N/mm ² 40,000 psi	1,100 Nm 800 ft-lbs	2,150 Nm 1,590 ft-lbs	227 kN 51,000 lbs	60 kN (30 ft) 13,400 lbs 14.6 kN (60 ft) 3,300 lbs	275 bar 3,900 psi	290 bar 4,100 psi

Las propiedades mecánicas del tubo interno y el externo (Tabla 11, 12 y 13), deben ser tomadas en consideración para los parámetros operativos de presión, caudal, torque, rotación de la sarta, torque de uniones, peso permitido sobre la sarta.

4.2.4.-Core Bit.

Los parámetros operativos exactos de la operación de *Coring*, como así también el tipo de corona propuesta a usar, serán definidos por el operador de *Coring* en cada caso particular según las condiciones del pozo. Dichos parámetros van a depender de la corona seleccionada, su TFA y las características de la formación en sí misma.

Los límites generales de operación coroneando por catálogo son los presentados en la figura 57, siendo estos parámetros el peso en la broca versus tamaño de la broca para formaciones duras y blandas según corresponda.

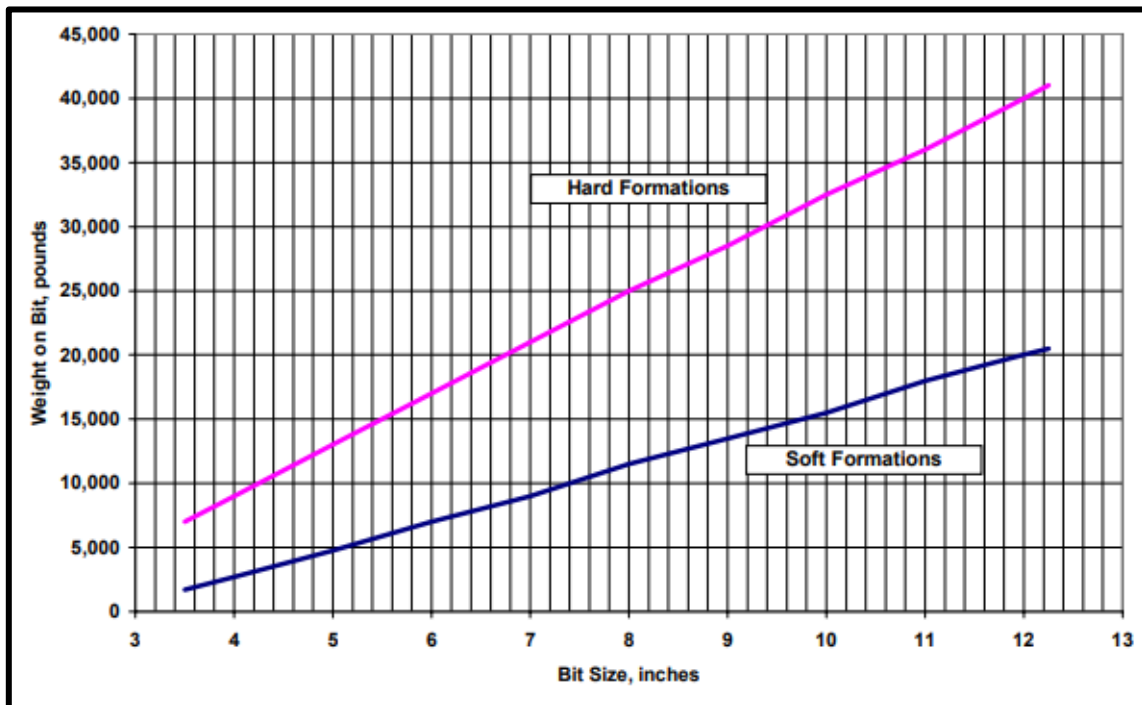


Figura 57. Peso sobre la corona. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook

En la figura 58, se presenta el rango de valores operativos máximos y mínimos para llevar a cabo el coroneo, siendo estos el caudal de la broca versus el tamaño de la broca.

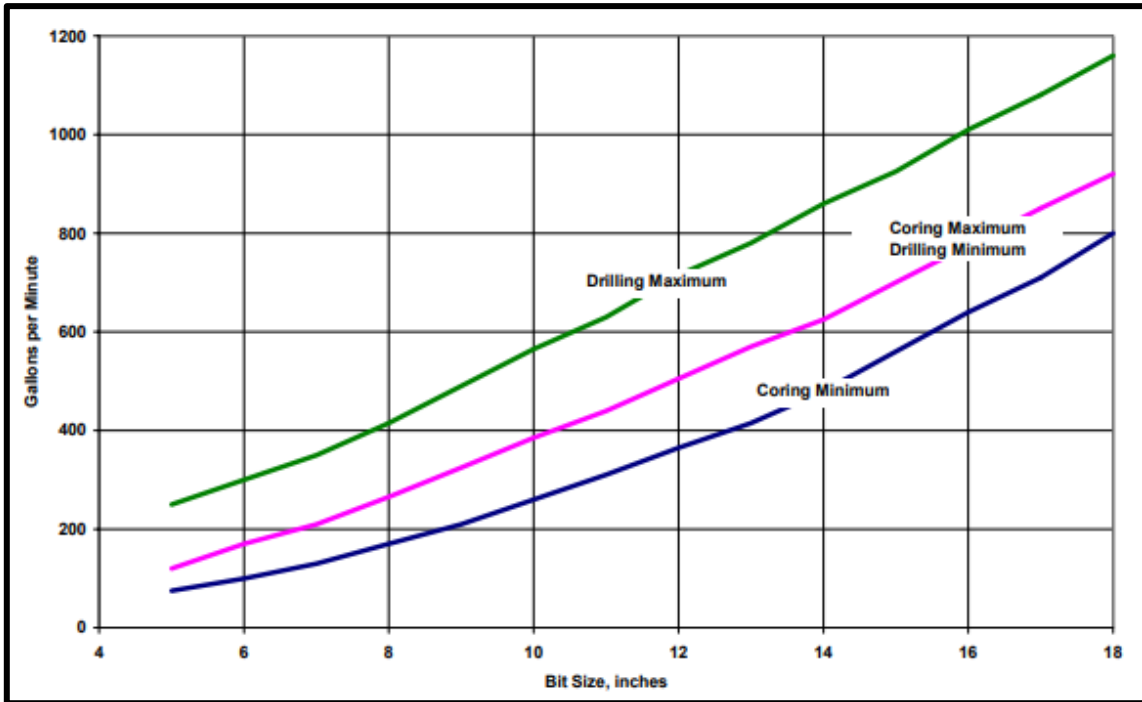


Figura 58. Caudal según tamaño de corona. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook

En la figura 58, se presenta el límite superior e inferior de las RPM según el tipo de formación presente.

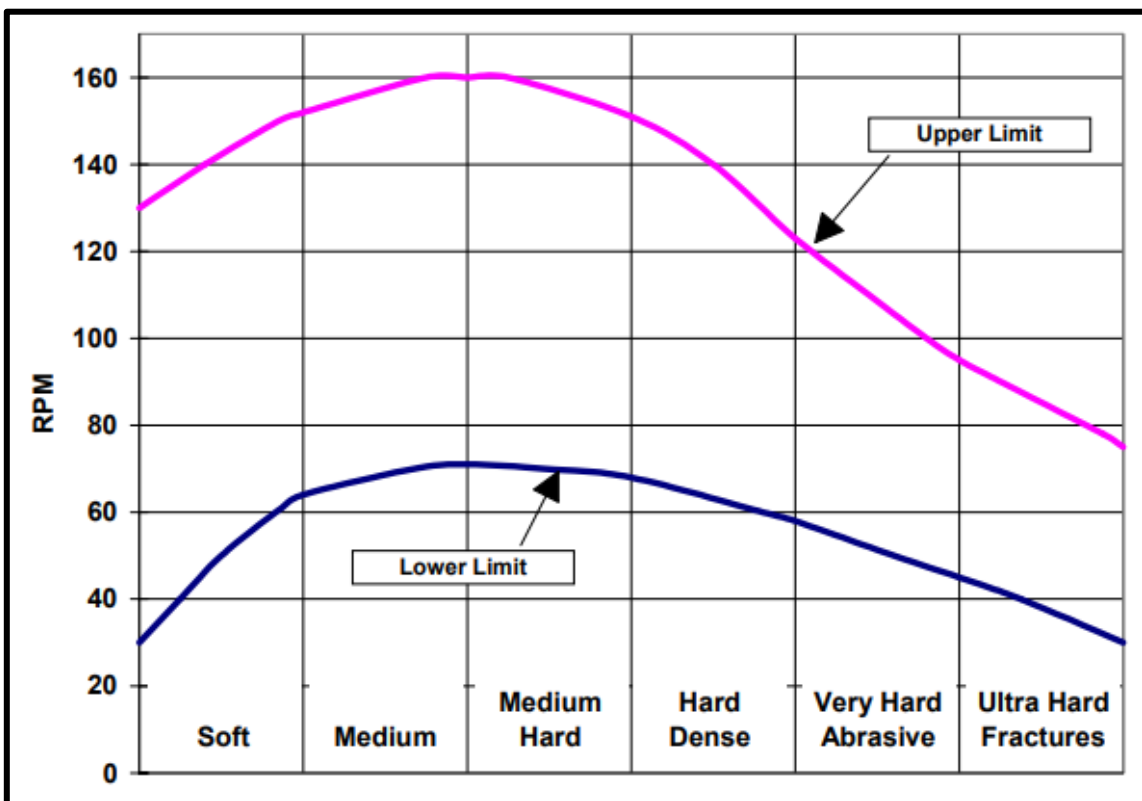


Figura 59. Límites de RPM según la formación. Fuente: Baker Hughes INTEQ - New Coring Handbook

Todos los valores de los parámetros mostrados a continuación, son para fines orientativos. Los parámetros de perforación deben ser fijados por el operador de *Coring* en el pozo.

4.2.4.1-Core Bit propuesto.

La corona Cs 2537 8 ½” x 4” (Figura 60), es de acero y está diseñada para formaciones con cementación duras y una abrasión media-alta.

Posee cortadores Premium que otorgan mayor resistencia al impacto y a la abrasión.

El cuerpo es de acero que proporciona mayor resistencia al impacto frente a las coronas de matriz.

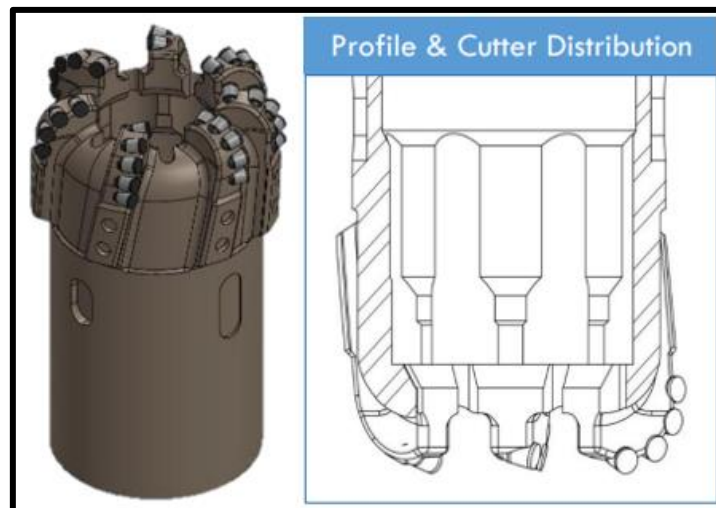


Figura 60. Core Bit propuesto en el primer programa. Fuente: Catálogo CRASA.

En la tabla 14, se puede apreciar las especificaciones técnicas de la broca de la figura 60.

Tabla 14. Especificaciones técnicas del Core Bit del primer programa de pozo. Fuente: Catálogo CRASA.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Size	8 ½" x 4"
Part Number	20.415.713
Cutter Type	PDC
Number of Cutters	35
Cutters Size	½"
Body	Steel
Profile	Parabolic
Number of Blades	7
Front Discharges	Optional
Gage Length OD	2.25"
Gage Length ID	1.25"
TFA Ports	NA
TFA ID	2.28 inch ²
Junk Slot Area	11.67 inch ²

En la tabla 15, se puede observar los parámetros recomendados por catálogo de la broca de la figura 60.

Tabla 15. Parámetros recomendados de operación del Core Bit del primer programa de pozo. Fuente: Catálogo CRASA.

PARAMETROS RECOMENDADOS DE OPERACION			
	Min.	Máx.	w/Motor
Flow Rate (GPM)	70	350	
Rotation (RPM)	60	250	> 250
Weight (x1000 lbs)	4	25	

4.2.4.2-Core Bit backup.

Las coronas modelo CX están diseñada con una medida (*gauge*) más larga que brinda mayor estabilidad a la corona.

Las coronas CX 2448 (Figura 61), está diseñada para formaciones consolidadas y de abrasión blandas a medias.

El modelo CXH 2448 HC dispone de cortadores Premium fabricados para soportar mayor abrasión y resistencia al impacto.

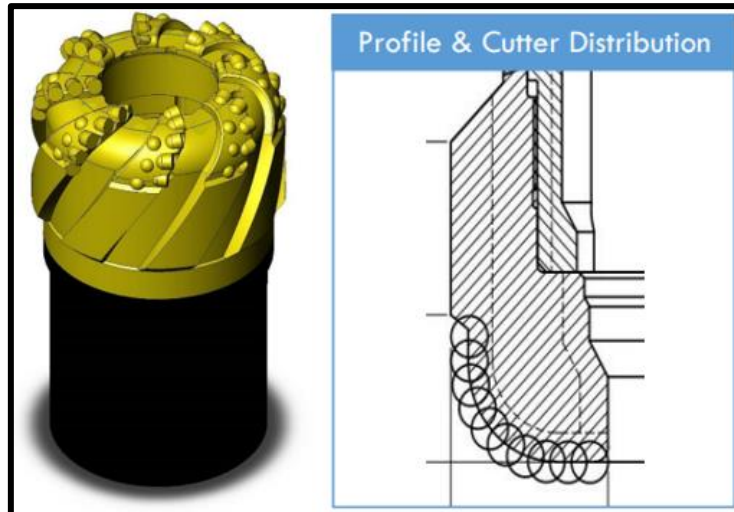


Figura 61. Core Bit de Backup propuesto en el primer programa.

Fuente: Catálogo CRASA.

En la tabla 16, se puede apreciar las especificaciones técnicas de la broca de la figura 61.

Tabla 16. Especificaciones técnicas del Core Bit de Backup. Fuente: Catálogo CRASA.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		
Size	8 ½" x 4"	8 ½" x 4"
Part Number	20.415.536	20.415.561
Cutter Type	PDC	PDC Premium
Number of Cutters	40	40
Cutters Size	½"	½"
Body	Matrix	Matrix
Profile	Parabolic Short	Parabolic Short
Number of Blades	8	8
Front Discharges	-	-
Gage Length OD	2.60"	2.60"
Gage Length ID	0.28"	0.28"
TFA Ports	NA	NA
TFA ID	1.36 inch ²	1.36 inch ²
Junk Slot Area	5.8 inch ²	5.8 inch ²

En la tabla 17, se puede observar los parámetros recomendados de operación por catálogo de la broca de la figura 61.

Tabla 17. Parámetros recomendados de operación del Core Bit de Backup. Fuente: Catálogo CRASA.

PARAMETROS RECOMENDADOS DE OPERACION			
	Min.	Máx.	w/Motor
Flow Rate (GPM)	90	350	
Rotation (RPM)	60	250	> 250
Weight (x1000 lbs)	5	30	

4.2.5-Tipo de Core Catcher.

El sistema que se utilizará para atrapar el testigo una vez cortado será con catcher convencional (Figura 62).

Las características respecto al catcher orientado es que posee mayor área de contacto y no deja marcas sobre el testigo. Posee cuñas internas revestidas de carburo de tungsteno, el cual brinda mayor agarre en formaciones consolidadas.

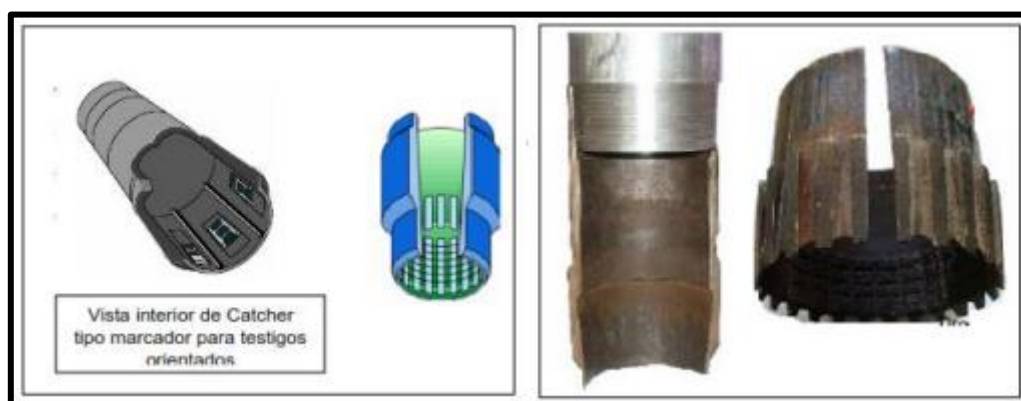


Figura 62. Core Catcher convencional propuesto en el programa. Fuente: CRASA.

4.2.6-Tabla de dilatación de tubo de aluminio.

El espaciamiento total que se debe dejar para las operaciones con sistema 250 P está compuesto por:

- El espaciamiento calculado a partir de las expansiones/dilataciones que tiene el tubo de aluminio, el cual es suministrado por la tabla 18.
- Huelgo de seguridad el cual es de 8,5mm (este valor considera un margen de error de 40°C de diferencia).

Este criterio debe ser adoptado para cualquier temperatura de fondo y cualquier tipo de corona (descarga interior y/o descarga frontal).

Tabla 18. *Parámetros para la dilatación del tubo de aluminio. Fuente: Manual CRASA.*

BOTTOMHOLLE TEMP MINUS SURFACE TEMP [DEGREES C]	30 FT CBBL EXTRA I.T. SPACING	60 FT CBBL EXTRA I.T. SPACING	90 FT CBBL EXTRA I.T. SPACING	C" MASTER 180 FT CBBL EXTRA I.T. SPACING	C" MASTER 270 FT CBBL EXTRA I.T. SPACING
	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]
20	2,14	4,28	6,42	12,84	19,26
40	4,28	8,56	12,84	25,68	38,51
60	6,42	12,84	19,26	38,51	57,77
80	8,56	17,12	25,68	51,35	77,03
100	10,7	21,4	32,1	64,19	96,29
120	12,84	25,68	38,51	77,03	115,54
140	14,98	29,96	44,93	89,87	134,8
160	17,12	34,24	51,35	102,71	154,06
180	19,26	38,51	57,77	115,54	173,32
200	21,4	42,79	64,19	128,38	192,57
220	23,54	47,07	70,61	141,22	211,83

Se conoce que la temperatura en el punto de Coroneo es de 140 °C y en superficie es de 20 °C en consecuencia la diferencia entre ambas es de 120 °C, adicionalmente el equipo es un modelo de 250P de 90 ft, por tabla se obtiene un valor de dilatación de 38,51 mm y a esto se le adiciona un margen de seguridad de 8,5 mm. Se debe dejar un espaciador de 47,01 mm (Figura 63), para que cuando el tubo interno de aluminio se expanda no toque la corona y se transmita la rotación del tubo externo al tubo interno de aluminio ocasionando daños en el mismo, y en consecuencia obstrucción para el ingreso del testigo y que se desencadene otras complicaciones en la operación.

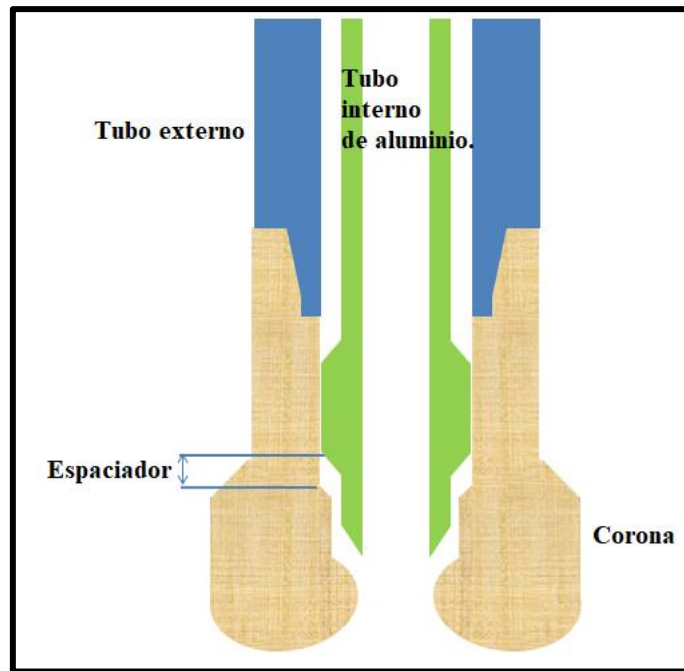


Figura 63. Espaciador por la dilatación del tubo de aluminio.

La dilatación horizontal en este caso es poco significativa debido a que el espaciamiento existente entre el tubo externo y el tubo interno de aluminio por las medidas utilizadas en el diseño permite que esta dilatación por temperatura en forma horizontal no traiga complicación alguna.

4.2.7-Recomendaciones operativas.

- Se recomienda que el pozo este calibrado y limpio de manera de no tener problemas de asentamiento durante el RIH de la herramienta.
- Considerando que el BHA de *Coring* es rígido, se recomienda un diseño similar para la sarta de perforación, de manera de no tener inconvenientes durante el RIH de la herramienta de *Coring*, o en su defecto el BHA de calibración.
- Durante el RIH del BHA de *Coring* es recomendable circular periódicamente en pozo abierto según recomendaciones del operador de corona.
- No es recomendable repasar pozo con la corona, debido a que se pueden llegar a trabar con suciedad los *Catcher* internos.
- En caso de presentarse durante el RIH aumento de presión y no haya circulación, CRASA recomienda sacar herramienta a superficie para constatar problema y evaluar la integridad de las herramientas.

- Cuando el BHA de *Coring* esté en el punto corona es recomendable circular hasta retorno limpio.
- Es importante saber la temperatura aproximada del fondo de pozo. de esta manera se puede dejar la distancia recomendada para que se dilate el tubo de aluminio en el fondo del pozo.
- Los parámetros de *Coring* estarán a cargo del operador de CRASA.
- Circular un tapón viscoso antes de sacar cada carrera.
- En formaciones con intercalaciones de arcilla es de suma importancia el uso de inhibidores de arcilla en concentraciones suficientes. La presencia de arcilla aumenta los riesgos de acuñaamiento del testigo por hinchamiento de las mismas.
- En caso de no tener avance ni torque durante un tiempo prolongado, el operador de corona evaluará las condiciones de manera de sacar herramientas a superficie debido a un posible acuñaamiento.
- La presencia de formación fracturada o cantos rodados aumenta la posibilidad de acuñaamiento del testigo.
- Durante la toma de registros direccionales no se recomienda levantar la herramienta de *Coring*.
- Es recomendable que el contenido de sólido en el lodo no supere el 10% del volumen de manera de tener condiciones favorables para la corona.
- La inclinación máxima del pozo durante la operación de coroneo no debe superar los 15°, para no tener problema de asentamiento del zapato con la corona.
- La instrumentación del equipo de Perforación se debe encontrar en perfecto estado operativo con el fin de poder tener una óptima visualización de los parámetros durante la operación de corte.
- Durante el POOH de la corona es recomendable realizar *flow check* en el zapato y antes de iniciar el desarme de la corona. Controlar que el pozo esté lleno.

4.2.8-Procedimientos operativos.

4.2.8.1-Montaje de sacatestigo.

1. Colocar el Tubo Sacatestigo y prolongación sobre la planchada del equipo.

2. Utilizando el guinche o bandeja del equipo elevar la prolongación de 9 m e introducir en el pozo auxiliar. Retirar la tapa de boca de pozo.
3. Con el elevador y aparejo levantar la prolongación e introducirla en el pozo. Colocar la cuña y collarín 1 metro por debajo de la cabeza elevadora.
4. Aflojar la cabeza elevadora, retirarla y dejarla en superficie. Se sujeta y asegura a través de las eslingas de acero, el tubo sacatestigo desde la planchada e introducirlo en el pozo auxiliar con guinche.
5. Enganchar y levantar con aparejo el tubo sacatestigo. Retirar el protector de rosca, limpiar y lubricar las roscas. Conectar el tubo sacatestigo a la prolongación en boca de pozo.
6. Enrosca con llave cadena hasta hacer tope y torquear con llaves de maniobra entre 9.000 y 12.000 lb/ft.
7. Retirar el collarín. Levantar conjunto con aparejo. Retirar la cuña y descender el conjunto dentro del pozo dejando el último estabilizador a la vista. Colocar la cuña por debajo de las aletas del estabilizador y collarín por encima de éstas.
8. Aflojar la unión de seguridad. Elevar el conjunto unión de seguridad y *swivel* hasta piso de enganche.
9. Se sujeta y asegura a través de las eslingas de acero (eslingar) el tramo de tubo de aluminio de cola de 9 m y elevar verificando que posea protector de rosca en el extremo. Introducirlo dentro del tubo sacatestigo dejando 40 cm sobresaliendo. Colocar la grampa de tubo interior.
10. Quitar el guinche y retirar la cabeza elevadora de tubo interno y dejar en superficie. Bajar el aparejo con conjunto de Unión de seguridad y conectar al segundo tramo de tubo interno, enroscar con llave cadena hasta 400 lb/ft.
11. Elevar el conjunto de unión de seguridad y el tubo interior lo necesario para poder sacar la grampa. Elevar el conjunto de unión de seguridad y el tubo interno hasta el piso de enganche.
12. Se sujeta y asegura a través de las eslingas de acero, el primer tramo de 9 m del tubo sacatestigo verificando que posea el zapato en el extremo. Introducir el conjunto de tubo de aluminio en el tubo sacatestigo dejando sobresalir 40 cm. Colocar la Grampa.
13. Quitar el guinche y retirar la cabeza elevadora. Descender el conjunto Unión de seguridad y el tubo interno de aluminio. Retirar el protector de rosca y conectar con el conjunto de aluminio ubicado en el pozo. Enroscar con la llave cadena hasta 400 lb/ft.

14. Elevar el conjunto de unión de seguridad y el tubo interior lo necesario para poder sacar la grampa. Introducir todo el conjunto (Tubo interior y la unión giratoria) dentro del tubo sacatestigo. Enroscar la Unión de seguridad. Torquear hasta 5000 lb/ft.

15. Retirar el collarín. Elevar el conjunto y retirar la cuña. Continuar elevando a una altura adecuada para retirar el protector de rosca. Colocar la tapa en la boca de pozo.

16. Según el nuevo procedimiento de espaciamiento (ver tabla del Capítulo 4.2.6) verificar la luz entre el tubo sacatestigo y el zapato. Corroborar con la tabla de dilatación de acuerdo a la temperatura del fondo y de la superficie. Si fuera necesario colocar o retirar los anillos espaciadores por arriba del *Swivel*.

17. Colocar el plato de enrosque en la corona y luego enroscarlo al estabilizador inferior. Retirar la tapa de la boca de pozo, y encajar el plato de enrosque en el buje de la *Mesa Rotary*. Torquear la corona a 5500 lb/ft.

18. Levantar el conjunto del tubo Sacatestigo y colocar la tapa en la boca de pozo. Introducir la mano dentro de la corona e intentar girar el tubo interno. Debe girar libremente.

19. Retirar la tapa de la boca de pozo y bajar el conjunto Sacatestigo asentando la cuña debajo de las aletas del estabilizador superior.

20. Retirar la cabeza elevadora de la unión de seguridad y entregar la operación de bajada en el pozo al Encargado de turno del equipo.

21. El operador de CRASA deberá estar presente durante el RIH de *Coring* en el pozo abierto, por si hubiera muestra de asentamiento de la herramienta o alguna situación que indique algo irregular en la maniobra.

22. Según el diámetro, las condiciones y la longitud del pozo abierto, el operador podrá recomendar circular el pozo.

4.2.8.2-Desmontaje de sacatestigo.

1. Elevar el conjunto sacatestigo hasta que aparezca la corona. Colocar la tapa sobre la boca del pozo.

2. Colocar el plato de enrosque sobre la corona. Proceder al desenrosque de la misma con la llave de maniobra. Retirar la corona. Colocar el protector de rosca a la prolongación del tubo sacatestigo.

3. Retirar la tapa de la boca de pozo. Introducir el conjunto al pozo, dejando el segundo estabilizador 1 m por encima de la *Mesa Rotary*. Colocar la cuña y el collarín.

4. Aflojar la unión de seguridad entre el tubo sacatestigo y la prolongación con la llave de maniobra y desenroscar con la llave de cadena.

5. Elevar el tubo sacatestigo y colocar el protector de rosca. Introducir al pozo auxiliar. Desenganchar el elevador del tubo sacatestigo y sujetar a través de las eslingas de acero el tubo sacatestigo con guinche del equipo. Elevar el tubo sacatestigo del pozo auxiliar y colocarlo sobre la planchada.

6. Tomar el guinche de la cabeza elevadora y conectar al tubo de prolongación. Enroscar con la llave cadena y ajustar con la llave de maniobra. Enganchar la cabeza elevadora al elevador y elevar completamente el tubo prolongación.

7. Colocar la tapa de boca de pozo. Introducir el tubo de prolongación dentro del pozo auxiliar. Desenganchar el elevador de la cabeza elevadora del tubo de prolongación. Se sujeta y asegura a través de las eslingas de acero, el tubo de prolongación con el guinche del equipo. Elevar del pozo auxiliar y colocarlo sobre la planchada.

4.2.8.3-Recuperación de sacatestigo.

1. Colocar la cuna en la planchada. Al final de la maniobra, cuando el tubo sacatestigo este en la boca del pozo (aparezca en la *Mesa Rotary*) asentar la cuña debajo de las aletas del estabilizador superior y colocar el collarín por encima de éste.

2. Desenroscar el portamecha o la reducción conectada con el tubo sacatestigo. Retirar la bolita de su asiento con el pesador de bolitas. Colocar la cabeza elevadora en el tubo sacatestigo y ajustar con la llave de maniobra del equipo.

3. Enganchar la cabeza elevadora con el elevador. Aflojar con la llave de maniobra del equipo la unión de seguridad y desenroscar con la llave de cadena. Elevar el conjunto de unión de seguridad y el tubo interno hasta que aparezca la rosca de la unión entre el *swivel* y el tubo de aluminio interno.

4. Colocar la grampa del tubo interno a 1 m debajo de la rosca de unión de seguridad entre el tubo interno y el *swivel*. Desenroscar esta rosca con la llave de cadena y retirar el conjunto *swivel* con el aparejo. Depositar en superficie. Colocar la cabeza elevadora al tubo interno.

5. Colocar la grampa 40 cm por debajo de la rosca de unión de los 9 m. Colocar la guillotina de modo que la cuchilla este por encima de la altura a cortar con el corta tubos.

6. Tomar y colocar el corta tubos y realizar un corte en el lugar predeterminado. Una vez realizado el corte quitar el corta tubos. Sin mover el tubo cortado, ubicar la cuchilla de la guillotina a la altura del corte. Ajustar la grampa de la guillotina y proceder.

7. Elevar la cuna con el aparejo o el guinche y colocar en forma vertical sobre la boca de pozo. Mantener con el aparejo o el guinche en posición vertical. Acoplar el tubo interior a la cuna.

8. Amarrar el tubo interior a la cuna colocando una faja de amarre a 1,5 m sobre la guillotina. Descender la cuna a la planchada. Con el auto elevador llevar la cuna y el testigo a la zona predeterminada para el corte.

9. Retirar la guillotina del tubo interior. Retirar el tubo interno de la cuna y colocar sobre los patines para su posterior corte. Con el auto elevador llevar la cuna nuevamente a la planchada.

10. Elevar la cuna con el aparejo o el guinche y colocar en forma vertical sobre la boca del pozo. Mantener con el aparejo o el guinche en la posición vertical. Se sujeta y asegura con el guinche la grampa del tubo interior (verificar las eslingas y los grilletes certificados)

11. Acoplar el tubo interior a la cuna, guiando el tubo interno de tal manera que la grampa quede enganchada a los soportes de la cuna. Amarrar el tubo interno a la cuna colocando una faja de amarre a 1,5 m sobre la guillotina.

12. Descender la cuna a la planchada. Con el auto elevador llevar la cuna y los testigos a la zona predeterminada para el corte. Retirar la grampa del tubo interior. Retirar el tubo interno de la cuna y colocar sobre los patines para su posterior corte.

4.2.8.4-Bajada de herramienta en pozo.

1. Bajando en el pozo, se debe asegurar de llenar la tubería cada 15 tiros (450 m). Este procedimiento se debe hacer con la bomba a mínimo caudal, hasta que se observe el aumento de presión o haya retorno de lodo por zaranda.

2. Al llegar al zapato, esperar instrucciones del *Company Man* y/o personal de CRASA, conectar el *Top Drive* y circular para romper los geles durante 10 minutos.

3. En el pozo abierto, se continúa bajando la tubería y llenando cada 12 tiros (350 m). En caso de que se necesite repasar el pozo con la corona, debe ser supervisada por el operador de corona.

4. En los últimos 3 tiros para tocar el fondo conectar el *Top Drive*, circular con 180 gpm y 30 rpm. Seguir bajando hasta verificar el fondo con 5 klbs.

4.2.8.5-Toma de corona.

1. Al conectar el último tiro con la cual se toca el fondo, se conecta el *Top Drive*. Se rompe la circulación, se verifica el fondo del pozo, se circula con 180 gpm para homogenizar el lodo y asegurar que el fondo del pozo este limpio.

2. Se procede a la toma de parámetros de referencia, caudal y presión fuera del fondo, se toman torques a 60, 80 y 100 RPM, pesos de la sarta subiendo y bajando, y estático.

3. Se verifica el fondo, se fija los parámetros iniciales de toma de la corona, se marca la tubería cada medio metro y se inicia el corte con parámetros moderados. Se debe llevar un registro cada medio metro de todos los parámetros operacionales.

4.2.9-Contingencias.

En la tabla 19, se presenta el manejo frente a posibles contingencias.

Tabla 19. Contingencias y sus manejos. Fuente: Información brindada por CRASA.

Contingencias.	Manejo.
La tubería apoya en pozo abierto durante viaje al fondo.	Se limpia el punto apretado, bajo la supervisión del operador de Corona quien determinará los parámetros a utilizar.
Acuñamiento.	Sacar tubería para recuperar lo cortado.
Patada de pozo.	Se para la corona, se corta la muestra, se levanta la sarta y se entrega el pozo al <i>Company Man</i> para que coordine el procedimiento definido para el caso. El operador de la corona, presta el soporte requerido en cuanto al manejo de las herramientas de <i>Coring</i> .
Pérdida de circulación.	Se para operación, se corta corona, se levanta la sarta y se entrega el pozo al <i>Company Man</i> para que coordine el procedimiento definido para el caso. El operador de la corona, presta soporte requerido en cuanto al manejo de las herramientas de <i>Coring</i> . Es recomendable bombear 80 lbs/bbl de material obturante de medio a fino. Bombear material obturante más grande puede tapar las boquillas de la corona y no poder circular por directa.
Pega de tubería.	Se entrega el pozo al <i>Company Man</i> para que coordine el procedimiento definido para el caso. El operador de corona presta el soporte requerido en cuanto al manejo de las herramientas de <i>Coring</i> . En el caso que se deba desvincular el BHA de <i>Coring</i> , bajo la supervisión del operador de corona se procederá a desvincular la unión de seguridad.

4.2.9.1-Acuñamiento de testigo.

Se denomina acuñamiento cuando el testigo deja de avanzar dentro del tubo de aluminio durante el rotado de la formación. El acuñamiento que no se evidencia a tiempo desencadena en pérdida de la formación.

Mayormente el indicio de acuñamiento de testigo es por falta de avance y falta de torque en la corona.

El acuñamiento se puede deber a 3 factores:

- Por hidratación de arcillas: El testigo aumenta de volumen una vez dentro del tubo que lo contiene, hasta el punto de formar un tapón que no puede ser desplazado hacia arriba.
- Por aumento de volumen por gas en roca: El testigo aumenta de volumen por expansión del gas que se encuentra en la roca.
- Por roca fracturada o conglomerados: El testigo se encuentra altamente fracturado o es un conglomerado de clastos voluminoso. A medida que va ingresando

el testigo al tubo interior, algunos de los trozos de roca o clastos se desacomodan formando una cuña que impide el ingreso del testigo al tubo.

4.2.10-Manipuleo de testigos en superficie.

4.2.10.1-Uso de *core-cradle* para operaciones de recuperación de testigos.

4.2.10.1.1-Objetivo.

Proporcionar un procedimiento seguro para el uso de una cuna en el traslado de testigos.

4.2.10.1.2-Introducción.

La posición de la cuna está diseñada para sujetar fácilmente los tubos interiores completos en el piso de perforación y así garantizar un fácil transporte a la zona donde se comenzará con el corte del mismo. La cuna tiene 2 puntos de elevación certificados: 1 punto de elevación para elevar con el guinche y/o aparejo y otro para realizar el desplazamiento con una retenida. Los métodos de elevación utilizados van a depender del tipo de equipo de perforación y la disponibilidad de equipos de elevación. Solo se utiliza los puntos de elevación certificados, cualquier otro método podría poner en riesgo la integridad del testigo y las personas involucradas.

4.2.10.1.3-Desarrollo.

1. Elevar la cuna con el Aparejo o el guinche y colocar en forma vertical sobre la boca del pozo.
2. Acoplar el tubo interior a la cuna, guiando el tubo de manera correcta para su amarre.
3. Amarrar el tubo interior a la cuna colocando una faja a 1.5 m de cada extremo.
4. Descender cuna en plano inclinado, en un extremo con el guinche y el otro extremo con una retenida.
5. Obtener el plano horizontal y depositar en la planchada, desplazar con el auto elevador a la zona predeterminada para el corte.
6. Retirar las cabezas elevadoras de los extremos del tubo.

7. Retirar el tubo interior de la cuna y colocar sobre los patines para su posterior corte.
8. Llevar la cuna nuevamente a la planchada.
9. Elevar la cuna con el aparejo o el guinche y colocar en forma vertical sobre la boca de pozo. (Verificar las eslingas y los grilletes certificados).
10. Repetir pasos para las siguientes carreras.

4.2.10.1.3-Consideraciones generales.

- El Operador, solo será responsable de la coordinación y verificación de las actividades detalladas, no respondiendo por factores o personas externas al proceso de Descenso/Ascenso de la cuna en Operaciones de Extracción de Testigos.

4.2.10.2-Corte de testigo.

- El operador encargado de las operaciones de *Core Handling* deberá realizar la correspondiente charla de seguridad antes de cada operación.
- La zona de corte deberá estar demarcada para el resto del personal ajeno a la operación de *Core Handling*. Para no generar contaminación en la zona de corte se deberá colocar una manta o plástico de Nylon.

4.2.10.2.1-Procedimiento para el corte del testigo.

1- Realizar charla de seguridad con el personal involucrado (personal de operadora, control geológico, personal de equipo).

2- Sacar cuidadosamente el *Shear Boot Clamp* (base del tubo de aluminio) de la figura 40, y el *Lifting Sub* (techo del tubo de aluminio) de la figura 38. Para el desenrosque es conveniente utilizar una llave Stillson y una llave de cadena de contra. El testigo que se encontraba en el *Shear Boot Clamp* se deberá colocar sobre el suelo en la misma línea del tubo de aluminio y en la posición donde se encontraba en el *Shear Boot Clamp*, sin modificar el sentido original de la muestra.

3- En caso de haber espacio en el techo del tubo de aluminio, desplazar el testigo para que la muestra que se extrajo del *Shear Boot Clamp* pueda ser colocada en la base

del tubo de aluminio. Caso contrario cortar un nuevo tubo de aluminio para alojar la muestra y enroscarla en la base del tubo de aluminio.

4- Limpiar con solvente la superficie del tubo de aluminio.

5- Realizar el marcado *Red-right* de base a techo. Colocar profundidad general de base y techo.

6- Realizar el marcado cada un metro sobre el tubo de aluminio. Colocar la profundidad de la base y el techo de cada tramo.

7- Probar sentido de sensitiva e inspeccionar instalación de la misma.

8- Cortar cuidadosamente cada un metro el tubo de aluminio. No debe haber personal en un radio de 2 m, salvo el operador de *Core Handling*.

9- En caso que la operadora solicite extraer un chip de cada muestra, entregar el testigo a control geológico. Caso contrario pasar a paso 10.

10- Una vez cortado el testigo colocar la tapa protectora y encintar para su protección. Luego colocar la etiqueta facilitada por CRASA completando la correspondiente información. Por último, colocar cada muestra de testigo en un cajón de madera previsto por CRASA.

En cada cajón se deberá colocar:

- Nombre de pozo.
- Profundidades de techo y base.
- Número de carrera.
- Número de muestra.

Nota: los procedimientos de corte descritos pueden variar para la marcación de los testigos y los cajones según las solicitudes de cada operadora.

CAPÍTULO 5: Resultados/ Contingencias/ Modificaciones.

5.1-Detalles y secuencia del trabajo operativo de la primera carrera.

El día 1 se arma BHA de *Coring* de 27 metros en boca de pozo.

El día 2 durante el RIH del BHA de *Coring* a la salida del *casing* se observa asentamiento de la corona en pozo abierto. Se procede a realizar maniobra de *rotary* con el BHA de *Coring* para pasar la zona de asentamiento. Se debe realizar maniobra *rotary* desde salida de zapato hasta 2016 mbbp. Luego se debe volver a repasar desde 2044 mbbp hasta el punto corona en 2323 mbbp.

A las 10:30 hs se comienza con la operación de coroneo de formación con parámetros normales promedio de WOB 6 tn, RPM 60, caudal 300 gal/min y torque de 5500 lbs/ft.

A los 14 metros perforados con corona, en 2327,5 mbbp se observa caída de 200 psi por directa y disminuye el torque. Los cronogramas con los parámetros asociados a la operación de la primera carrera se encuentran en la Tabla 20.

Tabla 20. Cronogramas y parámetros de la carrera número 1.

Intervalo [m]	Profundidad [mbbp]	Hora	Tiempo [min]	Presión [psi]	Torque [lb-in]	Emb/min	WOB [tn]	Rotación [rad/seg]	Caudal [gpm]
0	2323	10:30:00		905	3500	61	2	60	300
0,5		11:24:00	54	890	4110	61	6	60	300
1	2324	11:44:00	20	883	4800	61	7,5	60	302
1,5		11:58:00	14	867	4696	61	7,5	60	302
2	2325	12:07:00	9	861	3917	61	7,5	60	302
2,5		12:20:00	13	880	5290	61	7	60	302
3	2326	12:30:00	10	895	4050	61	7	60	302
3,5		13:06:00	36	883	4480	61	7	60	302
4	2327	13:14:00	8	890	4670	61	7,5	65	302
4,5		13:19:00	5	893	5070	61	7	65	302
5	2328	13:22:00	3	888	6167	61	7	65	302
5,5		13:26:00	4	879	6092	61	7	65	302
6	2329	13:37:00	11	870	5700	61	6	65	302
6,5		13:51:00	14	865	6040	61	6	65	302
7	2330	13:55:00	4	877	6531	61	6	65	302
7,5		14:00:00	5	875	6000	61	6	65	302
8	2331	14:06:00	6	870	5664	61	6	65	302
8,5		14:13:00	7	870	5769	61	6	65	302
9	2332	14:37:00	24	869	5960	61	6	65	302
9,5		14:43:00	6	867	6035	61	6	65	302
10	2333	14:50:00	7	868	5544	61	6	65	302
10,5		14:56:00	6	882	6156	61	6	65	302
11	2334	15:00:00	4	875	6043	61	6	65	302
11,5		15:09:00	9	871	4800	61	6	65	302
12	2335	15:14:00	5	870	4700	61	6	65	302
12,5		15:19:00	5	888	4523	61	6	65	302
13	2336	15:23:00	4	891	4800	61	6	65	302
13,5		15:27:00	4	889	4719	61	6	65	302
14	2337	15:34:00	7	873	4500	61	6	65	302
	2327,5	15:45:00		602	2300	61	6	65	302
Retiro de herramienta.									
Observaciones: Baja presión.									



Se procede a comunicar la situación a CM quien autoriza sacar la herramienta para revisión.

En superficie se observa la herramienta dañada quedando en pesca 3 tubos sacatestigos de 6,75" OD, 3 estabilizadores de 8 3/8" OD y corona 8,5" OD, longitud aproximada de herramienta 27,3 m. Se recupera la unión de seguridad 6 3/4" OD y el estabilizador 8 3/8" OD. La rotura se produce por debajo de la rosca box en la conexión entre el estabilizador 8 3/8" OD recuperado y el sacatestigo 6 3/4" OD observándose deformación por sobre torque en todas las conexiones recuperadas.

En la Tabla 21 se muestra el detalle en el BHA donde se produjo la rotura del tubo sacatestigo 6 3/4" OD.

Tabla 21. Diseño del BHA de Coring utilizada en la carrera número 1 con ubicación de la fractura.

Fuente: Manual CRASA modificado.

Bottom assembly with core barrel and corebit.									
External Tools	Internal Tools	#	Description	ID (pulg)	OD (pulg)	Long (mts)	Sum (mts)	Top Conn	Bottom Con
		1	CoreBit	4	8,5	0,37	0,37	Acme 6fpp Box	
		2	Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	0,98	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		3	Core barrel	5,37	6,75	8,54	9,52	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		4	Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	10,13	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		5	Core barrel	5,37	6,75	8,54	18,67	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		6	Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	19,28	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		7	Core barrel	5,37	6,75	8,54	27,82	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		8	Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	28,43	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		9	Safety Joint	2,68	6,75	0,61	29,04	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		10	Top Sub	2,68	6,75	0,37	29,41	NC 50 Box	Acme 6fpp Pin

Herramientas recuperadas en la operación de la primera carrera se encuentra detallado en la tabla 22.

Tabla 22. Herramientas recuperadas en la carrera número 1. Fuente: Elaboración propia.

Descripción.	ID [Pulg]	OD [Pulg]	Longitud [m]	Suma [m]
Top Sub.	2,68	6,75	0,37	0,37
Safety Joint.	2,68	6,75	0,61	0,98
Stabilizer Blade.	5,37	8,37	0,61	1,59

Adicionalmente se recupera toda la tubería interna que contiene la muestra de la formación del tramo perforado, debido a la unión de seguridad.

En la Tabla 23 se presenta las herramientas que quedaron en pesca en la operación de la primera carrera.

Tabla 23. Herramientas que quedaron en pesca de la carrera número 1. Fuente: Elaboración propia.

Descripción.	ID [Pulg]	OD [Pulg]	Longitud [m]	Suma [m]
Core Barrel.	5,37	6,75	3,96	3,96
Barrel	5,37	6,75	0,61	4,57
Core Barrel	5,37	6,75	3,96	8,53
Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	9,14
Core Barrel.	5,37	6,75	3,96	13,1
Barrel	5,37	6,75	0,61	13,71
Core Barrel	5,37	6,75	3,96	17,67
Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	18,28
Core Barrel.	5,37	6,75	3,96	22,24
Barrel	5,37	6,75	0,61	22,85
Core Barrel	5,37	6,75	3,96	26,81
Stabilizer Blade	5,37	8,37	0,61	27,42
Core Bit	4	8,5	0,37	27,8

El tercer día, se procede a realizar maniobra de recuperación de pesca realizando carrera de rectificación de punto de pesca con fresa y luego dos carreras consecutivas con pescadores OS mecánicos de distintos diámetros. En la primera carrera con pescador OS mecánico 8 3/8” OD se vincula a la pesca positivamente y se procede a sacar la pesca a superficie, sin embargo, en 1.934 mbbp se maniobra reiteradas veces por tensión. Se recupera la herramienta y se observa pesca negativa. Se procede a bajar pescador OS mecánico de 8 1/8” OD, se vincula a pesca positivamente y se procede a realizar maniobra con tijera. Se observa la liberación de pesca y se procede a sacar las herramientas a superficie. En superficie se observa pesca positiva.

Imágenes de las herramientas recuperadas después de la pesca (Figura 64).



Figura 64. Uniones de las herramientas recuperadas después de la pesca.

Fuente: Brindadas por CRASA.

Una vez recuperada la pesca se procedió a destorquear las herramientas y se observó abocardamiento en todas las conexiones box del BHA de *Coring* (Figura 65).



Figura 65. Conexiones Pin y Box de los tubos externos recuperados después de la pesca. **Fuente:** Brindadas por CRASA.

Al Core Barrel 6 3/4" OD que se dañó en la conexión superior Box al igual que el resto del BHA de *Coring* se le realizó ensayos no destructivos de partículas húmedas fluorescentes

bajo norma, por medio de una compañía de inspección tercerizada, en conexiones Pin y Box dando APTO en todos los casos y avalado por certificados de todas las inspecciones. Adicionalmente, del registro de gestión de CRASA se obtiene las horas acumuladas y donde se utilizó la herramienta del tubo sacatestigo 6 ¾" OD que se dañó, y figura en el registro que se utilizó únicamente en el pozo en cuestión. En este pozo figura 2,3 hs que es la cantidad de tiempo que el BHA estuvo en modo *Rotary* trabajando en fondo de pozo. Por lo tanto, el *Core Barrel* 6 ¾" OD que se dañó no tuvo actividad hasta este pozo, por lo cual tanto las conexiones como el tubo tenían 0 hs acumuladas previo a esta operación.

5.2-Programa de contingencia

Tras realizar la primera carrera de 14 metros y la recuperación de pesca positiva obteniendo también en superficie los 14 metros de testigo corona, se procede a modificar algunos de los puntos del programa de pozo que se plantearon en el Capítulo 4. Se realiza un nuevo cambio de programa debido a los resultados obtenidos en la primera carrera. Ya que el diseño del BHA de *Coring*, las dimensiones y rigidez no fue lo apropiado para el caso. Este nuevo programa se diseñará para abordar las próximas carreras de extracción de testigo corona asegurando el cumplimiento efectivo y eficiente del servicio.

5.2.1-Objetivo y datos relevantes del pozo.

El objetivo es extraer 121 metros de testigos de la Formación Vaca Muerta desarrollando la operación con cero (0) incidentes de trabajo y medio ambiente, minimizando el tiempo operativo del equipo.

Dada la experiencia de la primera carrera se propone flexibilizar el BHA de *Coring*, bajando corona de 7 7/8" x 4" y reemplazando el ultimo STB del ensamblaje por camisa lisa de 6,75" OD. Para ello se programó extraer 4 carreras por 27 metros mediante sistema barril 250 P.

Para la etapa de *Core Handling* se requiere corte, marcado, preservación con parafina (40 centímetros cada 2 metros) y transporte a repositorio de la empresa X en Y.

5.2.2-Datos relevantes de *Coring*.

En la tabla 24, están los datos relevantes de *Coring* para las siguientes carreras.

Tabla 24. Datos relevantes para las siguientes carreras para el servicio de *Coring*.

Tipo de BHA Coring	90 ft	Tipo de Coring	Convencional
Profundidad de Coring	2337 mbbp	Carreras	4 x 27 metros
Profundidad de zapato	2000 mbbp	Diámetro de pozo	8 ½"
Formación	Vaca Muerta	Diámetro de Core Bit	7 7/8" x 4"

5.2.3-Parámetros de la operación.

De acuerdo a la primera corona que se extrajo y experiencia adquirida en coronas anteriores con el mismo objetivo, se espera que los parámetros de operación estén en los rangos de la tabla 25.

Tabla 25. Parámetros operativos para las carreras 2, 3, 4 y 5.

WOB [klbs]	4-25
RPM	40-100
Caudal [gpm]	80-350



5.2.4-Diagrama de herramienta propuesto.

Considerando los parámetros de operación de la primera carrera, el daño de la herramienta con la pesca que se tuvo que realizar, así como los datos del pozo proporcionados por la empresa X, y tomando en cuenta la nueva especificación de la corona de 7 7/8" x 4" con un OD inferior al de la corona anterior, se procederá a diseñar una nueva propuesta para el BHA de *Coring*.

Debido a que se observa que el pozo no presenta una buena calibración o revoque en las paredes del pozo, el BHA de *Coring* original propuesto es rígido y se asienta la herramienta cuando se quiere profundizar. Tener en cuenta que el Core Bit es de 8 ½" y los estabilizadores se colocan cada 9 m de 8 3/8". Esto genera que el BHA de *Coring* sea muy rígido y no permita generar flexión.

Para ello se propone un BHA de *Coring* más flexible con corona 7 7/8" y estabilizadores de 7 ¾". Al tener un pozo de 8 ½" este nuevo diseño, como se observa en la tabla 26, va a permitir ser más flexible y profundizar sin problema hasta el punto de coroneo.

Tabla 26. Diseño del BHA de Coring propuesto para las carreras 2 a 5. Fuente: Manual CRASA modificado.

Bottom assembly with core barrel and corebit.									
External Tools	Internal Tools	#	Description	ID (pulg)	OD (pulg)	Long (mts)	Sum (mts)	Top Conn	Bottom Con
		1	CoreBit	4	7,87	0,37	0,37	Acme 6fpp Box	
		2	Stabilizer Blade	5,37	7,75	0,61	0,98	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		3	Core barrel	5,37	6,75	3,96	4,94	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		4	Core barrel	5,37	6,75	0,61	5,55	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		5	Core barrel	5,37	6,75	3,96	9,51	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		6	Stabilizer Blade	5,37	7,75	0,61	10,12	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		7	Core barrel	5,37	6,75	3,96	14,08	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		8	Core barrel	5,37	6,75	0,61	14,69	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		9	Core barrel	5,37	6,75	3,96	18,65	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		10	Stabilizer Blade	5,37	7,75	0,61	19,26	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		11	Core barrel	5,37	6,75	3,96	23,22	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		12	Core barrel	5,37	6,75	0,61	23,83	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		13	Core barrel	5,37	6,75	3,96	27,79	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		14	Core barrel	5,37	6,75	0,61	28,4	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		15	Safety Joint	2,68	6,75	0,61	29,01	Acme 6fpp Box	Acme 6fpp Pin
		16	Top Sub	2,68	6,75	0,37	29,38	NC 50 Box	Acme 6fpp Pin

Los conjuntos *Core Barrel* 6,75" OD x 5,37" ID van preensamblados de base, sin embargo, se recomienda verificar los torques de conexión en boca de pozo.

5.2.5-Core Bit propuesto.

La corona CP 1446 (Figura 66), está diseñada para tomar testigos de 4" para formaciones de abrasión media.

No dispone de descargas frontales por lo que se aplica a formaciones consolidadas.

Las descargas frontales son opcionales.

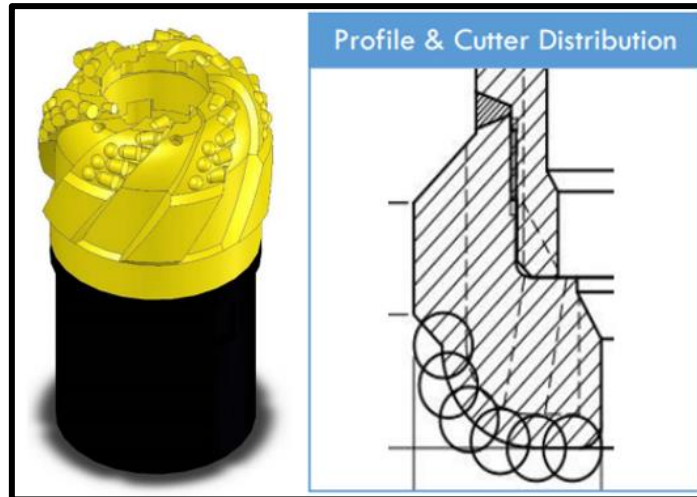


Figura 66. Core Bit propuesto para las carreras 2 a 5, con su perfil y distribución de cortadores. Fuente: Catálogo de coronas de CRASA.

En la tabla 27, se puede apreciar las especificaciones técnicas de la broca de la figura 66.

Tabla 27. Especificaciones técnicas del Core bit propuesto para las carreras 2 a 5. Fuente: Catálogo de coronas de CRASA.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Size	7 7/8" x 4"
Part Number	20.415.483
Cutter Type	PDC
Number of Cutters	24
Cutters Size	1/2"
Body	Matrix
Profile	Parabolic Long
Number of Blades	6
Front Discharges	-
Gage Length OD	2.56"
Gage Length ID	0.38"
TFA Ports	-
TFA ID	0.45 inch ²
Junk Slot Area	4.16 inch ²

En la tabla 28, se puede observar los parámetros recomendados de operación por catálogo de la broca de la figura 66.

Tabla 28. Parámetros recomendados de operación con el Core Bit propuesto para las carreras 2 a 5. **Fuente:** Catálogo de coronas de CRASA.

PARAMETROS RECOMENDADOS DE OPERACION			
	Min.	Máx.	w/Motor
Flow Rate (GPM)	90	350	
Rotation (RPM)	60	250	> 250
Weight (x1 000 lbs)	5	35	

5.2.6-Recomendaciones operativas.

- A las recomendaciones operativas del programa anterior se añaden las recomendaciones que siguen a continuación.
- La corona no está diseñada para calibración de pozo durante el RIH, por lo cual se recomienda una óptima calibración de pozo. Para este caso en donde el pozo tiene un dog leg de 6°/30 m aproximadamente no se recomienda calibrar corona. La corona no se recomienda calibrar debido a que no está diseñada para asentar demasiado peso. Al tener un orificio en el centro por donde ingresa el testigo, al asentar peso la fuerza la generan los laterales de la corona. En ese caso, si se repasa una sección podría fisurar los orificios laterales de descarga y la matriz. Tener en cuenta que el BHA en modo deslizamiento tolera un dog leg de 4°/10 m, sin embargo, en modo rotatorio la tolerancia es de 1,4°/10 m.
- Debido a la operación de pesca del 250 P donde hubo maniobra de rectificado de punto de pesca, se recomienda bajar a normalizar el fondo con trépano. De manera de asegurarse que no haya restos de metales en el fondo lo cual pueda ocasionar el daño prematuro de la corona.
- El BHA propuesto no es de acuerdo a las buenas prácticas, debido que la columna no es rígida. Dada la flexibilidad del BHA es recomendable realizar la operación de corona a mínimo peso para lograr avance según recomendación del operador a cargo. Cargar con demasiado peso la corona para lograr mayor ROP, generaría el pandeo del conjunto externo de *Coring* produciendo desde fallas inducidas en los testigos hasta daño en los elementos internos.

5.3-Posterior al trabajo operativo con el nuevo programa.

5.3.1-Cronos y parámetros de cada carrera.

Los cronogramas con los parámetros asociados a las operaciones posteriores a la primera carrera se muestran en las Tablas 29 a 32.

Tabla 29. Cronogramas y parámetros de la carrera número 2.

Intervalo [m]	Profundidad [mbbp]	Hora	Tiempo [min]	Presión [psi]	Torque [lb-in]	Emb/min	WOB [tn]	Rotación [rad/seg]	Caudal [gpm]
0	2337	10:36:00	X	990	4480	61	1	50	300
0,5		11:03:00	27	1066	3932	61	6	65	300
1	2338	11:19:00	16	1068	4500	61	7	65	300
1,5		11:46:00	30	1070	4250	61	7	65	300
2	2339	12:28:00	42	1044	3500	61	8	65	300
2,5		13:27:00	59	1130	4600	61	6	65	300
3	2340	13:37:00	10	1130	5200	61	9	65	300
3,5		13:47:00	10	1115	6000	61	9	65	300
4	2341	13:56:00	9	1124	4800	61	9	65	300
4,5		14:10:00	14	1125	4600	61	7	65	300
5	2342	14:19:00	9	1108	4837	61	7	65	300
5,5		14:27:00	8	1100	4695	61	8	65	300
6	2343	14:36:00	9	1091	4820	61	7,5	65	300
6,5		14:43:00	7	1070	4420	61	9	65	300
7	2344	14:52:00	9	1030	5513	61	8	65	300
7,5		14:59:00	7	1070	5200	61	7,8	65	300
8	2345	15:06:00	7	1075	4800	61	8,2	65	300
8,5		15:13:00	7	1075	4200	61	8	65	300
9	2346	15:20:00	7	1050	4800	61	8,5	65	300
9,5		15:27:00	7	1050	4790	61	7,2	65	300
10	2347	15:34:00	7	1050	4700	61	9	65	300
10,5		15:41:00	7	1070	4700	61	8	65	300
11	2348	15:47:00	6	1070	4700	61	8	65	300
11,5		15:56:00	9	1090	4700	61	9	65	300
12	2349	16:03:00	7	1120	4300	61	9	65	300
12,5		16:10:00	7	1150	4700	61	9	65	300
13	2350	16:17:00	7	1130	4600	61	9	65	300
13,5		16:27:00	10	1150	4800	61	9	65	300
14	2351	16:37:00	10	1130	4200	61	9	65	300
14,5		16:54:00	17	1120	4300	61	10	65	300
15	2352	17:01:00	7	1120	4300	61	9	65	300
15,5		17:07:00	6	1085	4600	61	8	65	300
16	2353	17:14:00	7	1072	4600	61	9	65	300
16,5		17:20:00	6	1070	4500	61	9	65	300
17	2354	17:27:00	7	1070	4400	61	9	65	300
17,5		17:33:00	6	1070	4300	61	9	65	300
18	2355	17:40:00	7	1085	4300	61	9	65	300
18,5		17:46:00	10	1093	4500	61	9	65	300
19	2356	17:51:00	5	1095	4724	61	9	65	300
19,5		18:00:00	9	1130	4031	61	10	65	300
20	2357	18:10:00	10	1113	4159	61	11	65	300
20,5		18:25:00	15	1096	4278	61	10	65	300
21	2358	18:42:00	17	1085	4318	61	10	65	300
21,5		18:58:00	16	1073	4555	61	10	65	300
22	2359	19:08:00	10	1071	4235	61	9	65	300
22,5		19:19:00	11	1096	4238	61	9	65	300
23	2360	19:40:00	21	1117	4072	61	9	65	300
23,5		19:56:00	16	1069	4025	61	10	65	300
24	2361	X	60	1054	4121	61	10	65	300
24,5		21:12:00	12	1053	4192	61	10	65	300
25	2362	21:23:00	11	1045	4343	61	10	65	300
25,5		21:43:00	10	1046	4023	61	11	65	300
26	2363	22:17:00	34	1113	4212	61	10	65	300
26,5		23:05:00	48	1075	3756	61	10	65	300
27	2364,29	23:32:00	27	1052	4174	61	10	65	300

Tabla 30. Cronogramas y parámetros de la carrera número 3.

Intervalo [m]	Profundidad [mbbp]	Hora	Tiempo [min]	Presión [psi]	Torque [lb-in]	Emb/min	WOB [tn]	Rotación [rad/seg]	Caudal [gpm]
0	2364,3	23:40:00	X	1070	4012	66	2	60	300
0,5		23:51:00	11	1130	4013	66	4	60	300
1	2365,3	0:10:00	19	1160	4900	66	6	65	300
1,5		0:26:00	16	1150	4150	66	6	65	300
2	2366,3	0:32:00	6	1160	5125	66	6	65	300
2,5		0:37:00	5	1150	5712	66	6	65	300
3	2367,3	0:43:00	6	1150	5971	66	6	65	300
3,5		0:50:00	7	1150	6850	66	6	65	300
4	2368,3	0:59:00	9	1140	577	66	6	65	300
4,5		1:09:00	10	1120	6000	66	5	65	300
5	2369,3	1:17:00	8	1150	6370	66	5	65	300
5,5		1:25:00	8	1150	6272	66	5	65	300
6	2370,3	1:34:00	9	1170	5853	66	5	65	300
6,5		1:43:00	9	1150	6080	66	5	65	300
7	2371,3	1:56:00	13	1170	5521	66	6	65	300
7,5		2:06:00	10	1190	5599	66	6	65	300
8	2372,3	2:17:00	11	1170	5102	66	6	65	300
8,5		2:24:00	7	1180	5134	66	5	65	300
9	2373,3	2:31:00	7	1180	5400	66	6	65	300
9,5		2:43:00	12	1160	5670	66	4	65	300
10	2374,3	2:52:00	9	1120	4553	66	3	65	300
10,5		2:59:00	7	1160	4591	66	4	65	300
11	2375,3	3:07:00	7	1130	4817	66	5	65	300
11,5		3:13:00	6	1130	5984	66	4	65	300
12	2376,3	3:20:00	7	1160	5078	66	4	65	300
12,5		3:26:00	6	1160	5155	66	4	65	300
13	2377,3	3:31:00	5	1140	6353	66	7	65	300
13,5		3:50:00	19	1150	4500	66	4	65	300
14	2378,3	3:57:00	7	1130	4700	66	5	65	300
14,5		4:04:00	7	1160	5900	66	4	65	300
15	2379,3	4:10:00	6	1160	5600	66	4	65	300
15,5		4:15:00	5	1170	4600	66	6	65	300
16	2380,3	4:21:00	6	1150	5200	66	4	65	300
16,5		4:28:00	7	1169	4200	66	5	65	300
17	2381,3	4:38:00	10	1150	4700	66	4	65	300
17,5		4:45:00	7	1160	4200	66	4	65	300
18	2382,3	4:51:00	6	1160	5200	66	5	65	300
18,5		4:56:00	7	1150	4100	66	5	65	300
19	2383,3	5:05:00	7	1150	4150	66	6	65	300
19,5		5:11:00	6	1150	5180	66	4	65	300
20	2384,3	5:17:00	6	1160	5000	66	5	65	300
20,5		5:23:00	6	1160	4600	66	3	65	300
21	2385,3	5:29:00	6	1160	5600	66	4	65	300
21,5		5:36:00	7	1150	4600	66	5	65	300
22	2386,3	5:42:00	6	1150	5600	66	5	65	300
22,5		5:48:00	6	1150	4300	66	4	65	300
23	2387,3	5:56:00	6	1150	5100	66	4	65	300
23,5		6:06:00	10	1150	4600	66	5	65	300
24	2388,3	6:16:00	10	1150	6100	66	6	65	300
24,5		6:23:00	7	1120	6100	66	5	65	300
25	2389,3	6:33:00	10	1150	4500	66	6	65	300
25,5		6:55:00	22	1150	4600	66	6	65	300
26	2390,3	7:08:00	13	1150	6100	66	6	65	300
26,5		7:16:00	8	1150	4800	66	9	65	300
27	2391,87	7:30:00	14	850	4200	66	6	65	250

Tabla 31. Cronogramas y parámetros de la carrera número 4.

Intervalo [m]	Profundidad [mbbp]	Hora	Tiempo [min]	Presión [psi]	Torque [lb-in]	Emb/min	WOB [tn]	Rotación [rad/seg]	Caudal [gpm]
0	2391,87	6:49:00	X	1120	4000	61	6	50	300
0,5		7:00:00	11	1159	5200	61	7	65	300
1	2392,87	7:07:00	7	1160	4400	61	7	65	300
1,5		7:17:00	10	1160	5500	61	6	65	300
2	2393,87	7:24:00	7	1160	4600	61	7	65	300
2,5		7:32:00	8	1160	4200	61	6	65	300
3	2394,87	7:39:00	7	1150	4500	61	9	65	300
3,5		7:48:00	9	1160	4900	61	6	65	300
4	2395,87	7:57:00	9	1150	4500	61	7	65	300
4,5		8:05:00	8	1130	4900	61	7	65	300
5	2396,87	8:11:00	6	1150	5990	61	6	65	300
5,5		8:20:00	9	1129	5700	61	6	65	300
6	2397,87	8:28:00	8	1100	4600	61	6	50	300
6,5		8:36:00	8	1160	4010	61	7	50	300
7	2398,87	8:43:00	7	1160	5300	61	7	55	300
7,5		8:50:00	7	1160	5200	61	6	55	300
8	2399,87	8:58:00	8	1160	4800	61	6	55	300
8,5		9:08:00	10	1190	4300	61	6	55	300
9	2400,87	9:15:00	7	1160	4100	61	7	55	300
9,5		9:23:00	8	1170	4600	61	7	55	300
10	2401,87	9:31:00	8	1160	5200	61	7	55	300
10,5		9:49:00	18	1150	4800	61	6	55	300
11	2402,87	9:59:00	10	1130	5100	61	6	55	300
11,5		10:21:00	22	1130	4700	61	6	55	300
12	2403,87	10:30:00	9	1120	5600	61	7	55	300
12,5		10:50:00	20	1120	5500	61	10	55	300
13	2404,87	11:13:00	23	1120	3900	61	10	55	300
13,5		11:29:00	16	1180	5200	61	10	55	300
14	2405,87	11:43:00	14	1120	5800	61	10	55	300
14,5		11:53:00	10	1110	6000	61	8	55	300
15	2406,87	12:04:00	11	1100	5200	61	10	55	300
15,5		12:22:00	18	1110	5880	61	10	55	300
16	2407,87	12:39:00	15	1080	6000	61	10	57	300
16,5		12:53:00	14	1090	4300	61	10	57	300
17	2408,87	13:05:00	12	1120	5720	61	9	63	300
17,5		13:15:00	10	1120	5740	61	10	63	300
18	2409,87	13:25:00	10	1120	5350	61	9	63	300
18,5		13:49:00	14	1180	4770	61	9	63	300
19	2410,87	14:00:00	11	1185	4600	61	9	63	300
19,5		14:12:00	12	1170	5300	61	9	63	300
20	2411,87	14:22:00	10	1170	4900	61	9	63	300
20,5		14:35:00	13	1180	4500	61	9	63	300
21	2412,87	14:49:00	14	1090	5551	61	10	63	300
21,5		14:59:00	10	1120	5120	61	10	63	300
22	2413,87	15:19:00	20	1130	5000	61	9	63	300
22,5		15:33:00	14	1149	5380	61	10	63	300
23	2414,87	15:45:00	12	1150	4550	61	9	63	300
23,5		16:02:00	17	1150	4420	61	9	63	300
24	2415,87	16:20:00	18	1140	4990	61	10	63	300
24,5		16:32:00	12	1120	4760	61	9	63	300
25	2416,87	16:55:00	23	1110	4280	61	11	63	300
25,5		17:05:00	10	1120	4443	61	8	63	300
26	2417,87	17:16:00	11	990	4590	61	9	63	280
26,5		17:25:00	9	810	4520	61	9	63	280
27	2418,87	17:35:00	10	830	4500	61	9	63	250

Tabla 32. Cronogramas y parámetros de la carrera número 5.

Intervalo [m]	Profundidad [mbbp]	Hora	Tiempo [min]	Presión [psi]	Torque [lb-in]	Emb/min	WOB [tn]	Rotación [rad/seg]	Caudal [gpm]
0	2419,15	17:15:00	X	1120	4457	66	2	50	300
0,5		17:30:00	15	1240	4400	66	5	63	300
1	2420,15	17:39:00	9	1240	5400	66	4	63	300
1,5		17:44:00	5	1240	4090	66	4	63	300
2	2421,15	17:48:00	4	1240	5090	66	4	63	300
2,5		17:52:00	4	1240	5600	66	4	63	300
3	2422,15	17:58:00	6	1230	5600	66	5	63	300
3,5		18:04:00	6	1210	5400	66	5	63	300
4	2423,15	18:09:00	5	1210	6000	66	4	63	300
4,5		18:22:00	13	1200	6700	66	6	63	300
5	2424,15	18:27:00	5	1200	5540	66	3	63	300
5,5		18:33:00	6	1200	4100	66	3	63	300
6	2425,15	18:38:00	5	1190	4900	66	3	63	300
6,5		18:43:00	5	1200	5700	66	4	63	300
7	2426,15	18:48:00	5	1190	5050	66	3	63	300
7,5		18:53:00	5	1190	5300	66	3	63	300
8	2427,15	18:59:00	6	1190	4700	66	4	63	300
8,5		19:04:00	5	1190	5120	66	4	63	300
9	2428,15	19:09:00	5	1200	5200	66	4	63	300
9,5		19:14:00	5	1200	5000	66	4	63	300
10	2429,15	19:19:00	5	1200	4700	66	4	63	300
10,5		19:25:00	6	1200	5000	66	5	63	300
11	2430,15	19:30:00	5	1200	4600	66	4	63	300
11,5		19:35:00	5	1200	5200	66	4	63	300
12	2431,15	19:40:00	5	1210	5400	66	4	63	300
12,5		19:45:00	5	1200	5400	66	4	63	300
13	2432,15	19:51:00	6	1220	5400	66	4	63	300
13,5		19:56:00	5	1220	4900	66	3	63	300
14	2433,15	20:02:00	6	1210	4200	66	4	63	300
14,5		20:06:00	4	1200	5400	66	4	63	300
15	2434,15	20:12:00	6	1190	6000	66	5	63	300
15,5		20:18:00	6	1190	5600	66	5	63	300
16	2435,15	20:23:00	5	1190	5280	66	4	63	300
16,5		20:28:00	5	1190	5500	66	3	63	300
17	2436,15	20:33:00	5	1190	4700	66	3	63	300
17,5		20:38:00	5	1180	4300	66	3	63	300
18	2437,15	20:43:00	5	1180	5020	66	3	63	300
18,5		20:48:00	5	1180	4900	66	4	63	300
19	2438,15	20:53:00	5	1160	5060	66	2	63	300
19,5		20:58:00	5	1160	5200	66	2	63	300
20	2439,15	21:03:00	5	1160	5270	66	3	63	300
20,5		21:08:00	5	1170	5470	66	4	63	300
21	2440,15	21:14:00	6	1160	5200	66	3	63	300
21,5		21:21:00	7	1150	6000	66	4	63	300
22	2441,15	21:27:00	6	1150	5600	66	4	63	300
22,5		21:34:00	7	1160	5200	66	4	63	300
23	2442,15	21:46:00	12	1160	6000	66	4	55	300
23,5		22:03:00	17	1160	5090	66	5	50	300
24	2443,15	22:15:00	12	1190	6390	66	5	50	300
24,5		22:38:00	23	1220	5700	66	6	50	300
25	2444,15	23:03:00	25	1200	6200	66	6	50	300
25,5		23:17:00	14	1175	5700	66	6	50	300
26	2445,15	23:27:00	10	1160	6200	66	5	50	300
26,5		23:33:00	6	1040	6000	62	5	50	280
27	2446,15	23:38:00	5	830	6800	55	5	50	250

5.3.2-Secuencia de la operación de trabajo.

El séptimo día, se procede a armar BHA de *Coring* para la carrera número 2 con conjunto de 27 m con estabilizadores de 7 ¾” OD y corona de 7 7/8” x 4”. Se perfora con corona desde 2.338 mbbp hasta 2.364 mbbp completando los 27 m de testigo. Se saca la herramienta a superficie y se recupera 100% de lo perforado.

El noveno día, se procede a armar BHA de *Coring* para la carrera número 3 con conjunto de 27 m con estabilizadores de 7 ¾” OD y corona de 7 7/8” x 4”. Se perfora con corona desde 2.364,3 mbbp hasta 2.391,3 mbbp completando los 27 m de testigos. Se saca la herramienta a superficie y se recupera 100% de lo perforado.

El onceavo día, se procede a armar BHA de *Coring* para la carrera número 4 con conjunto de 27 m con estabilizadores de 7 ¾” OD y corona de 7 7/8” x 4”. Se perfora con corona desde 2.391,87 mbbp hasta 2.418,87 mbbp completando los 27 m de testigos. Se saca la herramienta a superficie y se recupera 100% de lo perforado.

El treceavo día, se procede a armar BHA de *Coring* para la carrera número 5 con conjunto de 27 m con estabilizadores de 7 ¾” OD y corona de 7 7/8” x 4”. Se perfora con corona desde 2.419,15 mbbp hasta 2.446,15 mbbp completando los 27 m de testigos. Se saca la herramienta a superficie y se recupera 100% de lo perforado.

5.3.3-BHA utilizado.

El BHA de *Coring* utilizado para la carrera 1 se presenta en el Capítulo 4.2.2, y para las carreras 2, 3, 4 y 5 está presentado en el Capítulo 5.2.4.

5.3.4-Core Bit utilizado.

En la carrera uno se utilizó el *Core Bit* propuesto en el Capítulo 4.2.4.1, y para las carreras 2, 3, 4 y 5 está presentado en el Capítulo 5.2.5.

5.3.5-Detalles del trabajo operativo.

Los detalles de las cinco carreras realizadas se muestran en la Tabla 33.

Tabla 33. Detalles de las 5 carreras realizadas.

Profundidad inicio [m]	Profundidad final [m]	Metros perforados.	Tiempo perforado [hs]	Recuperación.
2323	2337	14	5,25	100%
2338	2364	27	13,25	100%
2364,3	2391,3	27 (27,3)	8	100%
2391,87	2418,87	27 (27,57)	11	100%
2418,87	2445,85	27 (26,98)	6,5	100%

5.4- Procedimiento de *Core Handling*.

Se llevó a cabo un procedimiento (IT-OPE-5-Operación de corona y preservación de testigos según Sistema de Gestión CRASA), para la manipulación y preservación de las muestras de roca extraídas durante la perforación. Estos pasos cruciales aseguran la integridad y la calidad de las muestras, lo que es esencial para garantizar la validez y confiabilidad de los resultados obtenidos en el análisis subsiguiente. A continuación, se describe en detalle el proceso de implementación:

Una vez en superficie, el tubo que contiene la muestra se procedió a marcar de acuerdo con las especificaciones proporcionadas por el cliente, mirando el tubo de base a tope con las líneas de orientación roja a la derecha (*Red Right*). Se marcaron intervalos de 40 cm cada 2 m en el tubo, indicando la profundidad correspondiente en cada marca.

Estas marcas resultarán esenciales para definir los puntos de corte. Además, se incorporaron en estos tramos los datos de referencia clave, tales como el nombre del cliente, la identificación del pozo, el número de muestra y las profundidades correspondientes al techo y base de la muestra.

Una vez que se llevó a cabo el corte de la muestra mediante una sierra, se procedió con sumo cuidado a la extracción de las muestras contenidas en el tubo de aluminio. Estas muestras se sometieron a una limpieza delicada utilizando paños suaves, con especial atención para evitar cualquier forma de fricción que pueda poner en riesgo la integridad de las muestras. Durante este proceso, se mantuvo intacto la orientación original de las muestras en términos de su techo y base.

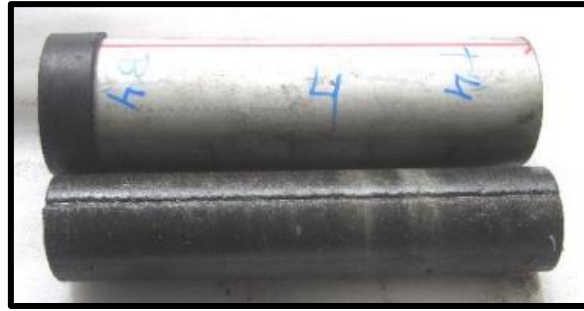


Figura 67. Testigo corona junto al tubo de aluminio que lo contenía. **Fuente:** Brindada por CRASA.

En el caso de las muestras con una longitud de 40 centímetros, se implementó el proceso de envoltura. Inicialmente, se aplicaron diez capas de película plástica alrededor de cada muestra, incluyendo los extremos, con el objetivo de crear una berrera hermética que evite el ingreso de aire y humedad.



Figura 68. Testigo corona envuelto en film plástico. **Fuente:** Brindada por CRASA.

A continuación, se realizó una envoltura con diez vueltas de papel de aluminio, incluyendo también los extremos, con el propósito de brindar una protección adicional contra factores externos.

Durante este proceso de envoltura, se llevaron a cabo las acciones pertinentes de marcado. Se plasmaron datos fundamentales en la muestra, tales como el nombre del cliente, la identificación del pozo, el número de muestra, líneas de orientación y las profundidades correspondientes al techo y a la base de la muestra.



Figura 69. Testigo corona envuelto en papel aluminio. **Fuente:** Brindada por CRASA.

Para asegurar una protección adicional y mantener la hermeticidad, se procedió a envolver nuevamente cada muestra con tres capas de película plástica. Además, se aplicó una capa de aislamiento térmico de poliuretano con el fin de mitigar cualquier impacto térmico durante las fases subsiguientes.

El proceso continuó con la aplicación de dos vueltas de papel de aluminio para cubrir la muestra. Una vez más, se reforzó la marca con todos los datos de referencia previamente mencionados, y se incluyeron lazos de sujeción específicamente diseñados para la inmersión.

La siguiente etapa consistió en sumergir completamente las muestras en un baño termostático de parafina. Esta inmersión se repitió tres veces, con cada ciclo de inmersión durando tres segundos. Después de cada inmersión, las muestras fueron retiradas del baño y se las dejaron enfriar durante un minuto fuera del mismo.



Figura 70. *Testigo corona sumergido en parafina.*

Fuente: *Brindada por CRASA.*

Esta serie de enfriamientos graduales permitió que la parafina se solidificara sin causar un choque térmico brusco que pudiera afectar la integridad de las muestras.



Figura 71. Testigo corona con la protección finalizada. Fuente: Brindada por CRASA.

Una vez concluidas las inmersiones, se procedió a reafirmar los datos de referencia en cada muestra para asegurar una correcta identificación y seguimiento. Los cables utilizados para sostener las muestras fueron cortados, y los agujeros resultantes fueron sellados con cera, asegurando un cierre hermético y resguardando las muestras de cualquier posible contaminante externo.

Para culminar el proceso, se llevó a cabo una inspección de la muestra. Durante esta fase, se buscó detectar cualquier burbuja, área delgada o agujero que pudiera afectar la integridad de la muestra. Este procedimiento de manipulación y preservación garantiza que las muestras de roca se mantengan en condiciones óptimas para futuros análisis y estudios, preservando la validez y confiabilidad de los resultados.

Cabe destacar que todo este proceso se repitió con cada muestra obtenida en cada carrera de perforado.

Por último, se procedió al almacenamiento seguro y adecuado de las muestras. Las mismas fueron colocadas en cajas de madera especialmente diseñadas para su protección y preservación. Estas cajas fueron diseñadas para proporcionar el nivel óptimo de resguardo contra posibles impactos, fluctuaciones en la vibración que podrían comprometer la integridad de las muestras.

Una vez que todas las muestras se encontraron debidamente colocadas en las cajas de madera, se realizó un proceso adicional de aseguramiento para garantizar su protección durante el transporte y almacenamiento. Este paso incluyó la implementación de medidas adicionales

de amortiguación y fijación dentro de las cajas, con el fin de evitar cualquier movimiento o impacto no deseado durante su manejo.

Finalmente, se llevó a cabo el traslado de estas cajas de madera que contenían las muestras a la ubicación designada por la empresa X. Este proceso de transporte se realizó de manera cuidadosa y siguiendo protocolos específicos para garantizar que las muestras llegaran a su destino en perfectas condiciones y sin ningún tipo de daño.

CAPÍTULO 6: Conclusiones y mejoras

Los abocardamientos de roscas en operaciones de *Coring* se generan por exceso de torque durante la conexión en superficie o por exceso de torque en pozo.

Es fácilmente visible el abocardamiento que presentan las conexiones Box en todas las conexiones del BHA de *Coring*, haciéndose más severo en las uniones superiores del BHA. En caso de que los abocardamientos se hubieran ocasionado durante el torque de las conexiones en superficie, esto habría sido advertido tanto por el personal de CRASA como del equipo por lo cual se deduce que el esfuerzo por sobretorque de las conexiones fue producto de las condiciones a las que fue sometido en pozo.

Como observación el tubo sacatestigo 6 3/4" estaba en condición nuevo y fue inspeccionado con partículas magnéticas húmedas dando como resultado APTO. Las certificaciones de todas las herramientas fueron presentadas al *Company Man* antes de armar el BHA de *Coring*. En todas las conexiones Box del BHA de *Coring* utilizado en la primera carrera se observa abocardamiento por sobretorque. En el registro se observa que se tuvo que reparar con corona desde la salida del zapato hasta los 2016 mbbp con parámetros controlados. Luego, se asentó nuevamente en 2044 mbbp y se tuvo que reparar hasta punto corona. Reiteradas veces el torque que se registraba excedió las 9000 lbs/ft. Los parámetros operativos para realizar la corona fueron normales, no observándose exceso de torque en los primeros 14 metros perforados. Debido que las medidas de los *Core barrel*, *Stabilizer Blade* y *Core Bit* son estándares y dada la magnitud de los daños ocasionados por sobretorque en estas herramientas, las mismas no admiten reparación por lo que se deben dar de baja.

En conclusión, aunque el desempeño de la corona (broca) y la recuperación del testigo corona fue óptima (100%), la implementación y uso de nueva tecnología dependen de varios otros factores, como la necesidad de un pozo limpio y calibrado, aspectos que están fuera del alcance de los servicios proporcionados por CRASA.

De acuerdo con los detalles operativos, análisis del caso y experiencia en campo se recomienda para futuras operaciones:

1. Tener presente los máximo *Dog leg* permitidos en el BHA de *Coring* deslizando y en modo *rotary*. Para esto se debe tomar los parámetros permitidos de la herramienta que se está utilizando y comparar con los datos brindados por la empresa operadora (en caso de que estuviera el servicio como lo que se presente en esta situación).

2. Si bien se pasa una prognosis de diseño del pozo, sería recomendable tener el registro direccional (en caso de que estuviera el servicio) antes de armar la corona para evaluar alguna previa modificación del BHA.

3. Las recomendaciones operativas y programa de *Coring* son presentadas al cliente antes de realizar el trabajo. Si en el transcurso de la operación es necesario salirse del programa o realizar maniobras fuera de las buenas prácticas siempre teniendo presente como objetivo primordial la integridad del pozo y del personal involucrado se debe realizar el Gerenciamiento de Cambio de manera de evaluar las posibles complicaciones.

4. Realizar el análisis antes de armar BHA de *Coring* del registro direccional. Evaluar el diseño de BHA. Se toma como experiencia que en *dog leg* muy severos una corona de aletas altas no sería recomendable porque genera mayores torques por fricción. También los BHA muy rígidos no son recomendables para *dog leg* muy severos debido a que pierde flexibilidad y ocasiona sobre torque.

Referencias Bibliográficas

- Paris de Ferrer, M. (2010). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos (Goajiro Blanco ed.).
- Bidner M.S. (2001). Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo (EUDEBA ed.).
- Archer J.S. and Wall, C.G. (1990). Petroleum Engineering: Principles and Practice: Kluwer.
- Cátedra de Fundamentos de Ingeniería de Reservorios, Universidad Nacional del Comahue, 2019.
- Cátedra de Perforación I, Universidad Nacional del Comahue, 2021.
- Cátedra de Terminación y Reparación de Pozos, Universidad Nacional del Comahue, 2021.
- Manual de Herramientas de Coring, Christensen Roder Argentina S.A.
- Manual de Procesamientos de Coring, Christensen Roder Argentina S.A.
- Manual de Coring, 1999, Baker Hughes INTEQ.
- Manual *Baker Hughes INTEQ*, 1999, “*Coring Handbook*”, *Technical Publications Group, Houston, TX*.
- Manual de CORPRO Core Barrels, Technology Corpro Systems ALS Oil & Gas.
- Bejar Pinochet J.A., Obreque H.M., 2020, Proyecto Integrador Profesional “Aplicación del método de perforación MPD en la Cuenca Neuquina”, Universidad Nacional del Comahue.
- Alonso G., Carrasco P., 2011, Proyecto Integrador Profesional “Situación actual de las áreas hidrocarburíferas de la provincia de Neuquén”, Universidad Nacional del Comahue.
- *Mapa de cuencas sedimentarias. (n.d.). Energías de mi país. Recuperado de https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-cuencas-sedimentarias/*
- *Formaciones Geológicas en la Argentina. (n.d.). OilProduction.net. Recuperado de <http://oilproduction.net/files/FormacionesGeologicas.pdf>*
- *Petróleo y gas en la Argentina: cuencas productivas | CienciaHoy. (n.d.). Ciencia Hoy. Recuperado de <https://cienciahoy.org.ar/petroleo-y-gas-en-la-argentina-cuencas-productivas/>*

- *Hidrocarburos convencionales y no convencionales* | CienciaHoy. (n.d.). Ciencia Hoy. Recuperado de <https://cienciahoy.org.ar/hidrocarburos-convencionales-y-convencionales/>
- *Producción de petróleo.* (n.d.). Argentina.gob.ar. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/economia/mineria/eiti-portal-de-transparencia-de-las-industrias-extractivas/produccion-de-petroleo>
- *Untitled.* (n.d.). Fundación YPF. Recuperado de <https://universidadysteam.fundacionypf.org/Documentos/GEOLOGIA-CUENCA-NEUQUINA.pdf>
- *Cuenca Neuquina: Evolución y Sistemas Petroleros.* (2020, May 5). Portal del Petróleo. Recuperado de <https://portaldelpetroleo.com/evolucion-de-la-cuenca-neuquina/>
- *Lasalle, D. D.* (n.d.). *Yacimientos Chihuido de La Sierra Negra - Lomita - Lomita Norte y El Trapial* | PDF | Ciencias de la Tierra | Geología. Scribd. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/455396213/YACIMIENTOS-CHIHUIDO-DE-LA-SIERRA-NEGRA-LOMITA-LOMITA-NORTE-Y-EL-TRAPIAL#>
- *Palomeque, M.* (n.d.). *Evaluación de gestión.* Recuperado de <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2008-2/Exploracion.pdf>
- *YACIMIENTOS CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA - LOMITA - LOMITA NORTE Y EL TRAPIAL - PDF Free Download.* (n.d.). DocPlayer. Recuperado de <https://docplayer.es/46948236-Yacimientos-chihuido-de-la-sierra-negra-lomita-lomita-norte-y-el-trapial.html>
- *Barreriro, E., & Masarik, G.* (2011, April 11). *Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”.* Petrotecnia. Recuperado de https://www.petrotecnia.com.ar/abril11/2_2011/10-18.pdf
- *no convencionales.* (n.d.). Petrotecnia. Recuperado de https://www.petrotecnia.com.ar/junio13/notas/Reservorios_Stinco.pdf
- *VACA MUERTA.* (2019, December 11). Centro Argentino de Ingenieros. Recuperado de <https://cai.org.ar/wp-content/uploads/2019/12/VACA-MUERTA-PARA-NO-ESPECIALISTAS-VF.pdf>
- *TURIC, M.* (n.d.). *Untitled.* Energía. Recuperado de https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_publicaciones/formaciones_geologicas.pdf

- *no convencionales.* (n.d.). *Petrotecnia.* Recuperado de https://www.petrotecnia.com.ar/junio13/notas/Reservorios_Stinco.pdf
- *Mapa.* (n.d.). *Argentina.gob.ar.* Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/mapas>
- *Hidrocarburos no convencionales.* (n.d.). *Shale en Argentina.* Recuperado de <http://www.shaleenargentina.com.ar/hidrocarburos-no-convencionales>
- *Romero, R. (2009, September 19). Conocimientos Básicos de Yacimientos de Hidrocarburo. YACIMIENTOS II.* Recuperado de <http://robertyaci.blogspot.com/2009/10/antes-de-inicia-hablar-de-yacimientos.html>
- *Christensen Roder Argentina S.A. (n.d.). Christensen Roder Argentina S.A. | hacked by nine | pirateado por nine.* Recuperado de <http://christensen-roder.com/>
- *CORONA CD 453.* (n.d.). *Christensen Roder.* Recuperado de <http://christensen-roder.com/wp-content/uploads/2016/06/Catalogo-Coronas-2016.pdf>
- *WELL LOGGING TECHNIQUES.* (n.d.). lgc2016. <https://lgc2016.files.wordpress.com/2016/03/well-logging-techniques.pdf>

Anexo I

Elementos que componen el equipo de perforación.

Los sistemas que componen la perforación rotatoria convencional son:

- Sistema de circulación de lodo.
- Sistema de levantamiento.
- Sistema de potencia o energía.
- Sistema de control de pozo y seguridad
- Sistema de rotación.
- Sarta de perforación.

Sistema de circulación de lodo

Tiene la función de proveer, recuperar y acondicionar el fluido de perforación durante la operación en el pozo, manteniendo los niveles en el mismo y brindar la posibilidad de evaluarlo. El sistema de circulación de lodo se puede apreciar en la Figura 72. En la perforación convencional, el sistema de circulación es abierto a la atmosfera. Este sistema consta de tres sectores que son equipamiento para separación de sólidos (acondicionamiento), equipo de circulación (dispositivos para movimiento de fluidos) y el área de preparación (piletas y tanques de acumulación y tratamientos).

El recorrido del lodo comienza por los tanques de lodo (en este están la tolva mezcladora y agitadores de lodo que mantienen en constante movimiento el mismo para que no pierda sus propiedades), línea de succión, bomba de lodo (pueden ser *dúplex* o *tríplex*), línea de descarga, tubo vertical, manguerote, cabeza de inyección, cuello de ganso, *Kelly*, descenso por el interior de toda la sarta de perforación, trépano o Corona, ascenso por el espacio anular entre el pozo y la sarta de perforación, línea de retorno en superficie, Zaranda, desgasificador, desarenador, desarcillador, centrifugado y retomando nuevamente a los tanques de lodo.

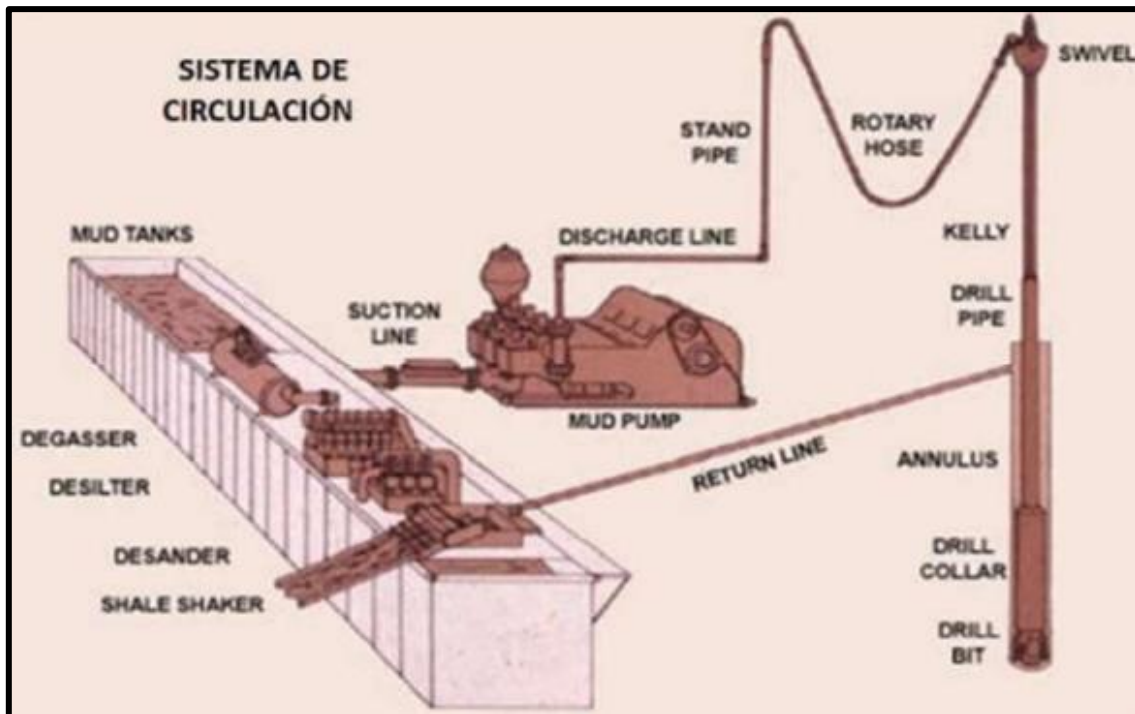


Figura 72: Elementos del sistema de circulación. Fuente: Bejar Pinochet J.A., Obreque H.M., 2020, Proyecto Integrador Profesional "Aplicación del método de perforación MPD en la Cuenca Neuquina", Universidad Nacional del Comahue.

Sistema de levantamiento

Este sistema consta de:

1. Estructura de soporte:

a. **Subestructura:** Se encarga de soportar el mástil de perforación, el piso de perforación, sarta de perforación y provee el espacio que se requiere para ubicar la BOP.

b. **Piso de perforación:** En este se encuentran varios equipos, como el sistema de izaje, mesa *rotary* o *top drive*, cabina de mando, cuadro de manobra (malacate), *mousehole*, *rathole*, *doghouse* entre otras. Sobre este está la torre de perforación.

c. **Mástil o torre de perforación:** Estructura de acero con capacidad para soportar todas las cargas verticales que exceden la capacidad del cable y el empuje del viento (mediante contravientos). Debe tener altura apropiada para sacar la tubería del pozo. Consta del piso de enganche y peine. En la punta del mástil esta la corona que es un conjunto de poleas montadas en vigas sobre caballete porta poleas, que nos permite cambiar la dirección del movimiento del cable del

conjunto de aparejo entre otras cosas. Existen tres tipos que son mástil de tiro triple, tiro doble y de un tramo.

2. **Sistema de izaje:** Provee un medio para la bajada o subida de la sarte de perforación o del *casing* y otras herramientas. El peso del equipo está suspendido de lo alto de la torre de perforación, pero la potencia de levantamiento proviene del motor que acciona el cuadro de maniobra (malacate) componente del sistema de izaje. El sistema de izaje se puede apreciar en la Figura 73.

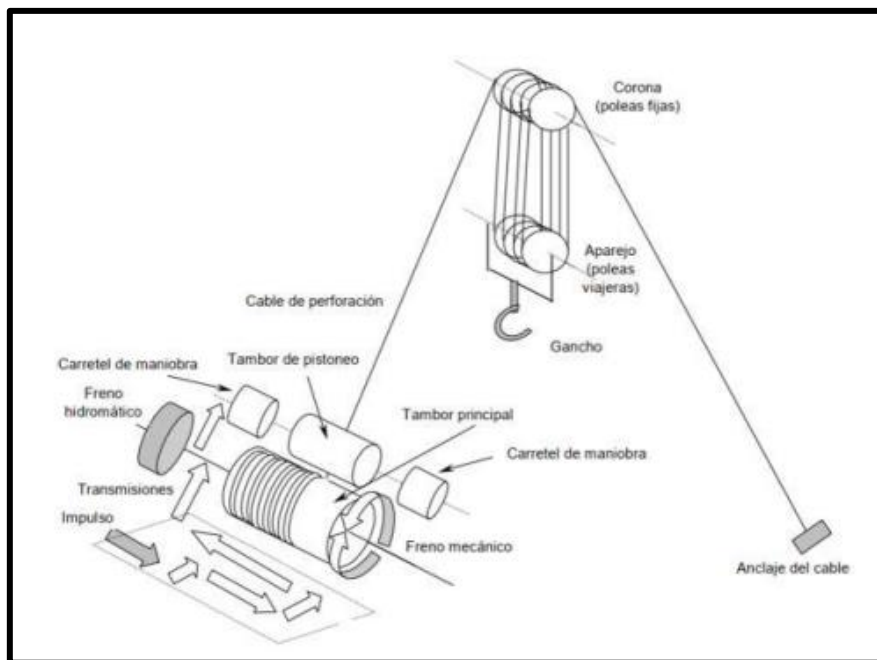


Figura 73: Componentes del sistema de izaje. **Fuente:** Bejar Pinochet J.A., Obrequé H.M., 2020, Proyecto Integrador Profesional "Aplicación del método de perforación MPD en la Cuenca Neuquina", Universidad Nacional del Comahue.

Sistema de potencia o energía.

Compuesto por generadores diésel Caterpil que suministra corriente eléctrica a la locación y así generar la fuerza motriz para los sistemas de levantamiento, sistema rotatorio y el sistema de circulación de los fluidos de perforación. También generan suministros para otros consumos como es la cabina de control, iluminación de la locación entre otros.

Sistema de control de pozo y seguridad

Previene el flujo incontrolado de fluidos de formación desde el pozo. Este está diseñado para cerrar el pozo en superficie en caso de contingencias de forma que las presiones acumuladas en los fluidos en el subsuelo, no lleguen hasta superficie.

Para esto se tiene el conjunto preventor de surgencias o BOP: Compuesta de varias válvulas de cierre para obturar el espacio anular o el pozo completo de la presión atmosférica si se detecta un influjo o descontrol de pozo.

Está compuesto válvulas de cierre o preventor anular, válvulas esclusas, unidades accionadoras de presión, carretel de control o *drilling spool*, múltiple de válvulas o *Choke Manifold*, línea de ahogo o *Kill Line*, estrangulador, línea de quema o *flare line*, desgasificadores primarios o golpeadores, desgasificador de vacío.

Los instrumentos de control en el momento de la operación como el *Trip Tank* para mantener el nivel de la hidrostática en el pozo en los *trip-in* y *trip-out*, caudalímetro, detector de densidad de lodo y detector de gas.

Sistema de rotación.

Se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y hace que el trépano o corona perforé el pozo hasta que penetre la formación o zona de interés. Para lograr esto se tiene la mesa *rotary* o *top drive system*.

1. Mesa *rotary*: Esta brinda la potencia para poder hacer girar a la sarta de perforación, la cual está impulsada con cadenas cinemáticas que está conectada al cuadro de maniobra. Se puede apreciar en la Figura 74.

La función de una mesa *rotary* son convertir la potencia mecánica o eléctrica de entrada en torque de rotación transferido a la columna de sondeo en el pozo. Soportar el peso de la sarta, cuando queda colgada en el pozo de las cuñas, en la mesa. Solamente es un elemento intermedio en el sistema de transmisión que convierte el par motor de entrada en otro par motor, para el sondeo y así mantener la potencia de entrada menos las pérdidas por rendimiento mecánico. Algunos de los componentes más importantes son *Master Bushing*, *Kelly Bushing*, *Kelly* y *Swivel*.



Figura 74: Mesa Rotary. Fuente: Manual IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y Gas.

2. Top Drive System: Esta colgada del gancho en el bloque viajero (polea móvil). El sistema está constituido por un motor para trabajo pesado montado en el mismo que aporta la potencia de giro necesaria. La sarta se enrosca directamente de manera que el top drive hace rotar la sarta de perforación y el trépano o corona directamente. Elimina el uso de mesa *rotary* y el vástago. Se agilizan las operaciones de perforación y es muy importante en pozos de alta inclinación u horizontales. Permite subir o bajar la columna con rotación y circulación de fluido. Se puede apreciar en la Figura 75.



Figura 75: Top Drive. Fuente: Manual IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y Gas.

Sarta de perforación.

Cumple varias funciones esenciales en el proceso de perforación, en primer lugar, actúa como conducto de fluido, facilitando el flujo de líquido desde el equipo en la superficie hasta la zona de perforación. Además, proporciona movimiento rotatorio y peso necesario al trépano o corona. Por último, permite el desplazamiento ascendente y descendente del equipo del trépano o corona dentro del pozo.

La sarta de perforación está conformada principalmente por:

- 1. Vástago o Kelly:** Es el elemento que transmite el momento torsión de la mesa rotary a la sarta de perforación y peso al trépano. La sección transversal exterior puede ser cuadrada o hexagonal.
- 2. Tubería de perforación o barras de sondeo:** Transmite el movimiento rotatorio y conduce el lodo por su interior bajo presión hacia el trépano o corona. Soportan esfuerzos de tracción y no de compresión.
- 3. Conjunto de fondo o BHA de perforación:**
 - a. **Portamechas:** Las principales funciones son proporcionar peso sobre el trépano (resisten tracción y compresión) y dar rigidez a la columna, permitiendo mejor control de la trayectoria del pozo. Pueden ser lisos o helicoidales (externamente).
 - b. **HWDP:** Su función principal es promover una transición de rigidez entre el portamecha y la barra de sondeo. Transmite peso al trépano y puede soportar esfuerzos de compresión y tracción.
 - c. **Estabilizadores:** Colocada a lo largo del BHA centralizando y suministrando rigidez, con el fin de controlar la desviación del pozo, minimizar la severidad de la pata de perro para prevenir atascamiento por pega diferencial.
 - d. **Herramienta MWD:** Es una herramienta que proporciona información del fondo del pozo como verticalidad, rumbo, *tool face* de la herramienta, torque peso sobre el trépano o corona, presión, temperatura, se puede programar para que tenga un perfil de resistividad entre otras. Las mediciones se almacenan en memoria de estado sólido y más tarde se transmiten a la superficie. Los métodos de transmisión de datos varían de acuerdo a la compañía, pero por lo general implican la codificación digital de datos y la transmisión a la superficie como pulso de presión en el sistema de lodo. Estas presiones pueden ser ondas

sinusoidales positivas, negativas o continuas. Algunas herramientas MWD tienen la capacidad de almacenar las mediciones para su posterior recuperación con alambre.

e. **Trépano:** Es una herramienta que permite la perforación del pozo por rotación. Pueden ser de conos giratorios o cortadores fijos.



Figura 76: Componentes de la sarta de perforación. Fuente: Bejar Pinochet J.A., Obreque H.M., 2020, Proyecto Integrador Profesional “Aplicación del método de perforación MPD en la Cuenca Neuquina”, Universidad Nacional del Comahue.

Anexo II

Wireline

Es un servicio petrolero el cual opera mediante un cable conductor y una unidad de Wireline, como se aprecia en la Figura 77, con el objetivo de realizar múltiples operaciones dentro del pozo y evitar el uso de equipo más grandes, costosos y de mayor tiempo de montaje/desmontaje.

Este servicio se utiliza a lo largo de toda la vida de un pozo, con el fin de desplegar tecnología al interior del mismo.

La unidad de Wireline es una unidad de tambor simple o doble montada sobre un camión (con motor diésel e hidráulico) para los pozos *on shore* y, montada sobre un patín formando parte de una cabina (con motor diésel accionado por correas) para los pozos *off shore*. Estas unidades contienen una cabina donde se encuentra un panel de control.

En el tambor va arrollado el cable de Wireline, que es un cable electromecánico blindado que se puede enrollar, con hebras de acero como capas externas y un conductor eléctrico en su interior.

El cable solo puede trabajar bajo tensión con cargas moderadas, lo que limita las posibilidades de uso sumándole a esto que no es posible aplicar rotación.

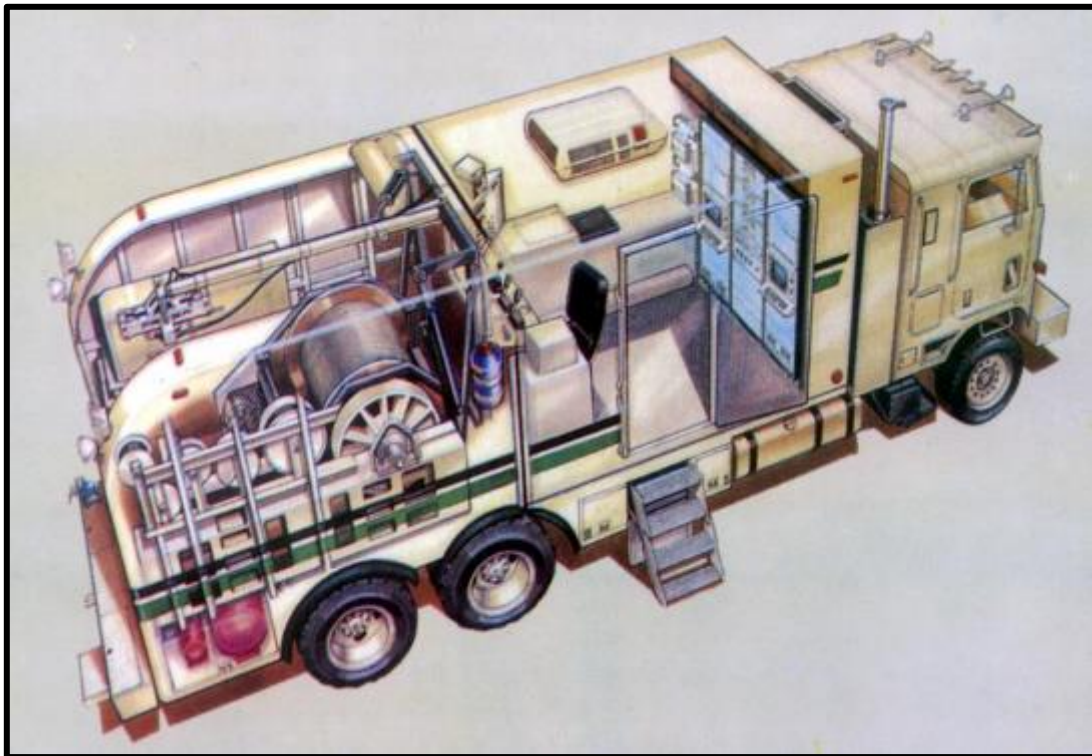


Figura 77 Unidad de Wireline. Fuente: WELL LOGGING TECHNIQUES. (n.d.). lgc2016.
<https://lgc2016.files.wordpress.com/2016/03/well-logging-techniques.pdf>