





| | | | | | | | |
|---|---|----------------|----------|-----------------|-------------|---------------|---|
|  | GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS | | | | | |    |
| | CARTA DE AUTORIZACIÓN | | | | | | |
| CÓDIGO | AP-BIB-FO-06 | VERSIÓN | 1 | VIGENCIA | 2014 | PÁGINA | 1 de 2 |

Neiva, _12_de_Agosto_del_2016__

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

HAMILTON EDUARDO POSSO ACEVEDO _____, con C.C. No. ___1075274692_____,
 JUAN PABLO BONILLA BARREIRO _____, con C.C. No. ___1075271850_____,
 _____, con C.C. No. _____,
 _____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado _____ PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES BÁSICAS PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO HN-06 EN EL CAMPO HATO NUEVO _____





presentado y aprobado en el año __2016__ como requisito para optar al título de

_____ INGENIERO DE PETRÓLEOS _____;

autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

| | | | | | | | |
|---|---|----------------|----------|-----------------|-------------|---------------|---|
|  | GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS | | | | | |    |
| | CARTA DE AUTORIZACIÓN | | | | | | |
| CÓDIGO | AP-BIB-FO-06 | VERSIÓN | 1 | VIGENCIA | 2014 | PÁGINA | 2 de 2 |

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.





De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:
 Firma: 

EL AUTOR/ESTUDIANTE:
 Firma: Juan Pablo Baudin B.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:
 Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:
 Firma: _____

| | | | | | | | |
|---|---|----------------|----------|-----------------|-------------|---------------|---|
|  | GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS | | | | | |    |
| | DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO | | | | | | |
| CÓDIGO | AP-BIB-FO-07 | VERSIÓN | 1 | VIGENCIA | 2014 | PÁGINA | 1 de 3 |

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES BÁSICAS PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO HN-06 EN EL CAMPO HATO NUEVO

AUTOR O AUTORES:

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| BONILLA BARREIRO | JUAN PABLO |
| POSSO ACEVEDO | HAMILTON EDUARDO |

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| VARGAS CASTELLANOS | CONSTANZA |

ASESOR (ES):

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| | |

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETROLEOS

FACULTAD: INGENIERIA

PROGRAMA O POSGRADO: PETROLEOS

CIUDAD: NEIVA





AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016 NÚMERO DE PÁGINAS: 127

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X_ Grabados___ Láminas___
Litografías___ Mapas_X_ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros_X_

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

| | | | | | | | |
|---|---|----------------|----------|-----------------|-------------|---|---------------|
|  | GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS | | | | |    | |
| | DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO | | | | | | |
| CÓDIGO | AP-BIB-FO-07 | VERSIÓN | 1 | VIGENCIA | 2014 | PÁGINA | 2 de 3 |

MATERIAL ANEXO: PROGRAMA DE PERFORACIÓN PARA EL POZO HN-06





PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

| <u>Español</u> | <u>Inglés</u> |
|-------------------------|------------------|
| 1. PROGRAMA PERFORACION | DRILLING PROGRAM |
| 2. OPTIMIZACIÓN | OPTIMIZATION |
| 3. PLANEACIÓN | PLANNING |
| 4. DISEÑO | DESING |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Para una óptima perforación de un pozo se requiere de una planeación formal para lograr los objetivos establecidos, teniendo en cuenta aspectos de ingeniería antes de iniciar la operación. La planeación de la perforación de un pozo es una etapa fundamental del proceso, donde se hacen consideraciones indispensables para el desarrollo del proyecto, como la evaluación económica de la perforación y su viabilidad según el plan de inversiones para el desarrollo del campo, financiamiento del proyecto, gestión de licencias ambientales, permisos de uso de tierras, cumplimiento de las obligaciones legales con el estado y los grupos de interés, contratación de equipos y personal calificado, diseño del programa de perforación, los tiempos en los que se debe realizar cada una de las etapas. Es por ello que en este trabajo se investigó y se analizó los diferentes reportes e información de los pozos del campo Hato Nuevo para su realización, teniendo como resultado la optimización de tiempos y costos, y reducción de problemas operacionales. Por estas razones mencionadas anteriormente se desarrolla el proyecto “PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES BÁSICAS PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO HN-06 EN EL CAMPO HATO NUEVO” cumpliendo cada uno de los objetivos propuestos.

| | | | | | | | |
|---|---|----------------|----------|-----------------|-------------|---------------|---|
|  | GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS | | | | | |    |
| | DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO | | | | | | |
| CÓDIGO | AP-BIB-FO-07 | VERSIÓN | 1 | VIGENCIA | 2014 | PÁGINA | 3 de 3 |

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

For optimum drilling a well is required a formal planning to achieve the objectives set, taking into account engineering aspects before starting the operation. Planning the drilling of a well is a fundamental step in the process, where considerations are essential to the development of the project, as the economic evaluation of drilling and feasibility are made according to the investment plan for field development, project financing management, environmental licenses, permits for uses lands, compliance with legal obligations to the state and interest groups, hiring of equipment and qualified design of the drilling program staff, times when must perform each of the stages. That is why this work was investigated and analyzed from the various reports and information from the wells of Hato Nuevo field for completion, resulting in the optimization of time and costs, and reduced operational problems. For these reasons mentioned above the project is "PLANNING FOR OPERATIONS BASIC WELL DRILLING HN-06 IN THE FIELD HATO NUEVO" complying with each of the objectives.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma: *Constancia Vargas Aristoblanco*

Nombre Jurado: *Hector Enrique Sanchez Gutierrez*

Firma: *Hector Enrique Sanchez Gutierrez*

Nombre Jurado: *Luis Humberto Ordoñez*

Firma: *Luis Humberto Ordoñez*

**PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES BÁSICAS PARA LA PERFORACIÓN
DEL POZO HN-06 EN EL CAMPO HATO NUEVO**

HAMILTON EDUARDO POSSO ACEVEDO

JUAN PABLO BONILLA BARREIRO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2016

**PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES BÁSICAS PARA LA PERFORACIÓN
DEL POZO HN-06 EN EL CAMPO HATO NUEVO**

HAMILTON EDUARDO POSSO ACEVEDO

JUAN PABLO BONILLA BARREIRO

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

ING. EDGAR MAURICIO RIVERA BENAVIDES

DIRECTOR

ING. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS

CODIRECTOR

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2016

Dedicatoria

A Dios porque sin sus bendiciones nada de esto sería posible.

A mis padres María Isabel y Nelson Orlando por darme la vida y guiarme con su ejemplo a través de ella, por hacerme sentir orgulloso de nuestro hogar, mi mayor tesoro, porque no hubiera sido posible sin su apoyo incondicional en los momentos difíciles, por su amor sin límites y su inigualable labor de padres, gracias por tanto esfuerzo.

A mis hermanos Johan Leandro y Jefersson Orlando, porque Dios puso en mi vida dos hombres increíbles para compartir una familia, por tantos recuerdos juntos desde que tengo memoria, por darme la certeza que siempre van a estar ahí para brindarme una mano, por hacerme sentir orgulloso de quienes son.

A mi familia por ser los seres espectaculares que disfruto cada vez que tengo la satisfacción de visitarlos en el pueblito que tanto quiero, por hacernos sentir acompañados a pesar de la distancia, por tanto amor para con nuestra familia.

A todos mis compañeros y amigos por hacer de la etapa universitaria algo inolvidable y porque me llevo muchas enseñanzas de cada uno de ustedes.

Al SPE USCO por ser una de las experiencias más lindas de la carrera.

A César Díaz y Marco Rodríguez por tanto aprendizaje durante el semestre de práctica.

En memoria de mi abuelo Miguel.

Hamilton Eduardo Posso Acevedo

Dedicatoria

Con la satisfacción del deber cumplido y culminar una etapa más de mi vida, me llenan de alegría y confianza para seguir luchando por mis sueños y convencerme que en la vida todo se logra con mucho esfuerzo y dedicación.

Por eso este logro va dedicado primero que todo a Dios por permitirme vivir cada una de las experiencias que hicieron posible que esto pasara.

A mis padres Helver Bonilla Trujillo y Martha Rocio Barreiro Andrade quienes son mi razón de vivir, por darme la oportunidad de ser alguien productivo y quienes con su amor, cariño, paciencia, ejemplo y dedicación han sido un apoyo incondicional para cumplir esta meta.

A mi novia Tatiana Sanmiguel Benavides por estar siempre a mi lado apoyándome y brindarme fortaleza, amor, cariño y comprensión.

A todos y cada uno de los integrantes de mi familia, en especial a mi tía Elcira Cortes quien ha sido un apoyo en cada una de las etapas de mi vida.

A mis amigos, a mis compañeros de estudio, profesores y cada una de las personas que de una u otra forma contribuyeron en mi formación profesional y aportaron un granito de arena para cumplir con este objetivo.

Juan Pablo Bonilla Barreiro

Agradecimientos

La realización de este trabajo fue posible gracias a la participación de estas personas e instituciones:

A nuestro director de tesis Ing. Edgar Mauricio Rivera Benavides por su conocimiento, confianza, presencia, tiempo y dedicación en la dirección de este proyecto.

A nuestra codirectora Constanza Vargas Castellanos por su conocimiento, presencia, tiempo y dedicación en este proyecto.

A los jurados ingenieros Enrique Sánchez y Luis Humberto Orduz por sus aportes para cumplir con todos los objetivos y llevar a término este trabajo.

A la Universidad Surcolombiana y el programa de Ingeniería de Petróleos, por abrirnos las puertas y brindarnos todas las posibilidades para formarnos como profesionales íntegros.

A la compañía Erazo Valencia S.A. por brindarnos la posibilidad este proyecto.

Tabla de Contenido

RESUMEN

| | |
|--|----|
| 1. GENERALIDADES CAMPO HATO NUEVO | 16 |
| 1.1. RESEÑA HISTÓRICA CAMPO HATO NUEVO | 16 |
| 1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO HATO NUEVO | 16 |
| 1.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO HATO NUEVO | 18 |
| 1.4. ANTECEDENTES DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO HATO NUEVO | 19 |
| 1.5. DESCRIPCIÓN MECÁNICA BREVE DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO HATO NUEVO | 20 |
| 2. MARCO TEÓRICO | 22 |
| 2.1. OBJETIVOS DE LA PERFORACIÓN | 22 |
| 2.2. COLUMNA LITOLÓGICA ESPERADA..... | 22 |
| 2.3. PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN..... | 24 |
| 2.4. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN DE POZOS DE CORRELACIÓN | 25 |
| 2.5. DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y DE FRACTURA..... | 25 |
| 2.5.1. Método “dC” | 26 |
| 2.6. SELECCIÓN DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO | 27 |
| 2.7. SELECCIÓN DE GEOMETRÍA DEL POZO..... | 27 |
| 2.8. SELECCIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 27 |
| 2.8.1. Fluidos de perforación | 27 |
| 2.8.2. Funciones del fluido de perforación | 28 |
| 2.8.3. Propiedades de los fluidos de perforación | 31 |
| 2.8.4. Sistemas de fluidos de perforación | 33 |
| 2.8.5. Parámetros de selección de fluidos de perforación | 34 |
| 2.9. SELECCIÓN DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO | 36 |
| 2.10. DISEÑO DE CEMENTACIÓN | 37 |
| 2.10.1. Clasificación y funciones de los cementos..... | 38 |

| | | |
|----------|---|----|
| 2.11. | DISEÑO DE SARTAS DE PERFORACIÓN..... | 40 |
| 2.12. | PROGRAMA DE BROCAS..... | 42 |
| 2.12.1. | Brocas..... | 42 |
| 2.12.2. | Tipos de Brocas..... | 42 |
| 2.12.3. | Brocas Tricónicas..... | 43 |
| 2.12.4. | Código IADC para brocas tricónicas | 45 |
| 2.12.5. | Brocas de cortadores fijos | 47 |
| 2.12.6. | Código IADC para brocas de cortadores fijos | 49 |
| 2.12.7. | Mecanismos de falla | 50 |
| 2.12.8. | Variables y parámetros a considerar durante el proceso de selección de brocas | 52 |
| 2.12.9. | Selección de Brocas en función de la formación que se va a perforar..... | 54 |
| 2.12.10. | Parámetros de selección de brocas tricónicas con dientes de acero | 55 |
| 2.12.11. | Parámetros de selección de brocas tricónicas con insertos de carburo de tungsteno | 56 |
| 2.13. | PROGRAMA DE HIDRÁULICA | 56 |
| 2.13.1. | Modelos Reológicos..... | 57 |
| 2.13.2. | Parámetros hidráulicos..... | 58 |
| 2.13.3. | Optimización de hidráulica..... | 59 |
| 2.13.4. | Índice de capacidad de acarreo (CCI) | 59 |
| 2.14. | PERFORACIÓN DIRECCIONAL..... | 60 |
| 2.14.1. | Razones que originan la perforación direccional | 61 |
| 2.14.2. | Herramientas utilizadas en la perforación de pozos direccionales | 62 |
| 2.15. | AUTORIZACIÓN PARA GASTOS (AFE) | 65 |
| 3. | PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO HN-06 | 66 |
| 3.1. | OBJETIVO..... | 66 |
| 3.1.1. | Coordenadas del revestimiento conductor y del objetivo | 66 |
| 3.1.2. | Posición estructural..... | 66 |
| 3.2. | COLUMNA GEOLÓGICA ESPERADA..... | 67 |

| | | |
|----------|--|----|
| 3.2.1. | Descripción litológica de las formaciones a perforar | 69 |
| 3.3. | TOMA DE INFORMACIÓN..... | 70 |
| 3.4. | PRESIONES DE FORMACIÓN Y DE FRACTURA..... | 70 |
| 3.5. | PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE TUBERIAS | 71 |
| 3.6. | PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 73 |
| 3.6.1. | Perfil de densidad propuesto..... | 73 |
| 3.6.2. | Sección 12 ¼” | 74 |
| 3.6.2.1. | Propiedades del fluido | 74 |
| 3.6.2.2. | Descripción del fluido de perforación | 74 |
| 3.6.2.3. | Problemas potenciales y recomendaciones..... | 74 |
| 3.6.2.4. | Equipos de control de sólidos requeridos..... | 75 |
| 3.6.3. | Sección 8 ½” | 76 |
| 3.6.3.1. | Propiedades del fluido | 76 |
| 3.6.3.2. | Descripción del fluido de perforación | 76 |
| 3.6.3.3. | Problemas potenciales y recomendaciones..... | 77 |
| 3.6.3.4. | Equipos de control de sólidos requeridos..... | 78 |
| 3.6.4. | Sistema de control de sólidos | 78 |
| 3.6.5. | Índice de capacidad de acarreo (CCI) | 78 |
| 3.6.6. | Bombas de lodo..... | 80 |
| 3.7. | GEOMETRÍA DEL POZO | 80 |
| 3.8. | PROGRAMA DE REVESTIMIENTO | 82 |
| 3.8.1. | Información general del pozo | 82 |
| 3.8.2. | Diseño tubería de superficie 9 5/8” | 83 |
| 3.8.3. | Diseño tubería de revestimiento de producción | 87 |
| 3.9. | PROGRAMA DE CEMENTACIÓN | 92 |
| 3.9.1. | Cementación de la tubería de revestimiento de 9 5/8” | 92 |
| 3.9.2. | Cementación de la tubería de revestimiento de 7” | 93 |
| 3.10. | PROGRAMA DE SARTAS DE PERFORACIÓN..... | 93 |
| 3.10.1. | Parámetros para collares de perforación y tubería pesada. | 93 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 3.10.2. | Parámetros para diseñar tubería de perforación bajo tensión..... | 94 |
| 3.10.3. | Diseño de la sarta de perforación..... | 96 |
| 3.11. | PROGRAMAS DE BROCAS E HIDRÁULICA..... | 102 |
| 3.11.1. | Análisis litológico de perforabilidad de la columna estratigráfica esperada en el pozo HN-06. | 102 |
| 3.11.2. | Selección de brocas..... | 104 |
| 3.11.3. | Hidráulica de Perforación..... | 105 |
| 3.11.4. | Programa de hidráulica de perforación..... | 108 |
| 3.12. | Programa de perforación direccional | 109 |
| 3.14. | AUTORIZACIÓN PARA GASTOS (AFE) | 112 |
| 4. | ANALISIS DE RESULTADOS..... | 113 |
| 5. | CONCLUSIONES..... | 114 |
| | BIBLIOGRAFÍA..... | 115 |
| | ANEXOS..... | 118 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1. Coordenadas del Campo Hato Nuevo Origen Bogotá Gauss | 18 |
| Tabla 2. Datos generales de pozos existentes en Hato Nuevo | 19 |
| Tabla 3. Resumen de estados mecánicos | 20 |
| Tabla 4. Criterios de selección de un fluido de perforación. | 35 |
| Tabla 5. Propiedades de los cementos | 40 |
| Tabla 6. Clasificación IADC para brocas tricónicas..... | 46 |
| Tabla 7. Código IADC para clasificación de brocas de cortadores fijos..... | 50 |
| Tabla 8. Mecanismos de falla. | 51 |
| Tabla 9. Impacto geológico en la perforabilidad..... | 55 |
| Tabla 10. Parámetros de selección de brocas con dientes de acero | 55 |
| Tabla 11. Parámetros de selección de brocas tricónicas de insertos de carburo de tungsteno..... | 56 |
| Tabla 12. Factores que intervienen en la hidráulica de perforación | 57 |
| Tabla 13. Prognosis de la columna estratigráfica esperada para el pozo HN-06..... | 67 |
| Tabla 14. Presiones de formación y fractura | 71 |
| Tabla 15. Propiedades del fluido de perforación en la sección 12 1/4 | 74 |
| Tabla 16. Problemas Potenciales en la fase 12 1/4" | 75 |
| Tabla 17. Equipos de control de sólidos requeridos durante la fase 12 1/4" | 75 |
| Tabla 18. Propiedades del fluido de perforación en la fase 8 1/2 | 76 |
| Tabla 19. Problemas potenciales en la fase 8 1/2" | 77 |
| Tabla 20. Equipos de control de sólidos requeridos durante la fase 8 1/2" | 78 |
| Tabla 21. Índice de capacidad acarreo, CCI..... | 79 |
| Tabla 22. Especificaciones de presión, caudal y potencia de la bomba..... | 80 |
| Tabla 23. Diámetros de tuberías de revestimiento y brocas propuestas | 81 |
| Tabla 24. Factores de seguridad | 82 |
| Tabla 25. Especificaciones de tuberías de revestimientos de 9 5/8"..... | 84 |
| Tabla 26. Especificaciones de tubería de revestimiento de 7" | 89 |
| Tabla 27. Especificaciones de las tuberías seleccionadas para el pozo HN-06..... | 92 |
| Tabla 28. Cálculos de volumen de cemento necesario | 92 |
| Tabla 29. Información básica para diseño de la sarta..... | 96 |
| Tabla 30. Sección 12 1/4" | 97 |
| Tabla 31. Especificaciones de la sarta en la sección 12 1/4" | 97 |
| Tabla 32. Sección 8-1/2" | 99 |
| Tabla 33. Especificaciones de la sarta en la sección 8-1/2" | 99 |
| Tabla 34. Sarta de perforación 0-1020 pies..... | 101 |
| Tabla 35. Sarta de perforación 1020-3080 pies | 101 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 36. Sarta de perforación 3080-3900 pies | 102 |
| Tabla 37. Sarta de perforación 3900-6870 | 102 |
| Tabla 38. Programa de Brocas | 105 |
| Tabla 39. Programa de hidráulica pozo HN-06..... | 108 |
| Tabla 40. Programa direccional pozo HN-06..... | 109 |

LISTA DE GRÁFICAS

| | |
|---|-----|
| Gráfica 1. Historial de Producción Hato Nuevo..... | 18 |
| Gráfica 2. Selección de tubería de revestimiento 9 5/8" | 85 |
| Gráfica 3. Selección de tubería de 7" | 89 |
| Gráfica 4. MD vs Azimuth & DLS..... | 110 |
| Gráfica 5. MD vs Inclinación..... | 110 |
| Gráfica 6. MD vs Sección Vertical | 111 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|-----|
| Figura 1. Mapa Geográfico Campo Hato Nuevo..... | 17 |
| Figura 2. Estado mecánico pozo HN-01 ST | 21 |
| Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Superior del Magdalena..... | 23 |
| Figura 4. Registro Básico de Perforación..... | 24 |
| Figura 5. Configuración típica de un revestimiento..... | 37 |
| Figura 6. Esquema de operación de cementación | 38 |
| Figura 7. Configuración de sarta de perforación..... | 41 |
| Figura 8. Clasificación de brocas..... | 43 |
| Figura 9. Broca de Insertos | 44 |
| Figura 10. Broca de dientes de acero..... | 44 |
| Figura 11. Broca PDC | 48 |
| Figura 12. Perfiles comunes de una broca PDC..... | 48 |
| Figura 13. Clasificación de pozos direccionales. | 61 |
| Figura 14. Mapa estructural al tope de la formación Caballos en el campo Hato Nuevo... | 67 |
| Figura 15. Columna estratigráfica esperada..... | 68 |
| Figura 16. Determinación de profundidades de revestimiento | 72 |
| Figura 17. Perfil de densidad propuesto..... | 73 |
| Figura 18. Esquema para selección de geometría de pozo..... | 81 |
| Figura 19. Halliburton Security DBS- Bit Hydraulics XL 1.1. | 107 |

RESUMEN

TÍTULO: PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES BÁSICAS PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO HN-06 EN EL CAMPO HATO NUEVO

AUTORES: HAMILTON EDUARDO POSSO ACEVEDO

JUAN PABLO BONILLA BARREIRO

PALABRAS CLAVE: programa de perforación, optimización, planeación, diseño.

DESCRIPCIÓN

Para una óptima perforación de un pozo se requiere de una planeación formal para lograr los objetivos establecidos, teniendo en cuenta aspectos de ingeniería antes de iniciar la operación. La planeación de la perforación de un pozo es una etapa fundamental del proceso, donde se hacen consideraciones indispensables para el desarrollo del proyecto, como la evaluación económica de la perforación y su viabilidad según el plan de inversiones para el desarrollo del campo, financiamiento del proyecto, gestión de licencias ambientales, permisos de uso de tierras, cumplimiento de las obligaciones legales con el estado y los grupos de interés, contratación de equipos y personal calificado, diseño del programa de perforación, los tiempos en los que se debe realizar cada una de las etapas. Es por ello que en este trabajo se investigó y se analizó los diferentes reportes e información de los pozos del campo Hato Nuevo para su realización, teniendo como resultado la optimización de tiempos y costos, y reducción de problemas operacionales.

1. GENERALIDADES CAMPO HATO NUEVO

El campo Hato Nuevo pertenece a la Concesión 540 de Neiva que comprende 49.000 hectáreas dentro de las jurisdicciones de Neiva, Aipe, Villavieja, Tello, Palermo y Yaguará en el departamento del Huila. La Concesión Neiva 540 se encuentra dentro de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la subcuenca de Neiva. Las principales formaciones productoras en el área son: Formación Honda (Terciario), Formación Monserrate o K4 (Cretácico-Maestrictiano) y la Formación Caballos (Cretácico Superior). Los entrapamientos son de tipo estructural, con un modelo estructural bastante complejo como consecuencia de una tectónica compresional que provocó la formación de pliegues superpuestos por un fuerte fallamiento de tipo inverso. Específicamente el campo Hato Nuevo es una trampa estructural con componentes estratigráficos, ya que comprende plegamientos asociados a fallas inversas.

1.1. RESEÑA HISTÓRICA CAMPO HATO NUEVO

El campo Hato Nuevo fue descubierto en Mayo de 1984 con la perforación del pozo exploratorio HN-01 perforado por Houston Oil Colombiana (HOCOL). Posteriormente entre 1984 y 1985 se adelantó una campaña de perforación para el desarrollo del campo, esta comprendió la perforación de los pozos HN-02, HN-03, HN-04 y HN-05 (seco). En Noviembre 1994 finalizó el periodo de explotación de HOCOL, como consecuencia a esto la Concesión Neiva 540 fue revertida al Estado, quien creó la Gerencia Alto Magdalena de Ecopetrol para su operación. Desde 1984 el campo fue productor de petróleo hasta finales de la década de los noventa, cuando fue cerrado temporalmente por Ecopetrol. Desde 2013 la empresa Erazo Valencia S.A. en sociedad con Ecopetrol S.A. a través de la gerencia de Campos descubiertos o desarrollados e inactivos (CDNDI) han realizado esfuerzos para mantener el campo en producción, en ese año se realizaron operaciones en pozos existentes y se restableció la producción.

1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO HATO NUEVO

El campo Hato Nuevo está ubicado en el municipio de Villavieja, en la Vereda Hato Nuevo. Está ubicado a 30 kilómetros de la ciudad de Neiva, cuenta con buenas vías

de acceso y su localización no representa inconvenientes para la operación. En la figura 1 se encuentra el mapa del campo.

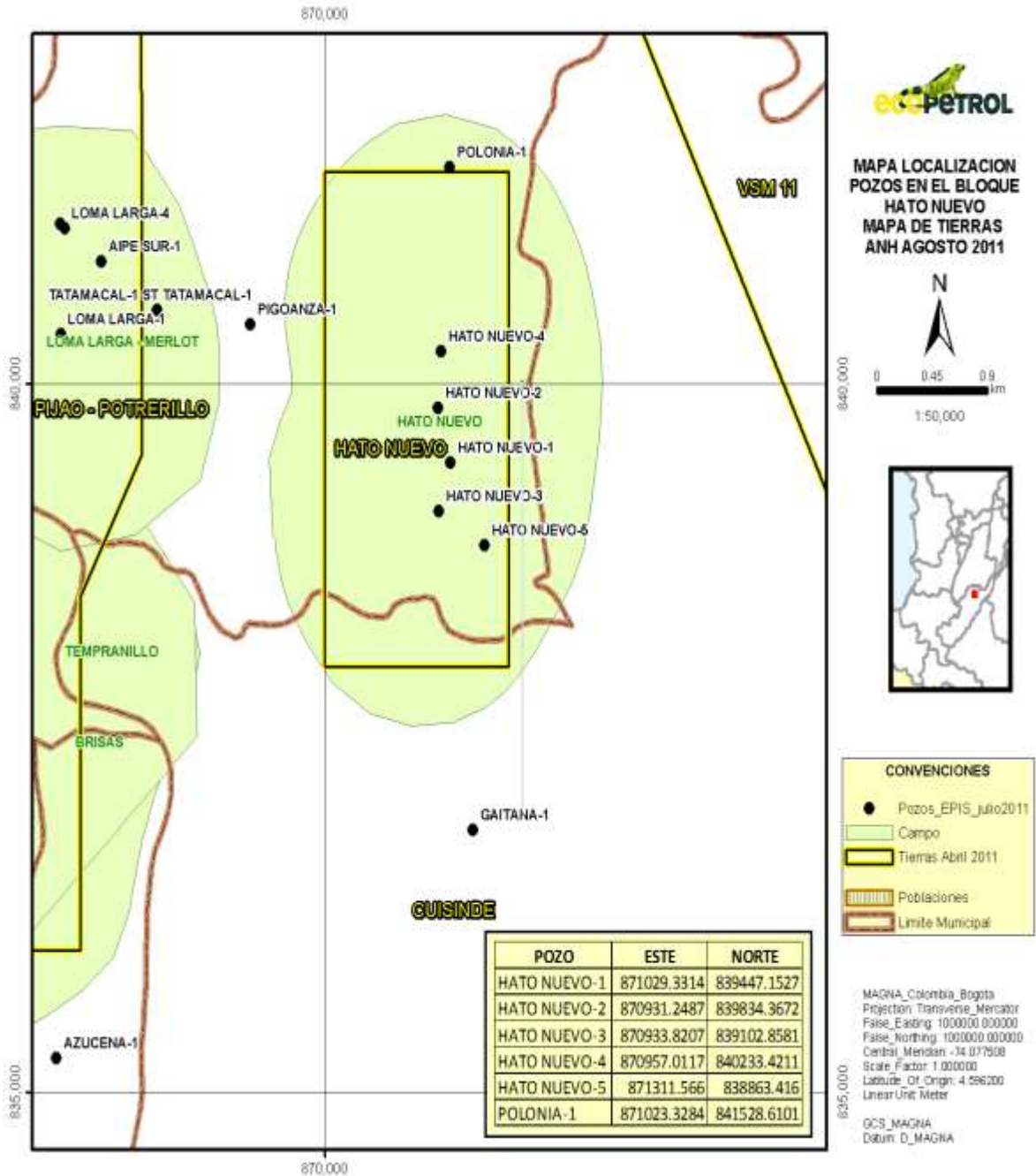


Figura 1. Mapa Geográfico Campo Hato Nuevo

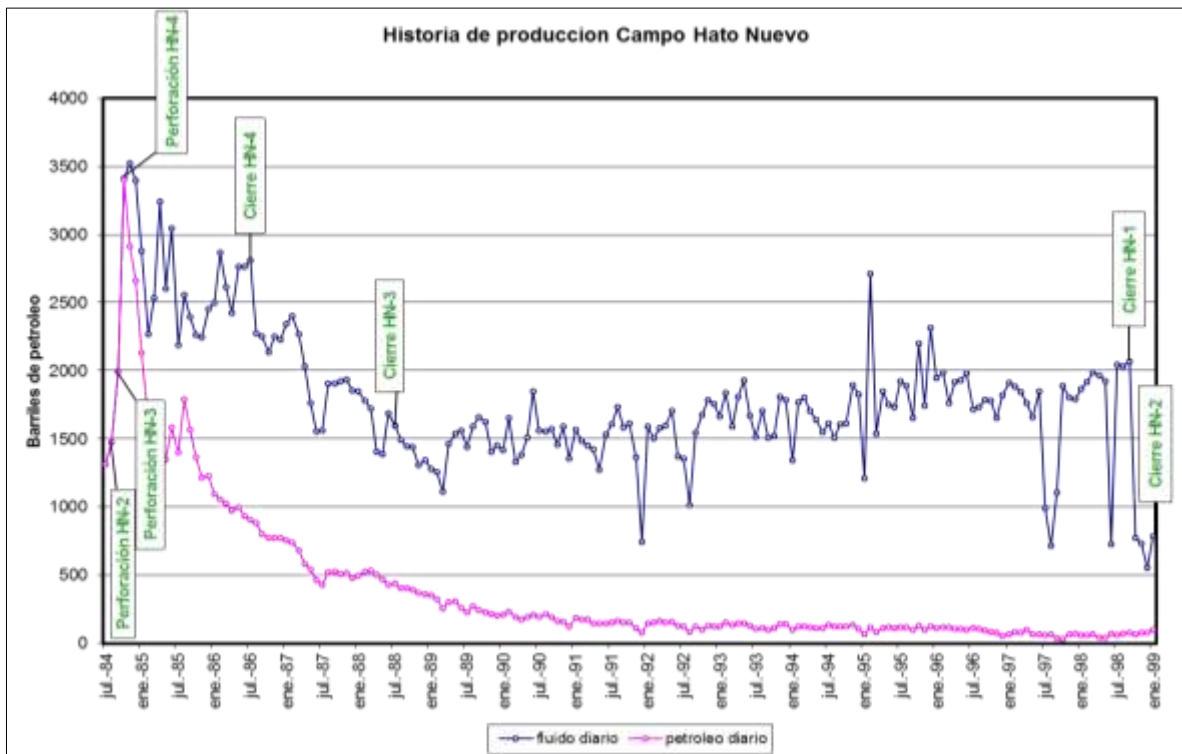
El campo Hato Nuevo está delimitado por el polígono especificado en la tabla 1.

| Vértice | Coordenadas Bogotá | |
|---------|--------------------|---------|
| | N | E |
| A | 841.500 | 870.000 |
| B | 841.500 | 871.500 |
| C | 838.000 | 871.500 |
| D | 838.000 | 870.000 |

Tabla 1. Coordenadas del Campo Hato Nuevo Origen Bogotá Gauss

1.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO HATO NUEVO

El campo Hato Nuevo empezó a ser desarrollado en 1984, con la perforación de los pozos HN-02, HN-03 y HN-04 se logró un pico máximo de producción de 3400 bopd en octubre de 1984.



Gráfica 1. Historial de Producción Hato Nuevo

Para Mayo de 1985 la producción del campo bajó un 60% hasta 1350 bopd, para Agosto de 1985 la producción aumento a 1785 bopd, a partir de esta fecha la producción del campo Hato Nuevo sufrió un fuerte declinamiento como

consecuencia de los cierres de los pozos HN-03 y HN-04, para Agosto de 1989 la producción era de 273 bopd. Entre 1989 y 1999 cuando se cerraron los pozos HN-01 y HN-02 la producción oscilo entre 200 bopd y 60 bopd.

1.4. ANTECEDENTES DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO HATO NUEVO

Los antecedentes de perforación corresponden a 5 pozos perforados en el campo Hato Nuevo y el pozo Polonia-1 que fue perforado antes del descubrimiento de Hato Nuevo. En la figura 1 se puede detallar en el mapa la distribución geográfica de estos

| | HN-01 | HN-02 | HN-03 | HN-04 | HN-05 |
|-----------------------------------|-----------------|---------------|---------------|--------------------|--------------------|
| Coordenada N | 839.423,08 | 839.809,99 | 839.080,53 | 840.209,25 | 838.828,20 |
| Coordenada E | 870.996,49 | 870.990,77 | 870.888,23 | 870.941,32 | 871.254,11 |
| Clasificación | B3 Descubridor | B1 Desarrollo | B1 Desarrollo | B1 Desarrollo | C1 Desarrollo Seco |
| Estructura | Anticlinal | Anticlinal | Anticlinal | Anticlinal Fallado | Anticlinal Fallado |
| Inicio | 03-abr-84 | 14-ago-84 | 11-sep-84 | 12-oct-84 | 09-nov-84 |
| Terminación | 30-jun-84 | 18-sep-84 | 04-oct-84 | 05-nov-84 | 21-nov-84 |
| Profundidad MD (ft) | 8660 | 7363 | 7141 | 7326 | 6959 |
| Profundidad TVD (ft) | 8579 | 7319 | | 7260 | 6933 |
| Elevación del Terreno (ft) | 1479 | 1489 | 1478 | 1494 | 1471 |
| Tipo de Pozo | Re-entrada (ST) | Vertical | Direccional | Vertical | Vertical |

Tabla 2. Datos generales de pozos existentes en Hato Nuevo

1.5. DESCRIPCIÓN MECÁNICA BREVE DE LOS POZOS
PERFORADOS EN EL CAMPO HATO NUEVO

En la tabla 3 se encuentra un resumen de los estados mecánicos de los pozos existentes en el campo.

| Pozo | Revestimiento 13 3/8" | Revestimiento 9 5/8" | Revestimiento 7" |
|-------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| HN-1 | Superficie – 1406 pies | Superficie – 5180 pies | Superficie – 6760 pies |
| HN-2 | Superficie – 113 pies | Superficie – 2028 pies | Superficie – 7360 pies |
| HN-3 | Superficie – 113 pies | Superficie – 2018 pies | Superficie – 7141 pies |
| HN-4 | - | Superficie – 2028 pies | Superficie – 7326 pies |
| HN-5 | Superficie – 112 pies | Superficie – 2030 pies | - |

Tabla 3. Resumen de estados mecánicos

El pozo HN-01 es el pozo con actividad más reciente, en 2013 se realizó una operación de re-entrada a 4700 pies en el revestimiento de 9 5/8 para conectar a la formación Caballos desde un punto estructural más alto con el fin de reactivar la producción en este pozo. Actualmente es el único pozo abierto del campo.

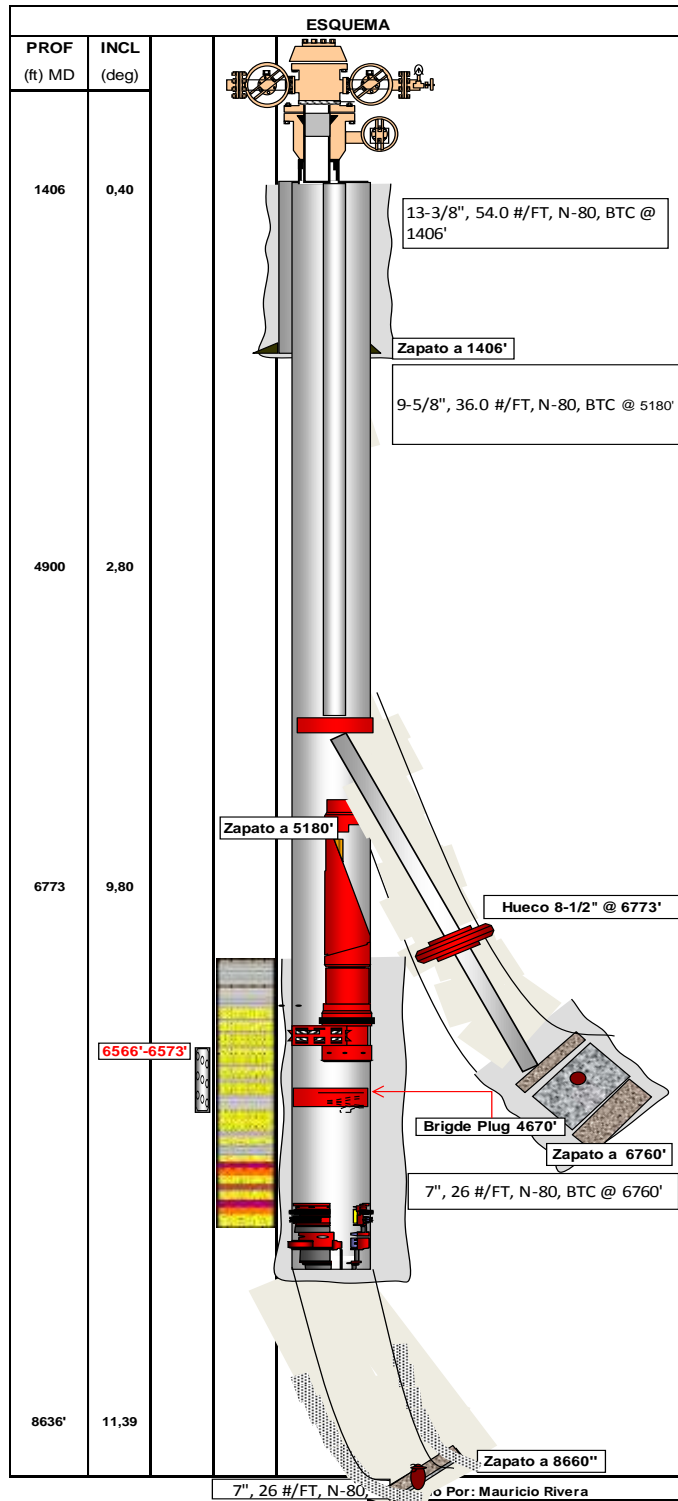


Figura 2. Estado mecánico pozo HN-01 ST

2. MARCO TEÓRICO

Para la realización de la planeación de operaciones de perforación del pozo HN-6 se utilizara como base el manual “Diseño de la Perforación de Pozos” de Pemex que tiene la siguiente distribución.

2.1. OBJETIVOS DE LA PERFORACIÓN

El objetivo de la perforación es construir un pozo que sirva como conducto desde el yacimiento hasta superficie, que permita la explotación racional de una forma segura y al menor costo posible. Cumpliendo con normas de seguridad y licencias ambientales. Se deben conocer las coordenadas de superficie y de la formación objetivo para así realizar la trayectoria que debe tener el pozo para saber si será vertical o direccional, además de la profundidad de este. También se debe tener en cuenta la posición estructural donde se realizará el pozo para la identificación de anomalías geológicas que se podrían encontrar durante la perforación del mismo.

2.2. COLUMNA LITOLÓGICA ESPERADA

La columna litológica consiste en una representación gráfica de las variaciones verticales y los cambios horizontales que presentan los cuerpos rocosos, estas columnas son obtenidas mediante estudios sísmicos y datos geológicos de pozos vecinos perforados que son correlacionados. Conociendo los tipos de rocas que se van atravesar durante la perforación se permite determinar las presiones de las formaciones que pueden llegar a complicar las operaciones. En la figura 3¹ se muestra la columna estratigráfica generalizada para el Valle Superior del Magdalena.

¹ ANH. MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. [Online]. Diciembre,2009
[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron da%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron da%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

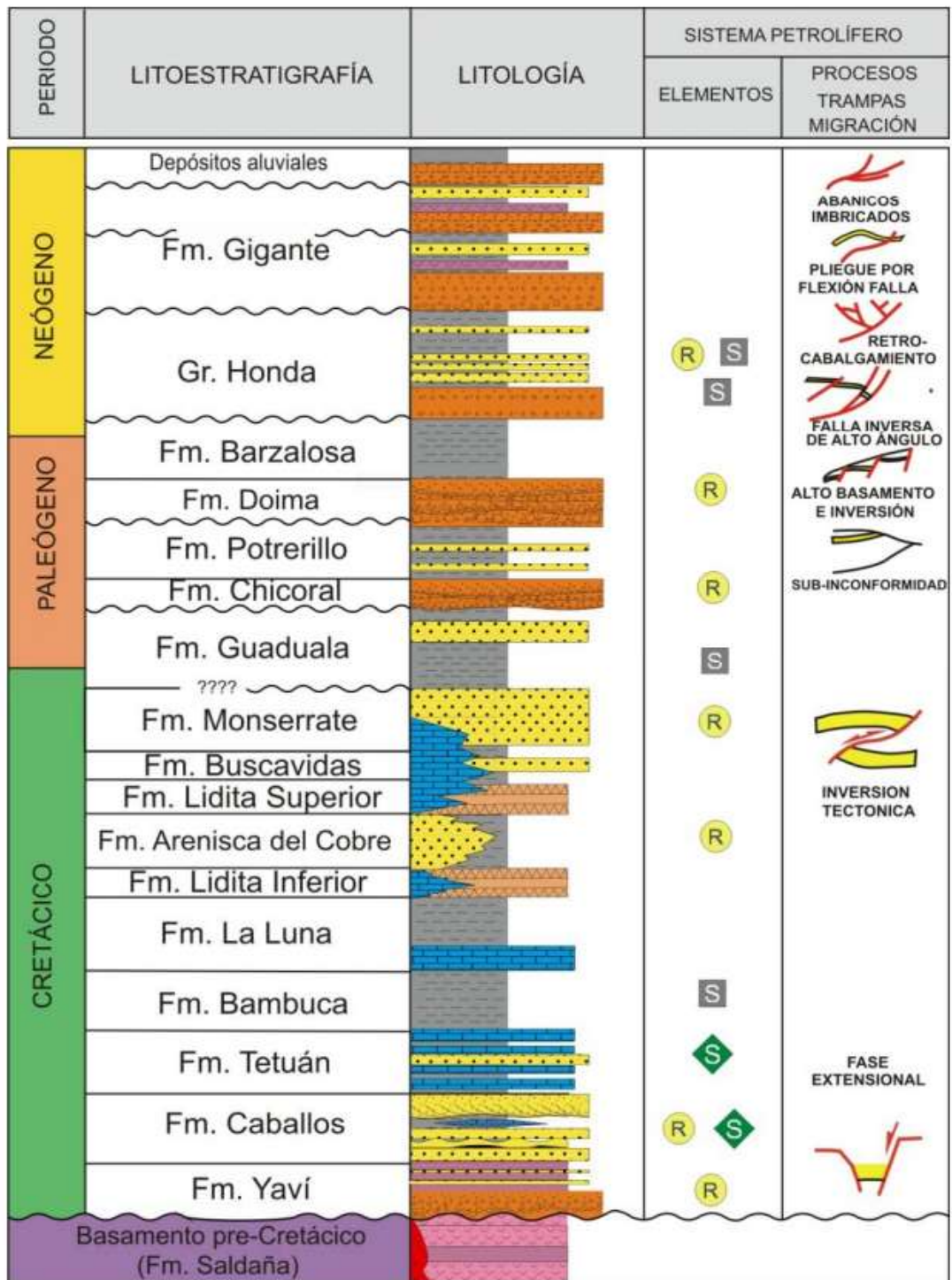


Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Superior del Magdalena

2.3. PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN

En la planeación de los pozos se incluye un programa para la toma de información que consiste en determinar los intervalos o profundidades en los que se corren registros, se hacen cortes de núcleos o se efectúa alguna prueba de producción.

La toma de registros se hace durante toda la perforación para ir monitoreando parámetros pie a pie de las condiciones de perforación. Este registro puede realizarse en intervalos específicos o bien en toda la profundidad del pozo que incluyen información como velocidad de perforación, peso sobre la broca, velocidad de la rotaria, torsión, temperatura de entrada y salida del fluido, densidad entrada y salida del lodo, contenido de cloruros en el fluido a la entrada y salida, detección de sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono, presión de la bomba, contenido de gas en el lodo, litología, densidad equivalente de circulación, presión de formación y fractura, volumen de llenado, etc. Además de los registros tomados durante la perforación, existen los registros geofísicos que son tomados tanto en intervalos específicos o en todo el pozo que son de potencial espontáneo, doble inducción, doble laterolog, rayos Gamma, sónico, neutrónico, de densidad, de echados de la formación, desviación y calibre del agujero, de cementación, etc. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de los resultados de una toma de registros básica, con los registros más comúnmente utilizados.²

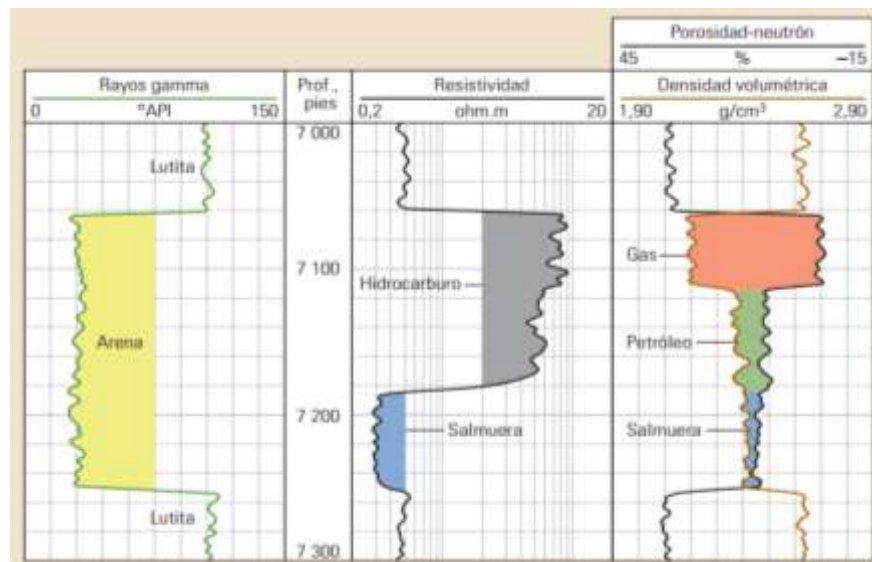


Figura 4. Registro Básico de Perforación.

². ANDERSEN, Mark A. El descubrimiento de los secretos de la tierra. En: Oilfield Review. Primavera, 2011. Vol.23., No.1. p.1-2.

El corte de núcleos es la operación realizada durante la perforación en intervalos específicos para la toma directa de propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en esta. Estas propiedades son fundamentales para varias áreas de la ingeniería de petróleos como lo son geología, yacimientos y perforación. Las propiedades obtenidas de estos núcleos son litología, textura, edad, depositación, planos de fractura, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, mojabilidad, contacto agua-aceite.

Las pruebas de producción realizadas durante la perforación tienen como idea principal evaluar de forma rápida zonas que por registros presentan posibilidades de contener hidrocarburos. También son trascendentales en toma de decisiones tales como si la terminación del pozo es rentable económicamente, diseñar un trabajo estimulación o de fracturamiento, suspender la perforación, no cementar el revestimiento de explotación e incluso abandonar el pozo.

2.4. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN DE POZOS DE CORRELACIÓN

Este es uno de los aspectos más importantes en el proceso de la planeación de la perforación de un pozo, ya que se necesita determinar las características técnicas y problemas que se podrían encontrar durante la perforación del mismo. Para los pozos de desarrollo la información generada será la que se obtuvo durante la perforación de los pozos vecinos en el mismo campo. Los registros geofísicos, registros de fluidos de perforación, historia de perforación, resumen de operaciones, distribución de tiempos, registros de brocas son los elementos utilizados para el análisis de la información y así poder realizar un trabajo eficiente.

2.5. DETERMINACIÓN DE LOS GRADIENTES DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y DE FRACTURA

Los gradientes de presión son fundamentales para la buena selección del programa de lodos y profundidades de asentamiento de tubería de revestimiento para mantener el control del pozo. La presión de formación es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación y también se le conoce como presión de poro. Estas presiones que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales o subnormales. Las presiones normales son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación hasta la superficie, las presiones anormales son mayores a la presión hidrostática, y la subnormal es menor a la presión hidrostática. Las presiones anormales son las que afectan el programa de perforación del pozo en aspectos como la selección y densidad del lodo, la selección de las profundidades de asentamiento de tubería de revestimiento, la planeación de las cementaciones. Además, se deben considerar problemas como reventones, pegadas de la tubería por presión diferencial, pérdidas

de circulación, derrumbes. En los pozos de desarrollo la manera de determinar los gradientes de presión son mediante técnicas de interpretaciones sísmicas y/o correlaciones geológicas.

2.5.1. Método “dC”

En 1966 Jorden y Shirley desarrollaron una técnica para detectar presiones anormales basada en la interpretación de datos del comportamiento de la perforación, especialmente la velocidad de penetración. Esta depende de la presión diferencial, el peso sobre la broca, la velocidad de la rotaria y el diámetro de la broca. Los datos para usar la técnica anterior, se obtienen durante la perforación.

La ecuación $(R/N) = (W/D_b)^d$, relaciona la velocidad de penetración R, con el peso sobre la broca W, la velocidad de rotaria N y el diámetro de la broca D_b . Se ha demostrado que esta ecuación no describe el comportamiento de la perforación bajo condiciones reales de campo. Sin embargo, como aproximación empírica, se puede obtener la relación entre el exponente “d” de la ecuación mencionada y la presión diferencial. Variando solamente el peso sobre la broca, la velocidad de rotaria y el diámetro de la broca. La grafica de exponente “d” contra profundidad, define una tendencia a medida que se perforen secciones con presiones normales. La tendencia del exponente cambia de dirección cuando se encuentran presiones anormales y la presión diferencial disminuye.

Para uso de unidades prácticas de campo, se utiliza la siguiente ecuación para determinar el exponente “d”:

$$d = \frac{\text{Log} \left(\frac{R}{60N} \right)}{\log \left(\frac{12W}{10^6 D_b} \right)}$$

Donde $(R/60N)$ es menor a la unidad y el valor absoluto de $\log (R/60N)$ varia inversamente con R. Por eso, el exponente “d” varia inversamente con la velocidad de penetración.

La tendencia normal para cada broca usada en zonas normalmente compactadas es de un aumento gradual con respecto a la profundidad. El comportamiento del exponente d en zonas anormales es característica por su disminución con respecto a la tendencia normal.

Uno de los factores que más afecta al exponente “d” es la presión diferencial o sobrebalance. Un método para eliminar el efecto de sobrebalance, consiste en corregir el exponente “d” multiplicándolo por la relación entre el peso de la columna normal sobre el peso del lodo por encima del peso normal que sostiene la formación.

Este parámetro modificado es conocido como el exponente dc y se define de la siguiente manera:

$$dc = d \frac{\textit{Gradiente Normal}}{\textit{Densidad del Lodo}}$$

Las gráficas de los exponentes “ d ” y “ dc ” contra profundidad son bastante similares, pero en esta última, la zona bajo compactada se manifiesta con más claridad³.

2.6. SELECCIÓN DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Las profundidades de asentamiento del revestimiento son tomadas desde el fondo del pozo hasta superficie teniendo conocimiento de los gradientes de presión, inmediatamente se debe conocer el peso del lodo para llevar a cabo la perforación en las diversas secciones del mismo. Los causantes de un cambio de profundidad de asentamiento son problemas operacionales como reventones, pérdidas de circulación, accidente mecánico, pero una buena selección de profundidades de asentamiento puede evitar la cementación de algunas secciones del pozo reduciendo costos y tiempos de perforación.

2.7. SELECCIÓN DE GEOMETRÍA DEL POZO

La geometría del pozo es la distribución de las tuberías de revestimiento de todo el pozo, esta selección se hace a partir del diámetro de la tubería de producción. Esta tubería está a disposición del cliente u operador del campo donde se vaya a realizar el pozo. La selección de las tuberías de revestimiento se hace a partir de guías establecidas para un buen acondicionamiento, integridad y seguridad del pozo.

2.8. SELECCIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.8.1. Fluidos de perforación

Los fluidos de perforación comprenden fluidos líquidos, gaseosos o mezclas de fluidos y sólidos (en forma de suspensiones de sólidos, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos), son indispensables para la perforación de pozos, debido a que cumplen diversas funciones. Gran parte del éxito y eficiencia de la perforación de un pozo depende del desempeño del lodo utilizado y un correcto monitoreo de

³ PEMEX. Diseño de la perforación de pozos. México D.F. p39

sus propiedades. El costo del fluido de perforación puede significar entre el 10% y 15% del costo total del pozo⁴, pero la elaboración y ejecución correcta de un programa de fluidos de perforación tiene gran influencia en los costos finales del pozo. Un problema generado por un lodo con propiedades inapropiadas puede desencadenar problemas en la operación que generen retrasos u operaciones no programadas.

Los fluidos de perforación más ampliamente utilizados son elaborados con fluidos líquidos bien sea base agua o base aceite, es por esto que el término “lodos de perforación” es bien utilizado en la industria. El líquido en el cual los materiales están suspendidos se denomina fase continua del lodo, mientras que las partículas sólidas suspendidas son la fase discontinua. Estos sólidos en suspensión son adicionados intencionalmente para brindarle las propiedades requeridas al lodo o son producto de la remoción de recortes en el fondo del pozo, es decir el lodo tiene sólidos deseados y otros que se pueden considerar contaminantes respectivamente, el desempeño del lodo dependerá en gran medida del control que se realice en la concentración de estos sólidos. Actualmente existe gran cantidad de aditivos para satisfacer necesidades específicas durante la perforación de pozos, estas diferentes características de los lodos se clasifican en sistemas de fluidos de perforación.

2.8.2. Funciones del fluido de perforación

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes⁵:

- **Remoción de recortes:** A medida que los recortes de perforación son generados es necesario realizar una buena limpieza o remoción de estos a fin de poder generar nuevos recortes y avanzar en la perforación. Para esto se hace circular lodo a través de las boquillas de la broca, el lodo arrastra y transporta los recortes hasta superficie a través del espacio anular. La remoción de recortes depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, velocidad de perforación (ROP), rotación de la sarta de perforación y de la viscosidad, densidad, y la velocidad anular del fluido de perforación. Los

⁴ Herriot Watt University, Drilling Engineering.

⁵ SCHLUMBERGER, Manual de fluidos de perforación de Schlumberger, 2001.

fluidos de mayor viscosidad tienen mayor capacidad de arrastre de recortes. La mayoría de los lodos de perforación son tixotrópicos, es decir que tienen la capacidad de gelificarse en condiciones estáticas suspendiendo los recortes durante conexiones de tuberías o periodos de suspensión en el flujo. Los fluidos de alta densidad facilitan la remoción de recortes ya que aportan mayores fuerzas de flotación, altas velocidad de rotación generan un flujo en forma de espiral del fluido en el anular por efecto de movimiento de la sarta, este fenómeno favorece la limpieza y remoción de recortes de las paredes del pozo, especialmente en pozos de alto ángulo donde los recortes se sedimentan en la parte baja de la pared del pozo.

- **Control de presión de la formación:** Es una de las funciones básicas del fluido de perforación, la presión que genera la columna hidrostática del fluido controla las presiones de la formación y garantiza una operación segura. Típicamente la densidad del lodo se ajusta conforme la profundidad aumenta y con ella la presión de poro impidiendo que los fluidos presurizados de las formaciones entren al pozo, es decir condiciones de sobrebalance. La presión ejercida por el lodo está en función de la profundidad vertical y la densidad del lodo. La presión ejercida por el lodo también ayuda a mejorar la estabilidad del pozo debido a poca consolidación, zonas geológicamente activas o sometidas a esfuerzos tectónicos o alto grado de inclinación del pozo. El peso del lodo usado debe ser el mínimo requerido para controlar las presiones de la formación para evitar superar las presiones de fractura, crear un daño excesivo en la formación y afectar la velocidad de perforación. El material más ampliamente utilizado para densificar los fluidos de perforación es Sulfato de Bario ($BaSO_4$) o Barita, es un mineral que tiene una densidad de $4,2 \text{ gr/cm}^3$ ⁶.
- **Suspensión y descarga de recortes:** Los fluidos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos en diversas condiciones, a su vez también deben permitir la remoción de los recortes por parte del sistema de control de sólidos. Los recortes de perforación que se sedimentan en condiciones de no flujo pueden causar pegadas de tubería o pérdidas de circulación. La sedimentación del material densificante derivará en variaciones de la densidad del lodo. Las altas concentraciones de sólido son nocivas para muchos parámetros de perforación, principalmente la eficiencia y velocidad de perforación (ROP) como consecuencia de aumento del peso y viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y necesidad de dilución, también se

⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en español. Barita.
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/barite.aspx>

incrementa la potencia necesaria para la circulación, el espesor del revoque, el torque y el arrastre. Mantener unas propiedades de lodo óptimas para la suspensión de los recortes dependerá del buen desempeño del sistema de control de sólidos.

- **Obturación de las formaciones permeables:** La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de medio poroso. Cuando hay sobrebalance, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo, el lodo debe estar diseñado de manera que se deposite un revoque delgado de baja permeabilidad minimizando la invasión a la formación por parte del filtrado. En formaciones muy permeables con gargantas de poro muy grandes se hace necesaria la adición de aditivos para evitar que el lodo entero se filtre en la formación, estos aditivos son agentes puenteantes cuya función es bloquear las aberturas grandes para que los sólidos del lodo pueden crear el sello deseado.
- **Mantenimiento de la estabilidad del pozo:** El equilibrio del pozo constituye un equilibrio complejo de diversos factores mecánicos y químicos como presiones de las formaciones, esfuerzos tectónicos, alta inclinación del pozo, inestabilidad de arcillas, formaciones poco consolidadas, erosión. Las propiedades del lodo deben ajustarse para garantizar la estabilidad del pozo. La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando este mantiene su tamaño y forma cilíndrica original, al desgastarse y ensancharse la estabilidad del pozo se ve comprometida
- **Minimización del daño de formación:** El fluido de perforación debe estar diseñado para minimizar el daño que podría afectar la posterior producción del pozo. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad de una formación es considerada daño a la formación. Durante la perforación este daño puede ser causado por como resultado del proceso de formación del revoque, filtración de lodo, interacciones químicas con la formación, densidad de lodo excesiva, hinchamiento de arcillas dentro de la formación.
- **Enfriamiento y lubricación de la sarta:** Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan calor por fricción en la broca y en partes de donde la sarta hace contacto con las paredes del pozo. La circulación refrigera la broca y la sarta de perforación distribuyendo el calor en todo el pozo. Los componentes de una sarta de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes de la y lubricantes del fluido de perforación.
- **Sostenimiento de la sarta de perforación:** El lodo también ayuda a soportar una parte del peso de la sarta de perforación o tubería de

revestimiento, mediante el principio de flotación. Cuando una sarta o revestimiento está suspendida dentro del fluido de perforación está experimenta un empuje hacia arriba igual al peso del fluido desplazado por la misma, reduciendo así la carga que tiene que soportar la torre de perforación. La flotabilidad es directamente proporcional al peso del lodo.

- **Transmisión de la energía hidráulica a la broca y herramientas de perforación:** La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes. Esta energía también suele usada para transmitir energía a los motores de fondo y herramientas de medición y registros de perforación (MWD y LWD). En los programas de hidráulica se busca que las pérdidas de presión más grandes se generen las boquillas de perforación con el fin de optimizar la fuerza de impacto del lodo contra el fondo del pozo.

Garantizar la evaluación de la formación, controlar la corrosión, facilitar la cementación y el completamiento y minimizar el impacto ambiental son otras funciones del fluido de perforación.

2.8.3. Propiedades de los fluidos de perforación

La capacidad de los fluidos de perforación para cumplir sus funciones determinadas dependerá de las propiedades asignadas al fluido, entre las más importantes están:

- **Densidad:** es la masa por unidad de volumen de un fluido de perforación. Se expresa en libras de masa por galón, lbm/gal o ppg (pounds per gallon). Otra forma usual de expresarlo en términos de gradiente hidrostático, psi/pie.
- **Viscosidad de embudo Marsh:** es determinada por un embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un lodo con respecto al agua. Esta medición de viscosidad carece de base científica, su importancia radica en la facilidad y rapidez en las que se realizan las pruebas y la fácil interpretación de sus resultados en base a experiencia de campo. Se define como el tiempo en segundos que tarda un cuarto de galón en fluir a través del embudo. No representa una viscosidad verdadera pero funciona como medida cualitativa de cuan espeso es el lodo, es útil para comparaciones relativas.
- **Viscosidad plástica:** Es la medida absoluta de la resistencia al flujo; debido a la fricción mecánica de los sólidos dispersos en el lodo determinado por la cantidad, tamaño y forma de estos y la viscosidad de la fase continua. Un aumento en la viscosidad plástica un incremento del contenido de sólidos y/o una reducción del tamaño de estos. Se controla a través de la dilución. Su

medición se realiza con un viscosímetro Fann y corresponde a la diferencia entre la lectura a 600 RPM y 300 RPM.

- Punto cedente: Es la resistencia al flujo que crea la atracción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en el lodo, está en función del tipo de sólidos y las cargas asociados a estas, de la concentración y de las características iónicas de las sales presentes en el fluido. El punto cedente se utiliza para evaluar la capacidad de un lodo de elevar los recortes de perforación fuera del espacio anular. El YP se baja adicionando defloculante a un lodo base arcilla y se sube adicionando arcilla recién dispersada o un floculante.
- Resistencia de gel: Es la medida de las fuerzas interparticulares en el fluido bajo condiciones estáticas. Esta propiedad toma gran importancia para que el lodo cumpla la función de mantener los sólidos en suspensión en periodos de no flujo. Estas resistencias se miden con intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos.
- Pérdida de filtrado: Cuando el pozo se encuentra sobrebalance, una porción de la fase líquida del lodo se filtra a través de las paredes permeables de la formación, como resultado de esta se forma un revoque en la pared del pozo. Este filtrado es estático cuando el espesor del revoque aumenta cuando el lodo está en reposo mientras que en filtrado dinámico el revoque es más delgado pero las pérdidas de filtrado son mayores.
- pH: Se usa para determinar la basicidad o salinidad de las soluciones. En general los lodos de perforación deben ser alcalinos con valores de pH que oscilan entre 8 y 13 para controlar la corrosión en la tubería, preservar y activar los aditivos del lodo y mantener las propiedades reológicas.
- MBT: Un ensayo que determina la cantidad de materiales similares a la arcilla contenidos en un fluido de perforación a base de agua según la cantidad de colorante azul de metileno que es absorbido por la muestra. Los resultados se informan como "MBT" y también como "lbm/bbl, bentonita equivalente" cuando se realiza conforme a las especificaciones API⁷. Esta prueba es fundamental para determinar la capacidad de intercambio catiónico de una arcilla, muy útil para determinar la tendencia de una arcilla a hincharse.

⁷ Schlumberger. Oilfield Glossary en Español. MBT.
http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/mbt_test.aspx

2.8.4. Sistemas de fluidos de perforación

Las diferentes propiedades y funciones relacionadas a los lodos de perforación hacen que existan muchos tipos diferentes de sistemas. Generalmente los sistemas más básicos de lodo son convertidos a sistemas más complejos a medida que la profundidad aumenta o se alcanza una zona crítica. Durante la perforación de un pozo se usan diferentes tipos de sistemas y existen varios factores claves que se consideran para su selección.

- Sistema bentonítico

Este sistema se compone de agua y bentonita, en algunas ocasiones extendedores de bentonita. Es un sistema de lodo útil para el arranque del pozo y profundidades someras cuando no hay requerimientos de inhibición de arcillas, es una buena opción para perforación de areniscas y conglomerados, si se usa bajo parámetros adecuados es un lodo con una buena capacidad de arrastre incluso en presencia de recortes grandes, lo que garantiza la limpieza del pozo. Tiene un bajo costo, es fácil de preparar, genera un buen ROP y no genera problemas de contaminación. Se recomienda mantener un contenido de sólidos bajo para facilitar la conversión a otro sistema de lodo cuando se requiera, esto implica que la viscosidad plástica del fluido será baja lo que hace que la capacidad de arrastre se logre con puntos cedentes más altos. Por lo tanto el uso de defloculantes es muy limitado ya que pueden desfavorecer la limpieza del pozo.

- Sistema defloculado

Estos sistemas son lodos a los cuales sus características reológicas han sido ajustadas mediante tratamientos químicos. Un defloculante de arcilla bien conocido y eficaz es el lignosulfonato. Los lignosulfonatos son ácidos orgánicos que proporcionan aniones al fluido, lo que reduce el punto cedente y los esfuerzos de gel neutralizando los cationes presentes en las arcillas, con la adición de defloculantes se mejoran las condiciones del revoque. Es un aditivo soluble en agua dulce y agua salada, pero requiere un ambiente alcalino donde pueda solubilizarse por lo que generalmente van acompañados de Hidróxido de Sodio (Soda caustica) para aumentar el pH del lodo. Una desventaja considerable de este sistema es la presencia de cromo en el lignosulfonato, su uso requiere de un control adecuado para evitar contaminación. Algunos otros aditivos usados como defloculantes son polifosfatos y diversos polímeros sintéticos solubles en agua.

- Sistema inhibidos con calcio

Los sistemas de lodo tratados de con calcio son una solución ampliamente usada ante los problemas de hinchamiento de arcillas. La adición de calcio produce un intercambio de bases, el catión de calcio (Ca^{+2}) reemplaza el de sodio (Na^{+}) convirtiendo la arcilla en base calcio. Este intercambio genera deshidratación parcial de las partículas de arcilla hidratadas pero también aumenta su grado de floculación, incrementandose el punto de cedencia y los esfuerzos de gel, por este motivo este tipo de tratamientos debe ir acompañado de defloculantes. Estos sistemas son preparados a base de cal o a base de yeso.

- Sistemas inhibidos con potasio

Los sistemas de lodo tratado con potasio son fluidos de perforación con una capacidad de inhibición mayor que los sistemas tratados con calcio, aplicables para perforar las arcillas más sensibles a la hidratación y más quebradizas. El potasio es uno de los iones más eficientes para inhibir hidratación de arcillas. El aditivo más utilizado como fuente de iones de potasio es el Cloruro de Potasio (KCl), otras fuentes son el acetato de potasio, el carbonato de potasio, el lignito de potasio, el hidróxido de potasio. En este tipo de sistema está limitado el uso de la bentonita como viscosificante ya que el potasio tiene una fuerte afinidad con esta arcilla, en su lugar se recomienda usar polímero XC.

2.8.5. Parámetros de selección de fluidos de perforación

Como se ha especificado anteriormente, el programa de fluidos de perforación es una aspecto crucial dentro del diseño de las operaciones en un pozo, de su correcta selección depende la eficiencia y éxito de un pozo. Durante el proceso de selección se deben tener en cuenta diversas consideraciones y parámetros que dan guía en cuanto al ambiente y condiciones donde se va a desarrollar la perforación con el fin de determinar las funciones y propiedades que deberá tener el fluido para controlar cada complicación detectada en la fase de diseño. En la tabla 4 se encuentra una lista con los aspectos más comunes a revisar para seleccionar un fluido de perforación.

| | |
|---------------------------------|--|
| Aplicación | <ul style="list-style-type: none"> • Intervalo superficial • Intervalo intermedio • Intervalo productivo • Método de completamiento • Tipo de producción |
| Geología | <ul style="list-style-type: none"> • Tipo de lutita • Tipo de arena • Permeabilidad • Litología |
| Agua de preparación | <ul style="list-style-type: none"> • Tipo de agua • Concentración de cloruro • Concentración de dureza |
| Problemas potenciales | <ul style="list-style-type: none"> • Problemas relacionados a arcillas • Embolamiento de broca/sarta • Pérdidas de circulación • Arenas agotadas |
| Equipo perforación o plataforma | <ul style="list-style-type: none"> • Locación remota • Capacidad limitada en superficie • Capacidad de mezcla • Bombas de lodo • Equipo de control de sólidos |
| Contaminación | <ul style="list-style-type: none"> • Sólidos • Cemento • Sal • Anhidrita/Yeso • Gases ácidos (CO₂, H₂S) |
| Dato de perforación | <ul style="list-style-type: none"> • Profundidad de agua • Tamaño de pozo • Ángulo del pozo • Torque/arrastre • Velocidad de perforación • Peso del lodo • Temperatura máxima |

Tabla 4. Criterios de selección de un fluido de perforación.

2.9. SELECCIÓN DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

El objetivo de un buen diseño es seleccionar una tubería de revestimiento con cierto grado, peso, junta, la cual sea la más económica, que resista sin falla a las fuerzas a las que estará sujeta. Las funciones de la tubería de revestimiento son evitar derrumbes y concavidades, prevenir la contaminación de los acuíferos, confinar la producción del intervalo seleccionado, dar soporte para la instalación del equipo de control en superficie, facilitar la instalación del equipo de terminación así como los sistemas de levantamiento artificial. Existen diferentes tipos de revestimiento aptos para diferentes funciones y diferente rango de profundidades:

- Revestimiento conductor: Es utilizada para apoyar formaciones no consolidadas, para proteger arenas de aguas frescas de ser contaminadas y reviste cualquier depósito poco profundo de gas. La tubería es usualmente cementada a la superficie. Esta es la primera tubería a la que se instala la columna de BOP.
- Revestimiento de superficie: Provee protección contra arremetidas para la perforación más profunda, soporte estructural para el cabezal de pozo y tuberías de revestimiento subsecuentes y es muchas veces utilizada para aislar formaciones problemáticas. La tubería es cementada hasta superficie o en el interior de la tubería de conducción.
- Revestimiento Intermedio: Provee protección contra arremetidas para la perforación más profunda y aísla formaciones problemáticas que pudieran dañar la seguridad del pozo y/o impedir operaciones de perforación. Esta es comúnmente colocada cuando es probable que un pozo encuentre un influjo y/o pérdida de circulación. El tope del cemento depende de los requisitos del diseño.
- Revestimiento de producción: Se le da este nombre ya que en esta se encuentra la tubería de producción y podría estar expuesta a fluidos de yacimiento. La misma podría ser extendida hasta la superficie como una tubería integral o ser una combinación con un revestimiento de producción corto y la tubería de revestimiento de producción anteriormente colocada. El objetivo del revestimiento es la de aislar las zonas productoras, permitir control del yacimiento, actuar como conducto seguro de transmisión de fluidos a la superficie y prevenir influjos de fluidos no deseados.

En la figura 5 se muestra un esquema de una configuración de revestimiento típica⁸.

⁸ PEMEX. Diseño de la perforación de pozos. México D.F. p70

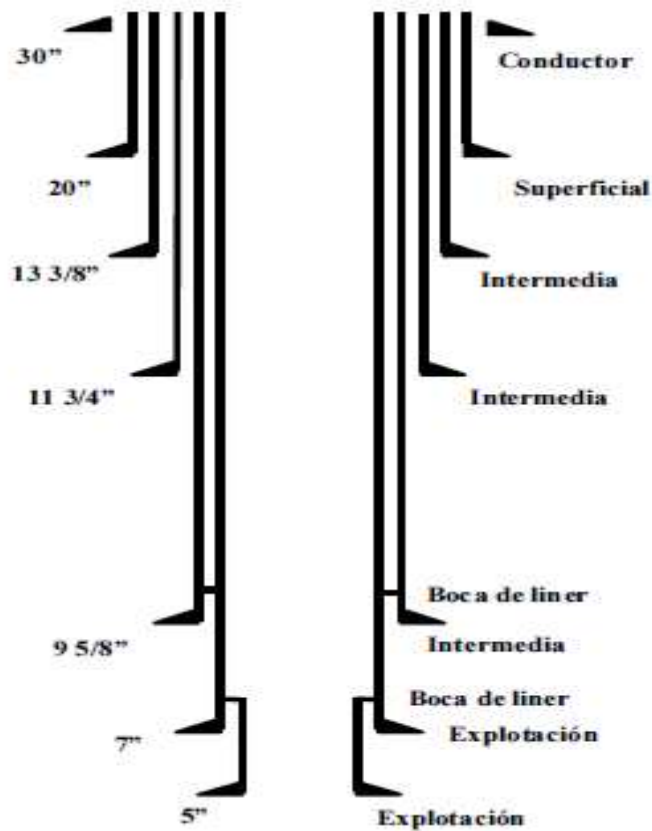


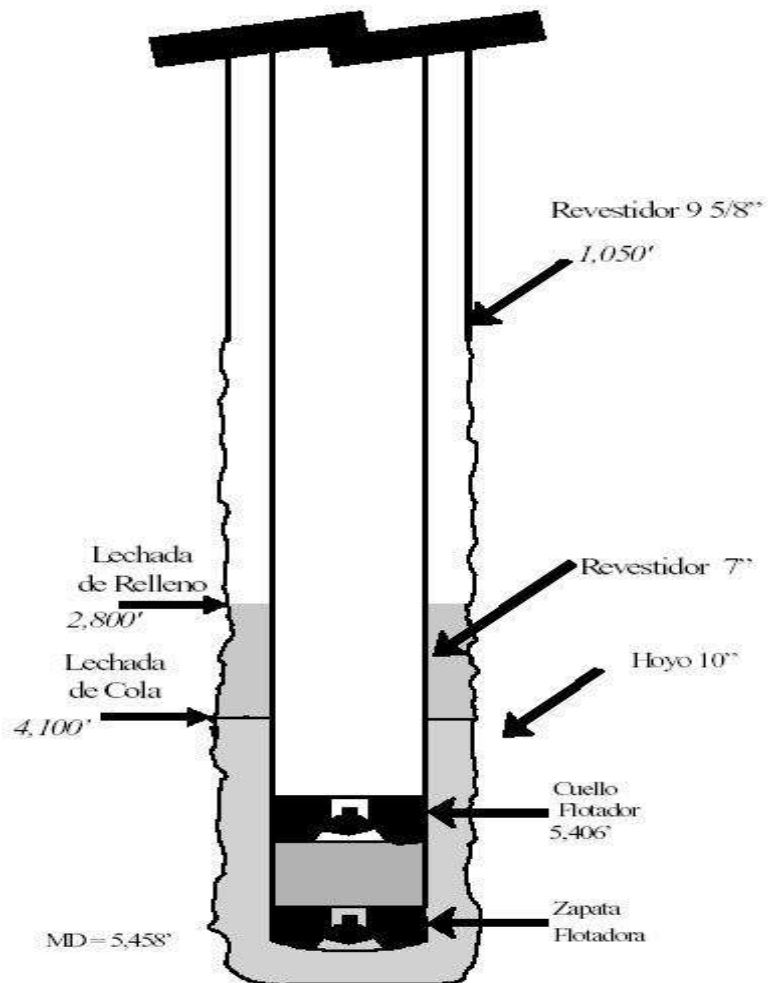
Figura 5. Configuración típica de un revestimiento

2.10. DISEÑO DE CEMENTACIÓN

La cementación es un proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada que es bombeada al pozo a través del revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el hueco y el diámetro externo del revestimiento. El volumen a bombear es predeterminado para alcanzar las zonas críticas como alrededor del fondo del zapato, espacio anular, formación permeable, hueco descubierto, etc. Luego se deja fraguar y endurecer, formando una barrera permanente e impermeable al movimiento de fluidos detrás del revestimiento. Los propósitos de la cementación son proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el hueco, aislar zonas de diferentes de fluidos, aislar zonas de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de perforación o por los fluidos del pozo, evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías, reparar pozos por problemas de canalización de fluidos, reparar fugas en el revestimiento. Existen dos tipos de cementaciones: Primarias y Secundarias. La primaria es la explicada anteriormente y la secundaria se define como el proceso

donde se bombea un a lechada bajo presión, forzándola contra una formación porosa, tanto en las perforaciones del revestimiento o directamente al hueco abierto.

El diseño de la cementación del pozo de cada una de las secciones se realizó a través de una cementación primaria. En la figura 6 se ilustra el procedimiento de una operación de cementación⁹.



2.10.1. Clasificación y funciones de los cementos

Figura 6. Esquema de operación de cementación

⁹ ARRIETA Mario. Revestimiento y cementación de pozos. Abril 2010
<https://profesormario.wordpress.com/2010/04/13/revestimiento-y-cementacion-de-pozos/>

En la industria petrolera existen diferentes clases de cementos y funciones clasificados por la API.

- Clase A: Es apropiado para ser usado desde superficie hasta 6000 pies de profundidad, cuando no se requieren propiedades especiales. Está disponible sólo con resistencia convencional a los sulfatos.
- Clase B: Suele ser usado desde superficie hasta 6000 pies de profundidad, cuando las condiciones requieren moderada a alta resistencia a los sulfatos.
- Clase C: Se usa desde superficie hasta 6000 pies de profundidad, cuando las condiciones requieren alta resistencia a la compresión del cemento. Está disponible con características convencionales, moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- Clase D: Se recomienda su uso desde 6000 hasta 10000 pies de profundidad, en condiciones moderadamente altas de presión y temperatura. Está disponible con características de moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- Clase E: Es apropiado desde 10000 hasta 14000 pies de profundidad, en condiciones de alta presión y temperatura. Está disponible con características de moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- Clase F: Puede ser usado desde 10000 hasta 16000 pies de profundidad, bajo extremas condiciones de alta presión y temperatura. Disponible con características de moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- Clase G: Se usa como un cemento básico desde superficie hasta 8000 pies de profundidad y puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozo.
- Clase H: Se usa como un cemento básico desde superficie hasta 12000 pies de profundidad y se pueden usar aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozo.
- Clase J: Es utilizado desde 12000 hasta 16000 pies de profundidad, bajo condiciones extremadamente altas de presión y temperatura, o puede usarse con aceleradores o retardadores, para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozo.

La tabla 5 brinda algunos detalles importantes de los diferentes tipos de lechadas¹⁰.

¹⁰ CPVEN. Manual de Cementación de Pozos. Venezuela. 1998. p2-24

| Clase de Cemento | Agua Mezclada | | Peso de la Lechada | Rendimiento Lechada |
|------------------|---------------|------------|--------------------|---------------------|
| | Gal/Saco | Porcentaje | Lbs/Gal | Pie3/Saco |
| A | 5.2 | 46 | 15.6 | 1.18 |
| B | 5.2 | 46 | 15.6 | 1.18 |
| C | 6.3 | 56 | 14.8 | 1.32 |
| G | 5.0 | 44 | 15.8 | 1.15 |
| H | 4.3 | 38 | 16.4 | 1.06 |
| D,E,F | 4.3 | 38 | 16.4 | 1.06 |

Tabla 5. Propiedades de los cementos

2.11. DISEÑO DE SARTAS DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación es la encargada de ser el conducto del fluido de perforación, transmitir la rotación desde la superficie hasta la broca en fondo, proporcionar peso sobre la broca, darle verticalidad o direccionalidad, construir un pozo en calibre, darle profundidad, etc. Dicha sarta es un conjunto de componentes como botellas de perforación, tubería de transición, tubería de perforación. En el diseño de la sarta de perforación se tienen en cuenta herramientas fundamentales en la operación de perforar un pozo como lo son estabilizadores, junta de seguridad, válvula de contrapresión, válvula de seguridad, entre otras. Para realizar el diseño de la sarta de perforación se tiene que conocer información tal como profundidad del pozo, densidad, profundidad y diámetro de la última tubería de revestimiento y diámetro de la broca. Las funciones de algunos de los componentes de la sarta de perforación son:

- Collares de perforación: Es un conjunto de tubos de acero o metal no magnético de espesores significativos, colocados en el fondo de la sarta de perforación, encima de la broca, lo cual proporciona la rigidez y peso suficiente para producir la carga axial requerida por la broca para una penetración más efectiva de la formación. Proporciona peso sobre la broca. Sirve de apoyo y estabilizador de la broca para mantener el nuevo hoyo alineado con el hoyo anterior.
- Tubería extra pesada (HWDP): La tubería pesada constituye el componente intermedio del ensamble de fondo. Es un tubular de espesor de pared gruesa, similar a los collares de diámetro pequeño, cuya conexión posee las mismas

dimensiones de la tubería de perforación para facilitar su manejo. Su función más importante es servir de zona de transición entre los collares y la tubería de perforación para minimizar los cambios de rigidez entre los componentes de la sarta, con el objetivo de reducir las fallas originadas por la concentración de flexión cíclica en la conexión de la tubería de perforación.

- Martillo de fondo: Es un dispositivo mecánico, hidráulico o hidromecánico que se coloca para proporcionar energía de impacto en las sargas atascadas. Este accesorio va intercalado en tubería pesada en tensión.
- Motores: Suministrar rotación de fondo (Utilizados en perforación direccional), este se ubica por encima de la broca.
- Herramientas de medición (MWD): Medir los parámetros del fondo del pozo en tiempo real, está ubicado por encima del motor.

La figura 7 ilustra una configuración de sarta de perforación con diversos componentes comunes¹¹

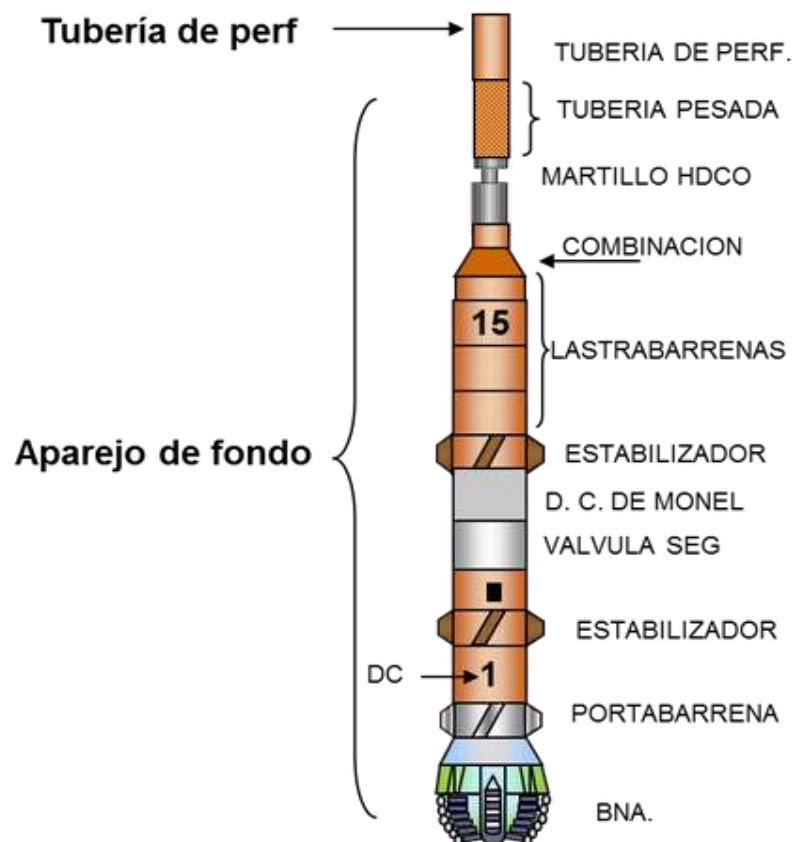


Figura 7. Configuración de sarta de perforación.

¹¹ENCARNACIÓN, Enrique. Fortalecimiento de pozos durante la perforación "Stress Cage". Tesis de pregrado. UNAM. México D.F. 2013. 83p.

2.12. PROGRAMA DE BROCAS

Las brocas de perforación son la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotatoria. El funcionamiento de las brocas, está basado en dos principios esenciales que son fallar la roca venciendo sus esfuerzos de corte y compresión. La planeación del programa de brocas se realiza teniendo en cuenta los objetivos, riesgos y geometría del pozo. Además de hacer un análisis detallado al registro de brocas de los pozos vecinos.

2.12.1. Brocas

La broca es un elemento indispensable para la perforación mediante el método rotatorio, elegirla correctamente y usarla en condiciones de operación óptimas es esencial para tener una operación eficiente. Una broca es una herramienta de corte que ubica en el extremo inferior de la sarta de perforación, se usa para cortar o triturar la formación. Para perforar las brocas funcionan según dos principios esenciales: fallando la roca venciendo sus esfuerzos de corte y de compresión. La broca incrusta sus dientes en la formación y al desplazarse dentro de ella realiza un corte; o bien, mediante el cizallamiento que generan los cortadores de la broca y vencen la resistencia de la roca. Es por esto que se distingues dos tipos de brocas: de dientes (conos) y de arrastre (cortadores fijos). La forma en la que se ataque a la formación dependerá principalmente de las características de la roca, principalmente de la dureza.

2.12.2. Tipos de Brocas

Los tipos de brocas más utilizados para perforación de pozos petroleros se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Brocas tricónicas o de conos de rodillos.
- Brocas de cortadores fijos
- Brocas especiales

En la figura 8¹² se presenta para la clasificación general de las brocas y su respectiva estructura de corte:

¹² SCHLUMBERGER. Modificado de Selección de barrenas en el proceso de construcción de pozos.



Figura 8. Clasificación de brocas

2.12.3. Brocas Tricónicas

Las brocas tricónicas tienen tres conos cortadores que giran sobre su propio eje. Varían según su estructura de corte, pueden tener dientes de acero o insertos de carburo de tungsteno, también tienen diferentes sistemas de rodamiento. Las brocas tricónicas constan de tres importantes componentes: estructura de corte, cojinetes y cuerpo.

La estructura de corte está montada sobre los cojinetes, los cuales corren sobre los pernos y constituyen una parte integral del cuerpo de la broca. Los elementos de corte son hileras circunferenciales de dientes o insertos extendidas sobre cada cono y entrelazadas entre las hileras de dientes de los conos adyacentes lo que permite que los conos se limpien entre sí. El espacio permitido para los diferentes componentes depende del tipo de formación para la que se diseña la broca, para formaciones blandas se requiere de una broca con poco peso, por lo que su cuerpo y cojinetes son más pequeños brindando así el espacio necesario para dientes más largos y espaciados que permitan mayor penetración en la formación ya que al girar se produce un efecto de tallado y raspado que genera recortes grandes y angulosos, mientras que para formaciones duras se necesitan insertos más pequeños y

resistentes y una broca más pesada con cojinetes más robustos. Un factor de diseño que aumenta efectivamente la penetración en formaciones blandas se obtiene con la excentricidad de los conos, para formaciones duras los conos de la broca deben estar más cerca de un movimiento circular por lo que la excentricidad no es conveniente. En las figuras 9 Y 10¹³ se muestran los tipos de brocas tricónicas y las diferencias de sus estructuras de corte.



Figura 10. Broca de Insertos



Figura 9. Broca de dientes de acero

¹³ SCHLUMBERGER. Drilling and Measurements Drill Bits. Diciembre 2001.

Los sistemas de rodamiento más usados son el sistema de rodamiento estándar, auto lubricados con rodillos y balines, de fricción auto lubricados.

El cuerpo de la broca consiste en una conexión roscada que la una a la sarta de perforación, los ejes de los cojinetes, depósitos de lubricante, boquillas posicionadas encima de cada cono.

Para la perforación con brocas tricónicas se deben tener algunas consideraciones en cuento a parámetros de operación:

- Las formaciones abrasivas y duras requieren mayor peso sobre la broca (WOB).
- El mayor peso obviamente tendrá su impacto en los rodamientos, de forma que una rotación más lenta deberá ser aplicada, con el fin de no desgastar en exceso los rodamientos.
- Las formaciones más suaves requieren menor WOB con el fin de lograr una buena penetración, por lo tanto se puede aplicar un valor mayor de RPM.
- Demasiado peso puede en efecto quebrar los dientes o insertos más largos de las brocas usadas en estas formaciones.
- Generalmente la rata de penetración (ROP) es mayor cuando se aplica un peso mayor (WOB) y/o unas RPMs más altas, pero demasiado peso puede resultar en efectos contraproducentes como empacamiento de la broca en formaciones blandas, desgaste en los rodamientos y en rotura de dientes o insertos.

2.12.4. Código IADC para brocas tricónicas

Existen muchos tipos de brocas tricónicas según sus aplicaciones, especificaciones y características del fabricante. La IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, por sus siglas en inglés) desarrollo un sistema estandarizado para la clasificación de brocas tricónicas. Se clasifican en función del tipo de dientes, la dureza de la formación para la cual fueron diseñadas y características mecánicas especiales. El código IADC es un sistema de clasificación de tres dígitos donde el primer número identifica el tipo de estructura de corte con respecto al tipo de formación, el segundo dígito identifica el grado de dureza de la formación, el tercer

digito especifica el sistema de rodamiento. La tabla 6 muestra en forma esquemática y generalizada, el código IADC para brocas tricónicas.¹⁴

| | | 1er. Dígito | 2do Dígito | 3er Dígito |
|------------------|------------------------------------|--|--------------------------------|---|
| | | Sistema de corte | Dureza | Sistema de rodamiento |
| Dientes de acero | 1 | Dientes de acero para formación blanda | 1 Suave | 1 Balinera estándar lodo |
| | | | 2 Media suave | |
| | | | 3 Media dura | |
| | | | 4 Dura | |
| | 2 | Dientes de acero para formación media | 1 Suave | 2 Balinera estándar aire/lodo |
| | | | 2 Media suave | |
| | | | 3 Media dura | |
| | | | 4 Dura | |
| | 3 | Dientes de acero para formación dura | 1 Suave | 3 Protección al calibre y balinera estándar |
| | | | 2 Media suave | |
| | | | 3 Media dura | |
| | | | 4 Dura | |
| Insertos | 4 | Insertos para formación muy blanda | 1 Suave | 5 Balinera sellada y protección al calibre |
| | | | 2 Media suave | |
| | | | 3 Media dura | |
| | | | 4 Dura | |
| | 5 | Insertos para formación blanda | 1 Suave | 6 Chumacera sellada |
| | | | 2 Media suave | |
| | | | 3 Media dura | |
| | | | 4 Dura | |
| | 6 | Insertos para formación media | 1 Suave | 7 Chumacera sellada y protección al calibre |
| | | | 8 Para perforación direccional | |
| | 7 | Insertos para formación dura | 1 Suave | 9 Otros |
| | | | 2 Media suave | |
| 3 Media dura | | | | |
| 4 Dura | | | | |
| 8 | Insertos para formación extra dura | 1 Suave | | |
| | | 2 Media suave | | |
| | | 3 Media dura | | |
| | | 4 Dura | | |

Tabla 6. Clasificación IADC para brocas tricónicas.

¹⁴ GONZALES, Andrés et al. Diseño del programa de brocas requerido para perforar el pozo direccional XD. Tesis de Pregrado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil. 2010. 126p.

2.12.5. Brocas de cortadores fijos

A diferencia de las brocas tricónicas carecen de partes móviles lo que, el material usado para su construcción, además de los diamantes, puede variar según el tipo de broca y características del fabricante, el cuerpo normalmente se fabrica de acero o carburo de tungsteno, o una combinación de ambas. Existen tres tipos de brocas de cortadores fijos: diamante natural, diamante térmicamente estable (TSP) y de compactos de diamante policristalino (PDC).

- Brocas de diamante natural: Las brocas de diamante natural tienen un cuerpo de fijo con incrustaciones de cortadores de diamante natural de forma circular e irregular, no usan boquillas para circular el lodo, en su lugar el lodo pasa a través del centro de la broca y se distribuye alrededor de la cara de esta a través de unos canales llamados vías de circulación, este flujo puede ser radial o de contramatriz, su mecanismo de corte es por arrastre y fricción ; se usan para perforar formaciones extremadamente duras y realizar corazonamiento, entre más dura y abrasiva sea la formación más pequeños son los diamantes.
- Brocas de diamante térmicamente estable (TSP): Las brocas de diamante térmicamente estable (TSP) tienen una estructura de corte comprendida por dientes de diamante sintético con forma triangular, siendo esta la principal diferencia con respecto a las de diamante natural, se usan para perforar formaciones duras y corazonar. El uso de las brocas de diamante natural y TSP es restringido: no es frecuente perforar las formaciones para las que fueron diseñadas, tienen considerables restricciones hidráulicas, además de los altos que costos que representan.
- Brocas de compactos de diamante policristalino: Las brocas de compactos de diamante policristalino (PDC) tienen sistema de corte con diamante sintético en forma de pastillas montados en el cuerpo de los cortadores o aletas, tiene sistemas de boquillas, tal como se ilustra en la figura 11¹⁵, pueden fabricadas para formaciones suaves o duras y ser usadas a altas velocidades, no tienen buen desempeño en formaciones poco consolidadas o conglomerados. El compacto de diamante policristalino consiste en una capa de diamante fijado a un substrato de carburo de tungsteno para formar el cortador completo. Generalmente son brocas duraderas ya que sus cortadores son muy resistentes y no tienen conos que puedan fallar. En brocas PDC existen dos parámetros que definen propiedades de la broca: tamaño de los cortadores y el perfil de la broca.

¹⁵ SCHLUMBERGER. Selección de barrenas en el proceso de construcción de pozos.

Los tamaños de los cortadores oscilan entre los 8 mm y los 19 mm y definen la agresividad de la broca y durabilidad de la broca, los cortadores más grandes brindan mayor velocidad de perforación pero sufren mayor desgaste ante formaciones duras. Los cortadores más pequeños facilitan la respuesta direccional del pozo y necesitarán menos volumen de diamante.



Figura 11. Broca PDC

El perfil de la broca se refiere a la forma de cada una de las aletas vistas de lado, diversos perfiles de broca longitudes son usados para aumentar el rendimiento de una broca. En la figura 12¹⁶ se observan algunos perfiles:

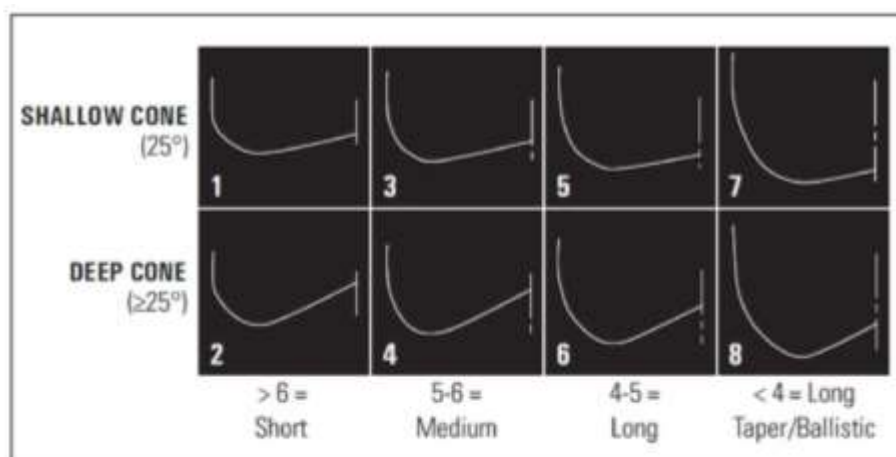


Figura 12. Perfiles comunes de una broca PDC

¹⁶ HALLIBURTON. The Bit Runner's Handbook.

Al comparar los perfiles No.2 y No.8 de la figura 12 se observa que el perfil No.2 tiene una profundidad de perfil menor proporcionando una área más reducida para la acción de los cortadores que el perfil No.8, lo que la hace más agresiva pero menos durable.

En conclusión el perfil de las brocas PDC influye en la agresividad, la respuesta direccional y en el tamaño y densidad de sus cortadores. Perfiles cortos hacen que la broca sea más agresiva y tenga mayor respuesta direccional pero menos durable que una broca con un perfil largo.

Otro parámetro importante de las brocas PDC es el material de fabricación del cuerpo, generalmente sus cuerpos son de acero o de matriz. Un cuerpo de matriz brinda mayor dureza en comparación a un cuerpo de acero, está compuesto por granos de carburo de tungsteno aglomerados por un material más blando, tiene gran resistencia a la abrasión y erosión, son capaces de soportar grandes altas cargas de compresión, sus propiedades son menos predecibles. El acero es metalúrgicamente opuesto a la matriz, este material tiene la capacidad de resistir mayores cargas por impacto, pero es más suave y tiene menos protección por lo que falla rápidamente ante ambientes abrasivos, su comportamiento es fácilmente predecible. La baja resistencia al impacto de las brocas de cuerpo de matriz limitan la profundidad del perfil de sus aletas, las brocas de cuerpo de acero debido a la ductilidad y resistencia permite perfiles más profundos en sus aletas. En conclusión las brocas de cuerpo de matriz son muy útiles específicamente en ambientes de alta abrasividad donde el acero fallaría fácilmente¹⁷.

El rendimiento óptimo se logra con bajos WOB y la más alta RPM posible, y con altas velocidades de lodo alrededor de las superficies cortantes de la broca.

2.12.6. Código IADC para brocas de cortadores fijos

La IADC desarrollo un sistema de codificación para identificar brocas de cortadores fijos. Este código estandarizado consiste en cuatro caracteres (una letra y tres números) que describe siete características básicas: tipo de cortadores, material del cuerpo, perfil de la broca, diseño hidráulico, distribución del flujo, tamaño y densidad de los cortadores. A diferencia del código IADC para brocas de diamante no

¹⁷ SPE International Petrowiki. PDC Drill Bits
http://petrowiki.org/PDC_drill_bits#Polycrystalline_diamond_compact_.28PDC.29_styles

relaciona cuantitativamente con el tipo de formación a perforar. La Tabla 7 muestra en forma esquemática y generalizada, el código IADC para de cortadores fijos¹⁸.

| 1er Carácter | | 2do Carácter | | 3er Carácter | | | | 4to Carácter | | | | | |
|---------------|----------|------------------|---------------|----------------------------|-------|-------|------|-----------------|------------------|-----------|---------------------|--|--|
| <i>Cuerpo</i> | | <i>Formación</i> | | <i>Estructura de corte</i> | | | | <i>Perfil</i> | | | | | |
| M | Matriz | 1 | Muy suave | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | Corta (Fishtail) | | | | |
| S | Acero | 2 | Suave | | 19 mm | 13 mm | 8 mm | 2 | Perfil Corto | | | | |
| D | Diamante | 3 | Suave a media | | | | | 3 | Perfil Medio | | | | |
| | | 4 | Media | | | | | 4 | Perfil Largo | | | | |
| | | 5 | No código | | | | | | | | | | |
| | | 6 | Media dura | | | | | Natural Diamond | TSP | Combinado | | | |
| | | 7 | Dura | | | | | | | | | | |
| | | 8 | Extra dura | | | | | | | | Diamante impregnado | | |

Tabla 7. Código IADC para clasificación de brocas de cortadores fijos.

2.12.7. Mecanismos de falla

Comprender los mecanismos de falla que usan los diferentes tipos de brocas es indispensable para escoger la adecuada para una determinada aplicación, ya que una roca no responde igual a dos tipos diferentes de estructura de corte. En brocas tricónicas el principal mecanismo de ataque de este tipo de broca es de trituración por impacto fallando la roca por compresión, los dientes acero generan recortes más grandes y angulosos ya que penetran más en las formaciones blandas que talla y raspa la roca, mientras que los insertos perforar usando esfuerzos de compresión en rocas más duras.

¹⁸ LOPEZ, Ramiro. Estudio de desempeño y rendimiento de brocas de perforación en el campo Shushufindi para optimizar tiempos de perforación mediante la aplicación de la base de datos Phoenix de Halliburton. Tesis de pregrado. Escuela Politécnica Nacional. Enero, 2012. 273p.

Las brocas de cortadores fijos funcionan con base en dos principios: fallar la roca venciendo los esfuerzos de corte y compresión. El principio de ataque se realiza mediante la incrustación de sus dientes en la formación y posteriormente en el corte de la roca al desplazarse dentro de ella. La forma de ataque dependerá del tipo y características de la roca, principalmente su dureza. La tabla 8 muestra gráficamente cómo funcionan estos mecanismos¹⁹:


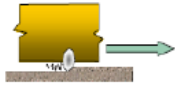
| Mecanismo | Esfuerzos | Estructura de corte |
|-----------------------|---|---------------------------------------|
| Rayado y raspado | | -Cono dentado |
| Cincelado y triturado |  <p>Esfuerzo de compresión</p> | -Inserto |
| Cizallamiento |  <p>Esfuerzo cortante</p> | -PDC |
| Surcos |  <p>Esfuerzo cortante/compresión</p> | -Diamante Natural |
| Molienda | Trituramiento y abrasión continuos | -Diamante Impregnado -Diamante TSP |

Tabla 8. Mecanismos de falla.

¹⁹ ARGUELLO, Fabio. PRADA, Katherine. Estudio técnico y elaboración de una herramienta de cálculo para el diseño de un sistema integrado de circulación para la perforación de pozos. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011. 269p.

2.12.8. Variables y parámetros a considerar durante el proceso de selección de brocas

Para el proceso de selección de una broca es fundamental conocer los objetivos de la perforación del pozo y los requisitos del operador para la realización del pozo. Esto con el fin de seleccionar las características que más se ajusten a las necesidades de la operación y satisfacer los objetivos del pozo.

Existen diferentes variables que interactúan durante el proceso:

- Rendimiento: uno de los principales objetivos del operador es terminar el pozo en el menor tiempo posible para esto se buscan brocas con más duración capaces de perforar cantidad de pies perforados en un tiempo de rotación determinado lo que elimina los tiempos de viaje.
- Direccional: Mantener la trayectoria del pozo es crucial para lograr su objetivo, por esto se debe considerar este parámetro a la seleccionar el tipo de broca a utilizar. Las brocas PDC tienen la ventaja de tener mayor alcance lo que las hace idóneas para perforar grandes tramos de una sección horizontal a través de una formación homogénea. En función de la formación se debe escoger la densidad de los cortadores, el número de aletas, el control de la vibración y el calibre de la broca, todos ellos parámetros importantes para la selección de brocas en aplicaciones direccionales.
- Economía: El aspecto económico es factor fundamental para la aceptación de un programa de brocas, especialmente si se trata de brocas de diamante, éstas se usaran siempre y cuando los análisis de costos así lo determinen; en caso contrario se deben seleccionar brocas tricónicas.
- Análisis históricos: realizar análisis objetivos de los pozos de correlación permite comprender las condiciones en el fondo del pozo, las limitaciones de su perforación y en la mayoría de los casos brindan una guía para la selección de brocas. Los análisis históricos comprenden la recolección de los registros de broca e información relacionada al pozo de correlación. Para que este análisis sea exitoso se debe tener la precaución de que los registros de brocas sean representativos y en lo posible recientes y actualizadas.
- Coeficiente de penetración típico: es una indicación de la dureza de la roca. Una inadecuada selección de broca puede ocultar las características de dureza de una roca, esto ocurre particularmente cuando se escoge una broca demasiado dura para una aplicación. La broca más dura, debido a la densidad de sus cortadores o la proyección de sus dientes tiene un límite superior de coeficiente de penetración determinado por su diseño.

- Fluidos de perforación: El tipo y calidad del fluido de perforación tiene considerable incidencia en el rendimiento de la broca. Los fluidos de perforación base agua presentan más problemas de limpieza del pozo por el hinchamiento de arcillas. Los fluidos base aceite mejoran el rendimiento de las brocas PDC. A través de los registros históricos se puede evaluar el desempeño de los fluidos de perforación durante la perforación de pozos de un determinado campo.
- Energía hidráulica: se refiere a los caballos de fuerza hidráulica por pulgada cuadrada (Hydraulic Horse Power per Square Inch, HSI) en todas las secciones del pozo. Esta es una característica crítica en brocas de diamante cuyo sistema de flujo de lodo no es a través de toberas, se deben usar los mejores parámetros de hidráulica para evitar daños térmicos y problemas de limpieza del pozo.
- Énfasis en costos: indica la sensibilidad del operador con respecto al costo, lo que la mayoría de las veces se traduce en brocas de menor precio. Los ingenieros de diseño deben tener en cuenta el número de oportunidades que afectan los costos de un pozo y que dependen del tiempo. Se puede seleccionar una broca de alta calidad que cubra las necesidades de aplicación de la compañía sin aumentar excesivamente su costo. Por ejemplo, una broca de alta calidad que puede usarse durante una toda una campaña de perforación dará lugar a costos de perforación más bajos.
- Limitaciones de peso sobre la broca (WOB): cuando se tengan restricciones en el peso sobre la broca, una estructura de corte eficiente como el de las brocas PDC tiene posibilidad de ofrecer un mayor Ritmo de Penetración (ROP) que en una broca tricónica.
- Escalas de revoluciones por minuto (RPM): La velocidad de rotación indica los parámetros de vibración y resistencia al desgaste que se deberán controlar para lograr un desgaste parejo en las brocas y prolongar su duración.
- Formaciones nodulares: Las formaciones de ftanita, piritita y conglomerados se denominan formaciones nodulares. Es común que este tipo de formaciones genere daños por impacto en la estructura de corte de brocas de diamante, por ende no es recomendable usarlas para este tipo de formación
- Pozos profundos: en pozos con esta característica los tiempos de viaje pueden resultar excesivos y disminuir la eficiencia de la perforación. Por esto se recomienda usar brocas de diamante para garantizar más horas de perforación evitando así viajes.

- Registros geofísicos: son una importante fuente de información acerca de las características de las formaciones que se van a perforar. Existe una gran cantidad de registros, cada uno diseñado para medir diferentes propiedades de las rocas. Algunos de estos son útiles para la selección de brocas: el registro de neutrones (porosidad), registro de rayos gamma (litología), registro sísmico (densidad de la roca), registro de densidad.
- Litología: Es un parámetro indispensable durante el proceso, por lo que se le dará especial atención a continuación.

Los anteriores son algunos de los factores más relevantes a considerar durante la selección de brocas, la jerarquía de estos va a depender de las necesidades y objetivos de cada pozo específicamente.

2.12.9. Selección de Brocas en función de la formación que se va a perforar

La litología es la característica que más influye en el proceso de selección, conociendo los tipos de roca a perforar se pueden asociar a los mecanismos de corte específicos de cada una de las brocas. Las características litológicas permiten definir los parámetros y especificaciones de las brocas a seleccionar. La homogeneidad de las formaciones permite mayor flexibilidad en la selección con respecto a características agresivas de la broca, como por ejemplo de la densidad de los cortadores. Algunas zonas con buzamientos pronunciados y zonas de transición pueden tener tendencias de desviación de la trayectoria, lo cual puede disminuirse escogiendo el calibre adecuado para la broca.

La perforabilidad indica el grado de facilidad de una roca para perforarse. El hecho de incrementar la perforabilidad implica la falla de la roca con menos fuerza y una mayor velocidad de perforación. Muchos factores litológicos afectan la perforabilidad y, como resultado, comprendemos por qué la selección de brocas y los parámetros de operación se evalúan continuamente buscando la optimización. La tabla 9 muestra el impacto geológico de algunas características en la perforabilidad²⁰.

²⁰ PEMEX. Barrenas e Hidráulica de Perforación. México D.F. 2002.

| Características | Variación | Efecto en perforabilidad |
|------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| Clivaje | Incremento | Incremento |
| Dureza | Incremento | Decremento |
| Gravedad específica | Incremento | Decremento |
| Tamaño del cristal | Incremento | Incremento |
| Forma del cristal | Incremento de angularidad | Incremento, aumenta abrasividad |
| Porosidad | Incremento | Incremento |
| Presión de poro | Incremento | Incremento |

Tabla 9. Impacto geológico en la perforabilidad

2.12.10. Parámetros de selección de brocas tricónicas con dientes de acero

| Clasificación de la roca | Código IADC | Tipo de formación | Estructura de corte | Mecanismo de corte |
|---------------------------------|--------------------|--|---|---------------------------|
| Formación Blanda | 1 - 1,2,3,4 | Blanda, con baja resistencia a la compresión y alta perforabilidad | Dientes largos para una penetración profunda y remoción adecuada. | Raspado Paleado |
| Formación media blanda | 2 - 1,2,3 | Blanda a medias con intercalaciones duras. | | |
| Formación media dura | 2,3- 1,2,3 | Medias o medias duras. | Dientes medianos y cortos, más duros, con menor espaciamiento | |
| Formación Dura | 3- 1,2,3,4 | Media dura y abrasiva, alta resistencia a la compresión | Dientes cortos, más duros, con menor espaciamiento | Astillado Triturado |

Tabla 10. Parámetros de selección de brocas con dientes de acero

2.12.11. Parámetros de selección de brocas tricónicas con insertos de carburo de tungsteno

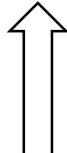
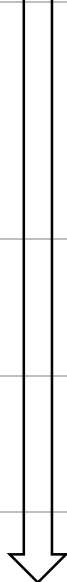
| Clasificación de la roca | Código IADC | Formación | Estructura de corte | Acción de Corte |
|--------------------------|-------------|--|---|--|
| Formación blanda | 4 - 1,2,3,4 | Blanda con baja resistencia compresiva, alta perforabilidad | Insertos extendidos largos para penetración profunda | Raspado  |
| Formación media blanda | 5 - 1,2,3 | Blanda, no consolidada, con baja resistencia a la compresión y alta perforabilidad | Insertos suaves y largos. |  |
| Formación media | 6 - 1,2,3 | Segmento más suave de una formación dura. | Inserto de dureza y extensión media. | |
| Formación media dura | 7 - 1,2,3 | Segmento medio de las formaciones duras | Inserto de dureza y extensión media | |
| Formación dura | 8 - 1,2,3 | Más duras y abrasivas. | Insertos duros, de extensión corta, menor espaciado con forma cónica y máxima resistencia | |
| | | | | |

Tabla 11. Parámetros de selección de brocas tricónicas de insertos de carburo de tungsteno.

2.13. PROGRAMA DE HIDRÁULICA

La hidráulica estudia los efectos relacionados a la viscosidad, el caudal y presiones de circulación sobre el desempeño del fluido de perforación para el cumplimiento de sus diferentes funciones.

Algunas propiedades del fluido que pueden determinar ciertos parámetros de la hidráulica de perforación, en algunos casos pueden incidir negativamente en el cumplimiento de otras funciones del lodo de perforación., de manera que se debe

lograr un equilibrio entre los diferentes parámetros involucrados para lograr ventajas consiguiendo que los demás se mantengan en rangos adecuados. La hidráulica tiene una relación directa con la optimización de la velocidad de perforación ya que define la eficiencia con la que se transmite energía a la formación a través de las caídas de presión que sufre el lodo a través de las boquillas, además de influir importantemente en la limpieza del pozo y arrastre de recortes.

Entre las condiciones más importantes que gobiernan el comportamiento de la hidráulica se encuentran en la tabla 12 así como su importancia y la variabilidad de estos factores.

| Condiciones | Importancia | Variabilidad |
|---------------------------|--------------------|-------------------------------|
| Densidad del lodo | Media | Acondicionamiento de lodo |
| Reología del lodo | Alta | Acondicionamiento de lodo |
| Caudal | Alta | Variar SPM en bomba |
| Caudal máximo disponible | Alta | Cambiar bomba |
| Presión de bombeo | Alta | Variar camisas |
| Presión máxima disponible | Alta | Cambiar bomba |
| Diámetro de la broca | Media | Viajar y cambiar broca |
| Velocidad de perforación | Media | Variar RPM |
| Profundidad del pozo | Media | No modificable |
| Geometría del anular | Alta | Ensanchamiento/ Revestimiento |
| Geometría de la sarta | Alta | Viajar y cambiar sarta |
| Diámetro de las boquillas | Alta | Viajar y cambiar boquillas |

Tabla 12. Factores que intervienen en la hidráulica de perforación

2.13.1. Modelos Reológicos

La hidráulica de perforación se soporta en un conjunto de leyes físicas descritas por ecuaciones bien aceptadas en la industria, esto ha logrado definir la hidráulica a través de modelos reológicos. Un modelo reológico es una descripción matemática de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y proporcionan asistencia en la caracterización de flujo de fluidos. Los reogramas son la representación gráfica del modelo reológico (esfuerzo de corte contra tasa de corte). Para determinar exactamente el reograma para un fluido no newtoniano, es necesario utilizar un viscosímetro de velocidad variable, pues no hay una ecuación que describa precisamente la reología de todos los lodos, porque son muy variados

y complejos. Los modelos aplicados a fluidos no newtonianos son el modelo plástico de Bingham, Ley de Potencia, Herschel-Bulkley, Casson y Robertson-Stiff²¹.

Actualmente se cuenta con programas computacionales que reúnen la amplia fundamentación teórica y hacen del trabajo de diseño de programas de hidráulica algo más práctico y orientado a la optimización.

2.13.2. Parámetros hidráulicos

Para la realización de un programa de hidráulica se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Velocidad del fluido en boquillas: El nivel de limpieza es proporcional a la velocidad en las boquillas. La máxima velocidad en las boquillas se alcanza cuando se circula a la mínima tasa de flujo anular y diseñando el tamaño de las boquilla a la presión máxima de superficie.
- Velocidad anular óptima: Es la velocidad de flujo del lodo dentro del anular adecuada para garantizar la limpieza del pozo evitando erosión en la pared del pozo y una pérdida de presión elevada
- Pérdidas de presión: La presión necesaria para hacer circular el fluido de perforación en un sistema hidráulico, es la correspondiente a las pérdidas de presión por fricción que tienen lugar dentro del sistema. Las pérdidas de presión se presentan en los equipos de superficie, sarta de perforación, broca y anular del pozo.
- Densidad equivalente de circulación (ECD): La presión hidrostática y la presión de circulación impuesta sobre el fluido a una determinada profundidad constituyen la presión total que el fluido está ejerciendo sobre las paredes del pozo. Un principio básico de la física es que, en cualquier punto de un fluido, la presión se ejerce igualmente en todas las direcciones, por lo que la presión impuesta al fluido para que este se mueva a lo largo de la línea de descarga es la misma fuerza de empuje que este ejerce sobre las paredes del pozo. Esta presión tiene más sentido cuando es convertida a ECD.

$$ECD = \rho_s + \frac{\sum P_a}{0,0052 * TVD}$$

²¹ ESTERLIN, Juan. GOMEZ, Miguel. Metodología para el cálculo de reología e hidráulica para Pozos estratigráficos profundos, usando una herramienta Software. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.2011.170p.

Donde ρ_s es la densidad del lodo en ppg, $\sum P_a$ son las pérdidas de por fricción por arribe del punto, TVD es la profundidad vertical verdadera.

La presión hidrostática y la presión de circulación impuesta sobre el fluido a una determinada profundidad constituyen la presión total que el fluido ofrece sobre las paredes del pozo.

2.13.3. Optimización de hidráulica

- La caída de presión a través de la broca debe estar entre el 50% y 65% de la presión de bombeo, es ahí donde el impacto es maximizado y la perforación es más efectiva.
- Que el índice de impacto hidráulico este entre 2,5 y 5.0 HP/in².
- Cómo regla empírica se recomienda que el caballaje utilizado a altas velocidades de penetración sea limitado por la raíz cuadrada de la velocidad de penetración en pies. Con caballajes por arriba de 5 hp/in² se pueden originar fallas o fracturas en la broca.
- Utilizar un caudal que oscile entre 30 a 50 galones por minuto por pulgada de diámetro en la broca. Esta regla empírica orienta la selección de un caudal de flujo adecuado de manera que sea suficiente para la limpieza del pozo. Un caudal excesivo puede dañar la broca y generar erosión en las paredes del pozo. Para determinar el caudal necesario también se deberá considerar la velocidad de perforación.
- Algunas reglas empíricas recomiendan que la velocidad en las boquillas deba ser mantenida por encima de 230 ft/s. para reducir la posibilidad de taponamiento de las boquillas.

2.13.4. Índice de capacidad de acarreo (CCI)

En un equipo de perforación existen variables relacionadas en fluidos de perforación que pueden controlar la limpieza del pozo como: densidad del fluido de perforación, viscosidad del fluido de perforación y la velocidad anular. El aumento de cualquiera de estas variables mejora la limpieza del pozo.

A partir de observaciones en el campo, se ha desarrollado una ecuación que puede predecir una buena limpieza del pozo. El Índice de Capacidad de Acarreo (CCI, por sus siglas en inglés), el cual describe la limpieza del pozo está definida por el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$CCI = \frac{\rho k V_a}{400000}$$

$$k = \frac{VP + YP}{511^n}$$

$$n = 3,32 \log_{10} \frac{2VP + YP}{VP + YP}$$

$$V_a = \frac{24,1 * Q}{OH\phi^2 - DP\phi^2}$$

CCI, índice de capacidad de acarreo

ρ , densidad del lodo de perforación, ppg

k, índice de consistencia

V_a , velocidad anular, ppg

n, comportamiento del fluido

VP, viscosidad plástica, cp

YP, punto de cedencia, lb/100ft²

Cuando los resultados arrojan valores de índice de capacidad de acarreo (CCI) igual o mayor a 1 se dice que existe una buena limpieza, cuando el CCI tiene un valor de 0.5, los recortes han sido redondeados y generalmente son muy pequeños (finos). Cuando CCI tiene un valor de menos de 0.3. Los recortes son aproximadamente del tamaño de un grano²².

2.14. PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional constituyó el primer paso para el desarrollo de la técnica de la perforación horizontal. La perforación direccional controlada es la técnica que permite la desviación intencional de un pozo desde la dirección vertical, siguiendo un determinado programa establecido en términos de la profundidad y ubicación relativa del objetivo, espaciamiento entre pozos, facilidades de ubicación de la localización en el punto de superficie, buzamiento y espesor del objetivo a interceptar.

Las operaciones de perforación direccional controlada también se efectúan para franquear un obstáculo como puede ser alguna herramienta atascada en el hoyo, la

²² García, Pedro. Hernández, Edgar. Limpieza de pozos verticales con sistemas de fluidos base no acuosa empleados durante la perforación en aguas profundas. Tesis de pregrado. UNAM, México D.F. 146p.

realización de un desvío en el hoyo principal cuando las características del objetivo no resultan de interés en la perforación de pozos de alivio para controlar otro pozo.

Los pozos direccionales se pueden clasificar en función de la forma que tome su trayectoria, en la figura 13 se puede observar un resumen de su clasificación²³:

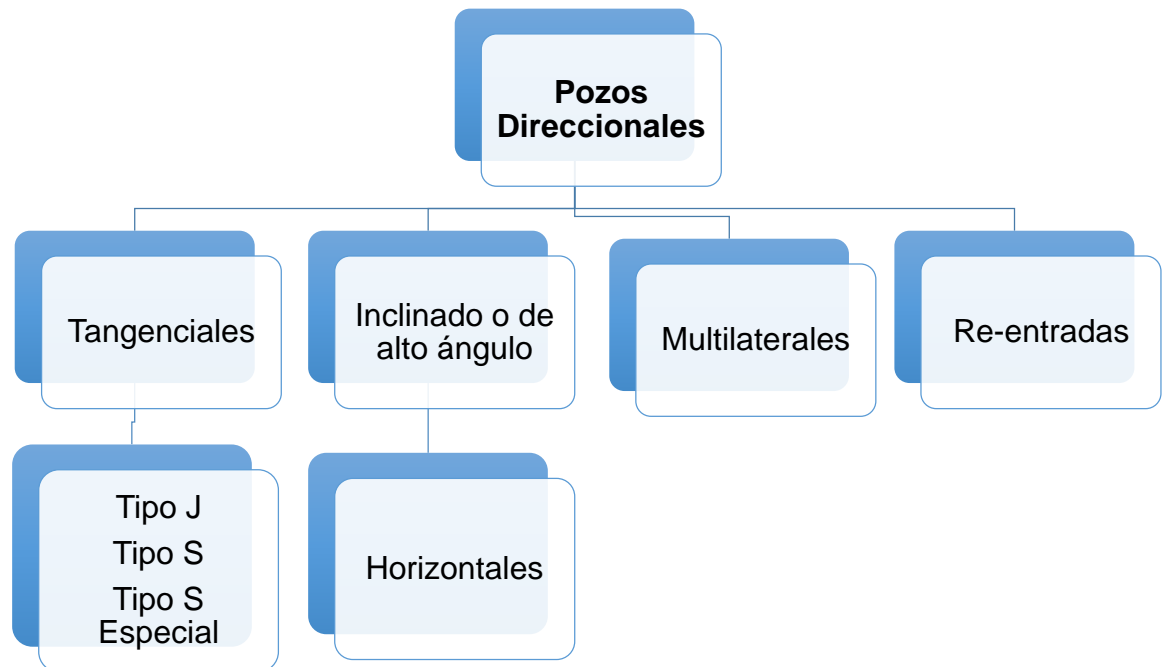


Figura 13. Clasificación de pozos direccionales.

2.14.1. Razones que originan la perforación direccional

Existen varias razones que hacen que se programen pozos direccionales, estas pueden ser planificadas previamente o por presentarse problemas en las operaciones que ameriten un cambio de programa en la perforación. Las más comunes son las siguientes:

- **Localizaciones inaccesibles:** Son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación o edificación (parque, edificio), o donde el terreno por condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hacen difícil su acceso.

²³ JIMENEZ, Carlos. Modificado de Perforación Direccional. Universidad de Oriente. Julio, 2009. 19p.

- Domo de sal: donde los yacimientos a desarrollar están bajo la fachada de un levantamiento de sal por razones operacionales no se desee atravesar el domo.
- Formaciones con fallas: donde el yacimiento está dividido por varias fallas que se originan durante la compactación del mismo.
- Múltiple pozo con una misma plataforma: desde la plataforma se pueden perforar varios pozos para reducir el costo de la construcción de plataformas individuales y minimizar los costos por instalación de facilidades de producción.
- Pozo de alivio: es aquel que se perfora para controlar un pozo en erupción. Mediante el pozo se contrarresta las presiones que ocasionaron el reventón
- Desarrollo múltiple de un yacimiento: cuando se requiere drenar el yacimiento lo más rápido posible o para establecer los límites de contacto gas/petróleo o petróleo/agua

2.14.2. Herramientas utilizadas en la perforación de pozos direccionales

Para lograr darle al pozo una trayectoria determinado es necesario utilizar adecuadamente un conjunto de herramientas direccionales que se encargan de cumplir diferentes funciones a la hora de desviar intencionalmente la trayectoria y mantener control sobre la misma. Entre estas herramientas están²⁴:

- Herramientas Deflectoras: Son las encargadas de dirigir el hoyo en la dirección predeterminada, dentro de las cuales tenemos:
- Broca: constituye la herramienta básica del proceso de perforación, ya que permite cortar y penetrar las formaciones. En perforación direccional suelen utilizarse brocas de tamaño convencional con uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero, o dos chorros ciegos y uno especial, a través del cual sale el fluido de perforación a altas velocidades y la fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la broca dirigirse en esta dirección. Este método se utiliza normalmente en formaciones blandas.
- Cucharas Deflectoras (“Whipstocks”): son piezas de acero en forma de cuchara con una punta cincelada colocada en el hoyo para iniciar la desviación del hoyo. Pueden ser de tres tipos:

²⁴ JIMENEZ, Carlos. Perforación Direccional. Universidad de Oriente. Julio, 2009. 19p.

- a) Cucharas removible: consta de una larga cuña de acero, cóncava de un lado para sostener y guiar la sarta de perforación, posee una punta de cincel para evitar el giro y de un tubo porta broca para recuperar la herramienta.
 - b) Cuchara de circulación: su instalación es igual a la anterior, pero en este caso el fluido de perforación circula por un orificio en el fondo removiendo los ripios.
 - c) Cuchara permanente tipo revestidor: queda permanentemente en el pozo y su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción colapso del revestidor o para reingresar a un pozo existente con un pez.
- Motores de Fondo: tienen la particularidad de eliminar la rotación de la tubería, mediante una fuerza de torsión en el fondo, impulsada por el lodo de perforación. Pueden ser:
 - a) Tipo Turbina: es una unidad axial multietapa que demuestra ser muy eficiente y confiable, especialmente en formaciones duras.
 - b) De Desplazamiento Positivo: consta de un motor helicoidal de dos etapas, válvula de descarga, conjunto de bielas, conjuntos de cojinetes y ejes.
- Herramientas de Medición: Cuando se está perforando un pozo direccional, se deben tener los equipos de medición para determinar precisamente la dirección e inclinación del pozo. Estos equipos o instrumentos sirven para localizar posibles “patas de perro” o excesivas curvaturas. Las herramientas de medición son los equipos disponibles para conocer la inclinación y dirección del pozo en el subsuelo. Las más usadas son:
- Péndulo invertido o Totco: es uno de los más elementales y sencillos instrumentos con los que se puede detectar la desviación.
- Toma sencilla o “Single Shot” y toma múltiple o “Multishot”: son métodos magnéticos que requieren el uso de un collar no magnético (monel) y ofrecen la información simultánea del rumbo e inclinación del pozo. La información es obtenida después que la sección es perforada y arroja lecturas según la calibración de un cronómetro.
- Monel: es una herramienta que corrige los efectos del campo magnético de la Tierra y el material metálico de la sarta de perforación en la obtención de

los datos tanto del MWD y el LWD. Está hecho de una aleación que permite despreciar la interferencia magnética y así la herramienta MWD pueda brindar datos confiables de azimuth e inclinación.

- Martillo (Jar): están diseñados para desarrollar un impacto tanto en las subidas como en las bajadas del BHA. Son empleados para pozos direccionales para que la tubería pueda liberarse en caso de hoyos ajustados o que este atascada.
- Doble Pin: es una herramienta cuyas conexiones son PIN x PIN, para unir juntas cuyos extremos son caja.
- Estabilizador: Son necesarios para un BHA direccional. Los que están cercanos a la broca tienen conexiones BOX x BOX., y los que se colocan en el resto de la sarta tienen conexiones PIN x BOX. Poseen espiral hacia la derecha. Se emplean para controlar la desviación del hoyo, reducir el riesgo de pegadas diferenciales y patas de perro (dog leg).
- HEL (Hostil Environment Logging): herramienta que permite cuantificar la profundidad de la perforación. Instala el MWD (Measuring While Drilling: Midiendo mientras se perfora). Esta herramienta permite ubicar la trayectoria de la sarta de perforación y por ende la del pozo en construcción debido a que proporciona los datos de Profundidad, Inclinación respecto a la vertical y azimuth (inclinación respecto al plano horizontal), con lo cual se construyen los SURVEY's, importantes datos que registran la secuencia del Pozo y permiten hacer una comparación respecto a la trayectoria planificada. En esta junta también cuando se requiera su corrida, se ubica el registro BAP (Bore Annular Pressure), que permite calcular las presiones en tiempo real en el hoyo anular, y con ello monitorear la limpieza del hoyo y así optimizar una alta ROP sin alterar la estabilidad del revoque.
- MFR (Multiply Frequency Resistivity): lleva instalada la herramienta LWD (logging while drilling: Registrando Mientras se perfora), la cual permite registrar cada una de las profundidades y obtener datos para cada una de ellas. Este es un servicio primordial que permite obtener data en tiempo real de la litología y fluidos presentes mientras se está perforando. Ello permitirá el estudio de las características geológicas presentes, y conllevará a la toma de decisiones, sobre todo a la hora de fijar los topes y bases de cada una de las formaciones, marcadores y arenas.

2.15. AUTORIZACIÓN PARA GASTOS (AFE)

La autorización de gastos es un documento presupuestario, por lo general redactado por el operador, que detalla los gastos estimados de la perforación de un pozo a una profundidad específica, el punto de revestimiento u objetivo geológico y si se completa o se abandona el pozo. Estos gastos podrían incluir la excavación y la preparación de la superficie del yacimiento, la tasa diaria de alquiler del equipo de perforación, costos de combustible, columna de perforación, brocas, revestimiento, cemento y registros, extracción del núcleo y pruebas del pozo, entre otros. Esta estimación de gastos se presenta a los socios, para su aprobación antes de comenzar la perforación o las operaciones subsiguientes. El incumplimiento de la aprobación de la autorización de gastos (AFE), podría generar retardos o la cancelación del proyecto de perforación propuesto²⁵.

²⁵SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. AFE.
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/afe.aspx>

3. PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO HN-06

3.1. OBJETIVO

La realización del pozo HN-06 tiene como objetivo principal la Formación Caballos la cual se encuentra a una profundidad de 6470 pies en el tope de la cual se estima se halle hidrocarburo teniendo en cuenta que allí se realizó un programa de sísmica para la reactivación de la producción en el campo. El diámetro de tubería de producción requerido es de 3 ½”.

3.1.1. Coordenadas del revestimiento conductor y del objetivo

El revestimiento conductor se encuentra a N 840117,81 – E 870941,32²⁶, a 117,3 metros al sur occidente de del pozo HN-04. El objetivo está a N 840250,34 – E 871100,41 a 6780 ft²⁷. Se espera alcanzar el objetivo después de perforar 6870 ft²⁸.

3.1.2. Posición estructural

El campo Hato Nuevo se encuentra dentro de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la subcuenca de Neiva donde los entrampamientos son de tipo estructural, descrito por un modelo estructural bastante complejo como consecuencia de una tectónica compresional que provocó la formación de pliegues superpuestos por un fuerte fallamiento de tipo inverso. Específicamente el campo Hato Nuevo es una trampa estructural con componentes estratigráficos, ya que comprende plegamientos asociados a fallas inversas. La figura 14 se muestra el mapa estructural del tope de la formación Caballos en el campo Hato Nuevo, en ella se puede notar que este corresponde a un anticlinal fallado.

²⁶ Coordenadas Gauss Origen Bogotá

²⁷ TVD – Profundidad Vertical Real

²⁸ MD - Profundidad Medida

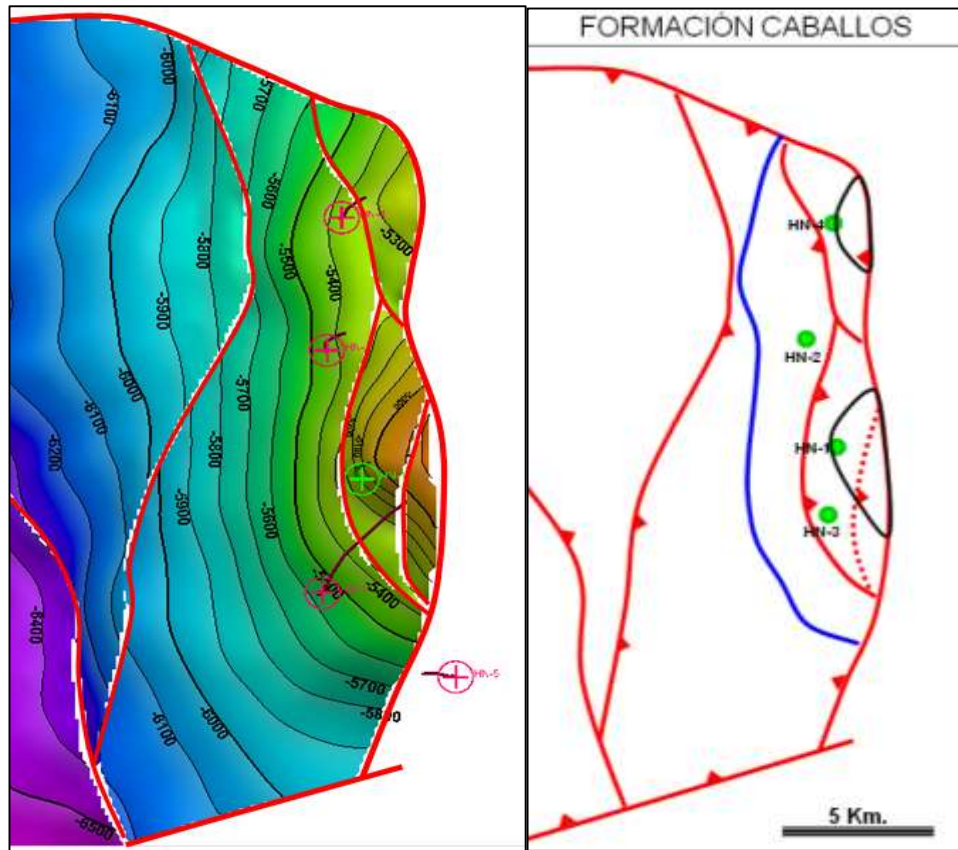


Figura 14. Mapa estructural al tope de la formación Caballos en el campo Hato Nuevo

3.2. COLUMNA GEOLÓGICA ESPERADA

En la tabla 13 se encuentra una relación de las formaciones a perforar durante la realización del pozo HN-06.

| Formación | Tope (ft) - TVD | Base (ft) - TVD | Espesor (ft) |
|-------------------|-----------------|-----------------|--------------|
| Honda | 0 | 4929 | 4929 |
| Barzalosa | 4929 | 5625 | 696 |
| Villeta (K3) | 5625 | 6265 | 640 |
| Calizas de Tetuán | 6265 | 6470 | 205 |
| Caballos Superior | 6470 | 6780 | 310 |
| Profundidad Total | 6780 | - | - |

Tabla 13. Prognosis de la columna estratigráfica esperada para el pozo HN-06

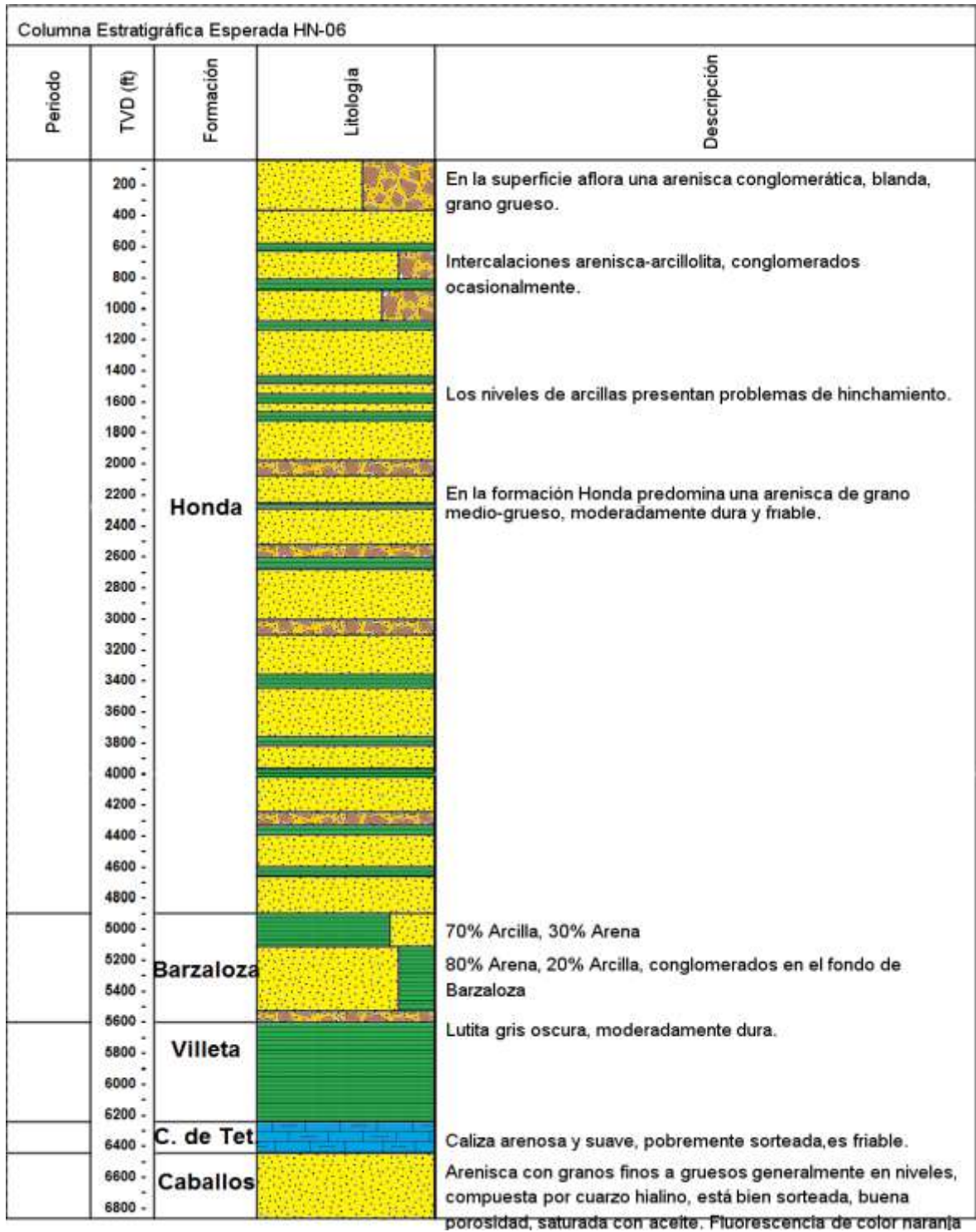


Figura 15. Columna estratigráfica esperada

3.2.1. Descripción litológica de las formaciones a perforar

- **Formación Honda (Mioceno):** aflora en superficie, se espera encontrar el fondo a 4929 ft. Discordante con la Formación Barzalozza. A partir de los 2000' aproximadamente hasta el fondo, la Fm. Honda es una secuencia de niveles de arena y niveles de arcilla, con predominancia de arena ocasionalmente niveles conglomeraticos y limolitas. La arenisca es de color gris claro y verde claro, compuesta por cuarzo hialino en un 80% y fragmentos líticos (cuarzo lechoso, fragmentos ígneos, biotita, moscovita, chert), los granos son de tamaño medio a grueso, bien sorteados, el porcentaje de matriz varía entre 15% y 0%, una textura friable y moderadamente dura, la porosidad es buena y mejora cuando los niveles de matriz disminuyen. La arcilla es moderadamente firme a blanda, cérea, no calcárea, en algunas zonas presenta cuarzo translucido de grano grueso a medio, presenta fragmentos líticos oscuros y biotita. La litología en esta formación no tiene fluorescencia ni cortes de gas.
- **Formación Barzalozza (Oligoceno):** es discordante con la formación Villeta (Cretácico), la formación Barzalozza se puede dividir en dos partes: La parte superior presenta mayores porcentajes de arcilla (70-80%) mientras que la parte inferior presenta mayores porcentajes de arena (80%). La arcilla es cérea, moderadamente dura, astillada, ligeramente calcárea en algunas zonas. La arenisca tiene granos medios y gruesos, pobremente sorteada, conglomeratica en el fondo, tiene una composición de un 80% de cuarzo translucido y un 20% de fragmentos líticos verdes y chert. La litología en esta formación no tiene fluorescencia ni cortes de gas.
- **Formación Villeta:** presenta un contacto transicional con la formación Caballos, en su base funciona como como sello para esta. La formación K-3 es una lutita oscura desde el tope hasta la base con algunas intercalaciones de limolita, calizas y areniscas. La lutita es de un color gris oscuro, moderadamente dura, con abundante material orgánico, astilladas, calcárea en el fondo, subfisil. La limolita es de un color marrón rojizo, moderadamente firme, localmente astillada y arcillosa. La arenisca es de color café y gris oscuro, en su composición predomina el cuarzo translúcido y presenta fragmentos líticos, tiene granos de tamaño medio a fino, moderadamente sorteada y friable. La litología en esta formación no tiene fluorescencia.
- **Formación Calizas de Tetuán:** se encuentra una caliza es de un color grisáceo a blanco lechoso, es arenosa y suave, en algunas zonas tiene vetas cristalinas, tiene granos de tamaño medio y grueso de arena calcárea, pobremente

sorteada, tiene trazas de matriz, cemento calcáreo y es friable. La litología en esta formación no tiene fluorescencia, se presenta algo de gas asociado a los niveles calcáreos.

- **Formación Caballos:** pertenece al Cretácico, es el objetivo del pozo HN-06, se encuentra fallada sobre la formación Barzalozza. Está formada por arenisca, es una roca granos que van desde finos a gruesos generalmente graduado por niveles, presenta poca consolidación, está compuesta principalmente por cuarzo hialino, localmente puede llegar a tener una matriz de hasta 10%, está bien sorteada, tiene buena porosidad, no es calcárea, saturada con aceite. Presenta una fluorescencia de color naranja claro brillante.

3.3. TOMA DE INFORMACIÓN

Durante la perforación del pozo HN-06 se va a hacer la toma de registros eléctricos en hueco abierto como revestido, en hueco abierto se hará la corrida de varios registros tales como, Gamma Ray, Caliper, Resistividad, Densidad y PEF. Y en hueco revestido se correrán registros gamma Ray, CBL, CCL y Gyro. En la perforación del pozo HN-06 no se tomaran muestras de núcleos.

3.4. PRESIONES DE FORMACIÓN Y DE FRACTURA

El punto de partida para el diseño de la tubería de revestimiento y la selección de la profundidad de asentamiento es la estimación de la presión de formación de las diferentes formaciones a atravesar en la trayectoria del pozo y la identificación donde se puedan presentar problemas. Para el pozo HN-06 la determinación de los gradientes de presión se tuvo en cuenta de la información del pozo HN-01, en el cual se llevó a cabo el cálculo de estos gradientes mediante el método de exponente dc y la densidad de lutita durante su perforación. Se hizo una evaluación a los reportes operativos y de geología de los cinco pozos que tiene el campo Hato Nuevo. Igualmente, se hizo una evaluación de las densidades de los lodos utilizados en las perforación de los pozos, las cuales oscilan entre 8,8 y 14 ppg. El incremento del peso del lodo se da debido a las profundidades de los pozos, estabilidad de las formaciones e insuficiente limpieza, pero no por la presencia de formaciones con presiones anormales.

| Profundidad | Presión de Formación (ppg) | Presión de fractura (ppg) |
|--------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| 850 | 8.42 | 11.17 |
| 1150 | 8.45 | 11.42 |
| 1450 | 8.49 | 11.67 |
| 1750 | 8.4 | 12.02 |
| 2050 | 8.4 | 12.38 |
| 2350 | 8.4 | 12.7 |
| 2650 | 8.83 | 13.18 |
| 2950 | 8.3 | 13.2 |
| 3250 | 9.46 | 13.93 |
| 3550 | 8.91 | 13.91 |
| 3850 | 8.78 | 14.06 |
| 4150 | 9.1 | 14.36 |
| 4450 | 10.07 | 14.86 |
| 4750 | 9.22 | 14.72 |
| 5050 | 8.91 | 14.78 |
| 5350 | 9.22 | 15.02 |
| 5650 | 9.42 | 15.2 |
| 5950 | 8.75 | 15.14 |
| 6250 | 9.03 | 15.34 |
| 6550 | 8.67 | 15.57 |
| 6850 | 8.8 | 15.46 |
| 7000 | 10.04 | 15.87 |

Tabla 14. Presiones de formación y fractura

3.5. PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE TUBERIAS

La selección de las profundidades de asentamiento se hace en base a los gradientes de presión de formación y fractura de las formaciones a atravesar en la perforación del pozo HN-60. La información de los gradientes de presión se obtuvo a partir de la perforación del pozo HN-01 en el año 1984. Para permitir una operación con una presión hidrostática capaz de contener la presión de formación sin causar fractura, las densidades equivalentes a utilizar basados en prácticas operacionales recomendadas se incrementó en 0,3 ppg la densidad de lodo de formación y se restó 0,5 ppg la densidad de fractura.

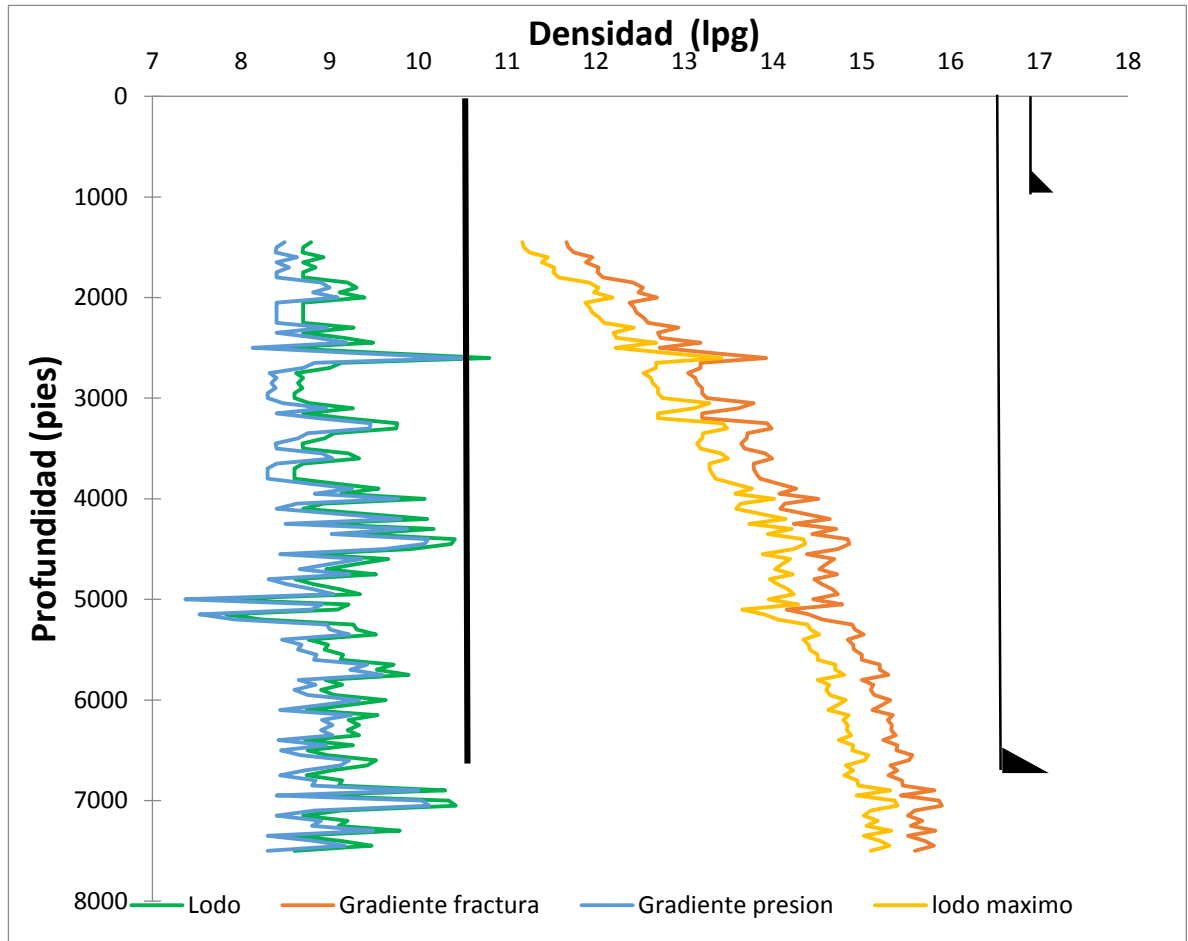


Figura 16. Determinación de profundidades de revestimiento

Determinados los valores de densidades equivalentes de lodo, se generó la ventana de lodo estimada para la perforación del pozo HN-6. Tomando como peso del lodo en el fondo del pozo para contener la presión de formación a esta profundidad se trazó una línea recta vertical hasta acercarse a la curva de gradiente de fractura, como se ve en la figura anterior esta línea no se cruza con el gradiente de fractura, es por eso que se selecciona una tubería de superficie hasta la profundidad de asentamiento a 6780 pies y por prognosis geológica en la sección de superficie a 1000 pies se asentará otra tubería teniendo como objetivo asilar acuíferos superficiales, sellar posibles zonas de pérdidas de circulación, y dar integridad al pozo para perforar la siguiente sección.

3.6. PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Para la selección del fluido de perforación a usar en el pozo HN-06 se consideró la experiencia adquirida a través de los 5 pozos existentes en el campo identificando los problemas potenciales que se pueden presentar a través de las secciones de la perforación. Se seleccionó el sistema de lodo más adecuado para cada aplicación y sus propiedades reológicas principales mediante un análisis litológico de las formaciones y una revisión de los historiales de perforación de pozos existentes.

3.6.1. Perfil de densidad propuesto

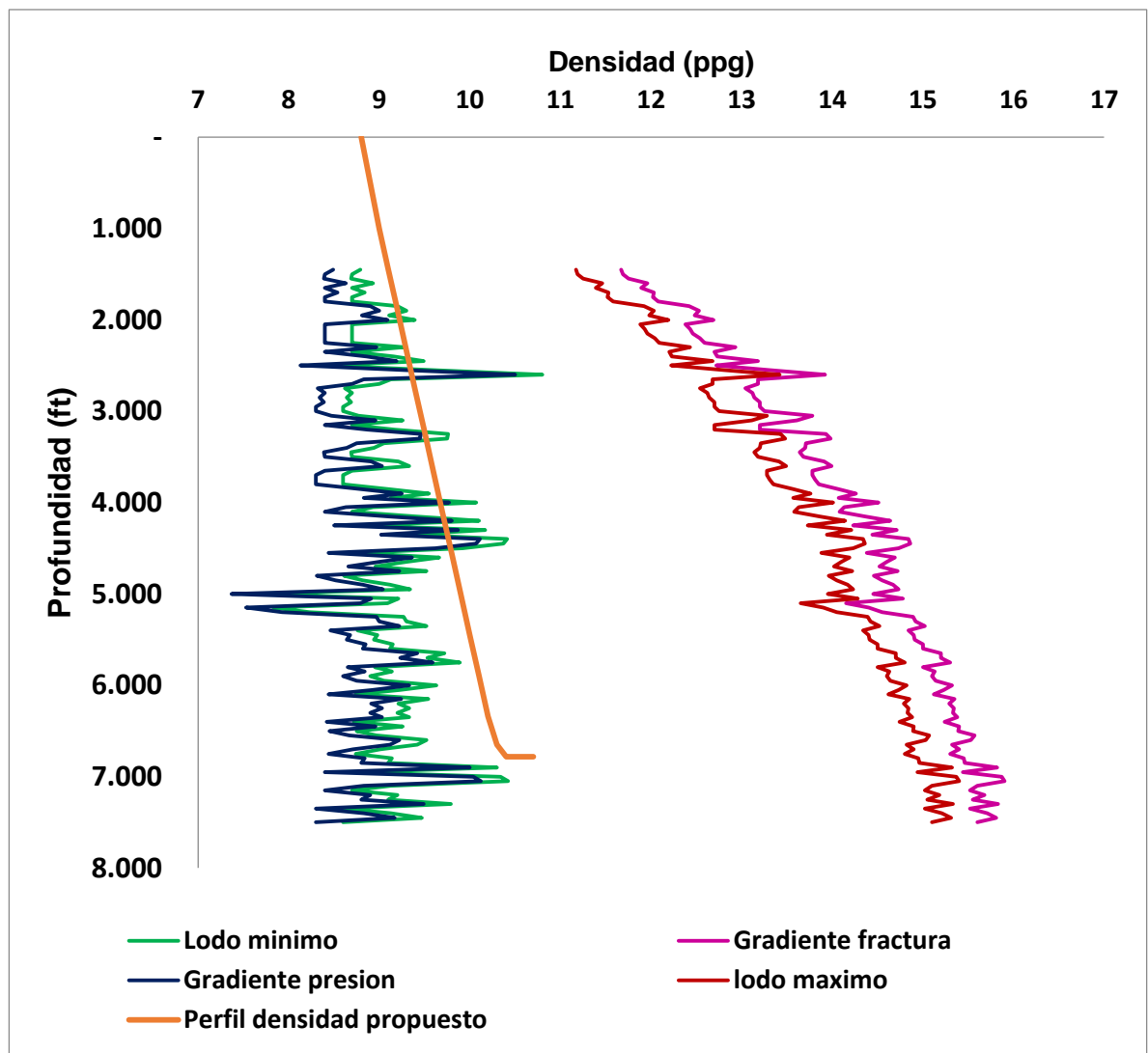


Figura 17. Perfil de densidad propuesto

3.6.2. Sección 12 ¼"

3.6.2.1. Propiedades del fluido

| Propiedades | Unidad | Rango |
|-------------------|-----------------------|------------------|
| Tipo de sistema | | Lodo Bentonítico |
| Lodo propuesto | | SPUD MUD |
| Densidad | lb/gal | 8,8 – 9,0 |
| Viscosidad Funnel | sg/qt | 35 – 45 |
| PV @ 120°F | Cp | 15 – 22 |
| YP @ 120°F | lb/100ft ² | 12 – 23 |
| Geles @ 120°F | lb/100ft ² | 6-11/12-20/15-25 |
| Filtrado API | cc/30min | - |
| Sólidos | % | <15.0 |
| pH | | 9.0 – 9.5 |
| MBT | lb/bbl | 25 – 37,5 |

Tabla 15. Propiedades del fluido de perforación en la sección 12 1/4

3.6.2.2. Descripción del fluido de perforación

Durante la primera sección se perforarán 1000 pies de la formación Honda, el objetivo de esta fase es perforar hasta alcanzar la profundidad de asentamiento del revestimiento de superficie. En esta sección la formación Honda se compone de principalmente de arenas, conglomerados, limolitas, con intercalación de niveles de arcillas con capacidad de hidratación. Durante los primeros 400 pies se atraviesan principalmente arenas y conglomerados por lo que para esta fase se usará **SPUD MUD** que es un sistema de lodo bentonítico que tiene buen desempeño en cuanto a la limpieza del pozo, después de los 400 pies la presencia de niveles de arcillas hace necesaria la conversión a **KLASHIELD** el cual es un sistema de lodo inhibido para evitar posibles problemas relacionados a arcillas hidratadas. Es de suma importancia ajustar los valores del punto de cedencia y viscosidad del lodo durante la conversión, ya que estos se ven drásticamente afectados por los aditivos inhibidores de hinchamiento. Es esta sección el MBT varía entre 25 y 37,5 lbm/bbl.

3.6.2.3. Problemas potenciales y recomendaciones

El análisis litológico realizado a las formaciones a perforar ha permitido realizar una caracterización de los problemas más probables que podrían generar complicaciones en la perforación.

| Problema Potencial | Acciones Preventivas | Acciones Correctivas |
|--|---|---|
| Sobrecarga en el Anular | Mantener la hidráulica y la reología conforme al programa, circular dos minutos antes de cada conexión. Mantener ROP bajas. | Bombear píldoras viscosas. |
| -Hinchamiento de Arcillas -Taponamiento de la línea de retorno. | Inhibición de arcillas. | Bombear píldora de cascarilla de nuez. |
| -Acuíferos Superficiales | Densidad de lodo adecuada , monitoreo del nivel de los tanques | Densificar el lodo. |
| -Inestabilidad en la Formación | Monitorear el tamaño, forma y cantidad de los derrumbes, seguimiento de la hidráulica | Densificar el lodo, agregar agentes sellantes, modificar la hidráulica. |

Tabla 16. Problemas Potenciales en la fase 12 ¼”

3.6.2.4. Equipos de control de sólidos requeridos

| Equipo | Comentarios |
|---------------|--|
| Shale Shaker | Malla 84 – 110 Realizar mantenimiento por parte del técnico del taladro. |
| Mud Cleaner | Malla 175 – 210 |
| Centrifuga | Llevar a cabo las diluciones necesarias del fluido para mantener las propiedades reológicas programadas. Llevar a cabo una inspección previa del rig, prestando atención al diseño y distribución de las líneas del Flowline. |

Tabla 17. Equipos de control de sólidos requeridos durante la fase 12 ¼”

3.6.3. Sección 8 ½”

3.6.3.1. Propiedades del fluido

| Propiedades | Unidad | Rango |
|-------------------|-----------------------|------------------|
| Tipo de sistema | | Lodo Inhibido |
| Lodo propuesto | | KLA-SHIELD |
| Densidad | lb/gal | 9,0 – 10,4 |
| Viscosidad Funnel | sg/qt | 40 – 50 |
| PV @ 120°F | Cp | 18 – 25 |
| YP @ 120°F | lb/100ft ² | 15 – 25 |
| Geles @ 120°F | lb/100ft ² | 6-11/12-20/15-25 |
| Filtrado API | cc/30min | - |
| Sólidos | % | 30 – 45 |
| pH | | 9.0 – 9.5 |
| MBT | lb/bbl | < 25 |

Tabla 18. Propiedades del fluido de perforación en la fase 8 1/2

El sistema de fluido de Mi-Swaco Klashield ofrece una excelente inhibición para evitar que las arcillas se incorporen al sistema, además de generar estabilidad en formaciones de Lutitas o Shale. Este sistema usa dos diferentes mecanismos para inhibir el hinchamiento de arcillas: Kla-Cure es un inhibidor tipo Poliamina, IDCAP D es un encapsulante de tipo polímero de ácido acrílico de bajo peso molecular. El fluido ha sido diseñado variando las concentraciones de los diferentes productos a lo largo de la sección con el fin de cumplir el objetivo de dar excelente estabilidad química, inhibición y muy buenas propiedades reológicas para garantizar un excelente buen acarreo de los cortes de perforación.

3.6.3.2. Descripción del fluido de perforación

En la segunda sección del pozo se alcanzará al objetivo en la formación Caballos perforando 3940 ft de la formación Honda, 724 ft de Barzalozza, 564 ft de Villeta, 315 ft de Calizas de Tetuán y 327 ft de Caballos. Durante el inicio de esta fase se deberá realizar la perforación del tapón de cemento, al perforar con el sistema KLASHIELD se tendrá que mantener bajo control la contaminación por carbonato de calcio, para evitar dispersión y una YP y VP.

Las formaciones Honda, Barzalozza y Villeta no tienen antecedentes de problemas durante su perforación más allá de la estabilidad del pozo y la hidratación de lutitas. Por esto se seguirá usando el sistema KLASHIELD para perforar estas formaciones. Es indispensable mantener un buen monitoreo y control de las propiedades

reológicos del lodo. Las formaciones Calizas de Tetuán y Caballos son consideradas poco consolidadas por lo que el riesgo de tener problemas con la estabilidad del pozo es alto. Para perforar esta zona se aumentará levemente la densidad del lodo para sostener las paredes del pozo, se proporcionará una retorta de filtrado eficaz que favorezca la estabilidad de la pared del pozo, además de garantizar unas condiciones hidráulicas óptimas para evitar erosión en este tipo de formación. En esta sección el MBT varía entre 30 y 45 lbm/bbl.

3.6.3.3. Problemas potenciales y recomendaciones

El análisis litológico realizado a las formaciones a perforar ha permitido realizar una caracterización de los problemas más probables que podrían generar complicaciones en la perforación.

| Problema | Acción Preventiva | Acción Correctiva |
|--|---|---|
| -Sobrecarga en el Anular - Mala limpieza del fondo | Mantener la hidráulica y la reología conforme al programa, circular dos minutos antes de cada conexión. Mantener ROP bajas. | Bombear píldoras viscosas, mejorar la Hidráulica |
| -Limpieza del BHA | Mantener una hidráulica adecuada, inhibir arcillas para prevenir el embotamiento. | Bombear píldora de cascarilla de nuez. |
| -Hinchamiento de Arcillas -Taponamiento de la línea de retorno. | Inhibición de arcillas. | Intensificar las propiedades inhibitorias del lodo |
| -Perdidas de circulación | No exceder la densidad del lodo, monitoreo del nivel de tanques. Mantener una hidráulica adecuada. | Enviar material sellante para sellar formaciones. |
| -Influjos -Acuíferos Superficiales -Presiones Anormales | Densidad de lodo adecuada , monitoreo del nivel de los tanques | Densificar el lodo, enviar píldora pesada para matar el pozo. |
| -Inestabilidad en la Formación | Mantener una densidad de lodo adecuada, monitorear el tamaño, forma y cantidad de los derrumbes, | Aumentar la densidad de manera prudente y concentración de agentes sellantes. |

Tabla 19. Problemas potenciales en la fase 8 1/2"

3.6.3.4. Equipos de control de sólidos requeridos

| Equipo | Comentarios |
|---------------|--|
| Shale Shaker | Malla 84 – 110 Realizar mantenimiento por parte del técnico del taladro. |
| Mud Cleaner | Malla 175 – 210 |
| Centrifuga | Llevar a cabo las diluciones necesarias del fluido para mantener las propiedades reológicas programadas. Llevar a cabo una inspección previa del rig, prestando atención al diseño y distribución de las líneas del Flowline. |

Tabla 20. Equipos de control de sólidos requeridos durante la fase 8 1/2"

3.6.4. Sistema de control de sólidos

El sistema de control de sólidos básico que integra el equipo RIG EVC-07 - 1200 HP está compuesto por tres Zarandas (Shale Shakers) Mongoose Shaker que tienen la ventaja de tener dos sistemas de movimiento que se pueden alternar: Linear y Elíptico. Usando el sistema de movimiento linear se pueden manejar grandes cantidades de recortes si se requiere mientras que el sistema de movimiento elíptico permite sacarlos del sistema más secos, recuperando así más cantidad de lodo. Tienen una capacidad de 600 GPM. Las zarandas disponibles no tendrán ningún problema tratar las cantidades de lodo necesarias por el pozo. En cuanto al Mud Cleaner, este comprende un sistema 3 en 1 comprendido por una zaranda, un desilter y un desander.

3.6.5. Índice de capacidad de acarreo (CCI)

La evaluación de la limpieza del pozo se realizó a través del índice de capacidad de acarreo. Con los parámetros escogidos para el fluido de perforación e hidráulica los resultados de índice de capacidad de acarreo están por encima de 1.0 lo que significa que la limpieza del pozo se mantendrá en condiciones óptimas. Los resultados arrojados por la correlación son excelentes, ya que su valor más bajo es de 2,21.

| Prof. (ft) | MW (ppg) | VP (cp) | YP (lb/100ft ²) | n | K | Caudal (gpm) | OH Ø (in) | Drill Pipe Ø (in) | Va (ft/min) | CCI |
|---------------|-------------|------------|--------------------------------|------|------|-----------------|--------------|----------------------|----------------|------|
| 300 | 8,8 | 18 | 18 | 0,58 | 0,94 | 570 | 12,25 | 5 | 111,7 | 2,31 |
| 600 | 8,9 | 19 | 18 | 0,60 | 0,89 | 570 | 12,25 | 5 | 111,7 | 2,21 |
| 900 | 8,9 | 18 | 19 | 0,57 | 1,05 | 570 | 12,25 | 5 | 111,7 | 2,60 |
| 1200 | 9,0 | 19 | 21 | 0,56 | 1,21 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 5,95 |
| 1500 | 9,0 | 20 | 24 | 0,54 | 1,51 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 7,42 |
| 1800 | 9,1 | 20 | 23 | 0,55 | 1,39 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 6,87 |
| 2100 | 9,1 | 20 | 22 | 0,56 | 1,27 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 6,27 |
| 2400 | 9,1 | 20 | 22 | 0,56 | 1,27 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 6,27 |
| 2700 | 9,2 | 21 | 22 | 0,57 | 1,20 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 6,03 |
| 3000 | 9,2 | 21 | 23 | 0,56 | 1,32 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 6,60 |
| 3300 | 9,2 | 22 | 23 | 0,57 | 1,26 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 6,29 |
| 3600 | 9,2 | 22 | 23 | 0,57 | 1,26 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 6,29 |
| 3900 | 9,2 | 22 | 23 | 0,57 | 1,26 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 6,29 |
| 4200 | 9,3 | 22 | 21 | 0,60 | 1,05 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 5,30 |
| 4500 | 9,3 | 21 | 20 | 0,60 | 0,99 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 5,04 |
| 4800 | 9,3 | 21 | 19 | 0,61 | 0,90 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 4,56 |
| 5100 | 9,3 | 20 | 20 | 0,58 | 1,04 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 5,29 |
| 5400 | 9,4 | 22 | 21 | 0,60 | 1,05 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 5,36 |
| 5700 | 9,4 | 25 | 21 | 0,63 | 0,93 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 4,75 |
| 6000 | 9,7 | 26 | 20 | 0,65 | 0,82 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 4,33 |
| 6300 | 10,0 | 25 | 22 | 0,61 | 1,02 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 5,53 |
| 6600 | 10,2 | 22 | 19 | 0,62 | 0,86 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 4,79 |
| 6900 | 10,4 | 21 | 18 | 0,62 | 0,81 | 420 | 8,5 | 5 | 217,9 | 4,59 |

Tabla 21. Índice de capacidad acarreo, CCI

3.6.6. Bombas de lodo

Se usaran las bombas disponibles en el equipo RIG EVC-07 - 1200 HP, son 3 bombas RS F-1000 cada una movida por un motor Caterpillar de 1000 HP. Alcanzan una presión máxima de 4320 psi y un galonaje de 520 GPM @120SPM. Tiene pistones de 10 pulgadas. Durante la perforación del pozo HN-06 se tendrá un requerimiento de galonaje máximo que no supera los 600 GPM. Los requerimientos de bombeo del pozo se pueden cumplir usando solo dos bombas a bajas revoluciones, la tercera se dispone como “back-up”.

| Diámetro Camisa (in) | | | 6,5 | 6 | 5,5 | 5 |
|---------------------------|------|------|----------------|------|------|------|
| Presión de Descarga (psi) | | | 2550 | 3140 | 3630 | 4320 |
| SPM | KW | HP | Descarga (gpm) | | | |
| 120 | 630 | 857 | 517 | 441 | 370 | 306 |
| 110 | 578 | 786 | 474 | 404 | 340 | 281 |
| 100 | 525 | 714 | 431 | 367 | 309 | 255 |
| 80 | | | 345 | 294 | 247 | 204 |
| 60 | | | 259 | 220 | 185 | 153 |
| 50 | | | 216 | 184 | 154 | 128 |
| 30 | | | 129 | 110 | 93 | 77 |
| 1 | 5,25 | 7,14 | 4 | 4 | 3 | 3 |

Tabla 22. Especificaciones de presión, caudal y potencia de la bomba.

3.7. GEOMETRÍA DEL POZO

Como se describió en el capítulo 1 la geometría del pozo se establece a partir del diámetro de la tubería de producción. Considerando que el pozo HN-6 es un pozo de desarrollo, la tubería de producción a utilizar será de 3½ pulgada de diámetro externo. Con las profundidades de asentamiento de tubería estimadas con base en la ventana de lodo generada, dando como resultado la instalación de dos tuberías de revestimiento.

Conocido el número de tuberías de revestimiento a instalar, se pasó a la selección de los diámetros de tubería, para esto se utilizó la carta de selección de revestimientos, la cual es un diagrama resumen de las diferentes combinaciones de tubería estándar utilizadas en la industria del petróleo. En esta se presentan escenarios para los diámetros de tubería existentes de acuerdo a la normatividad propuesta por la API y los relaciona con los diámetros de broca adecuados para

perforar el pozo, proporcionando dimensiones apropiadas para una correcta cementación.

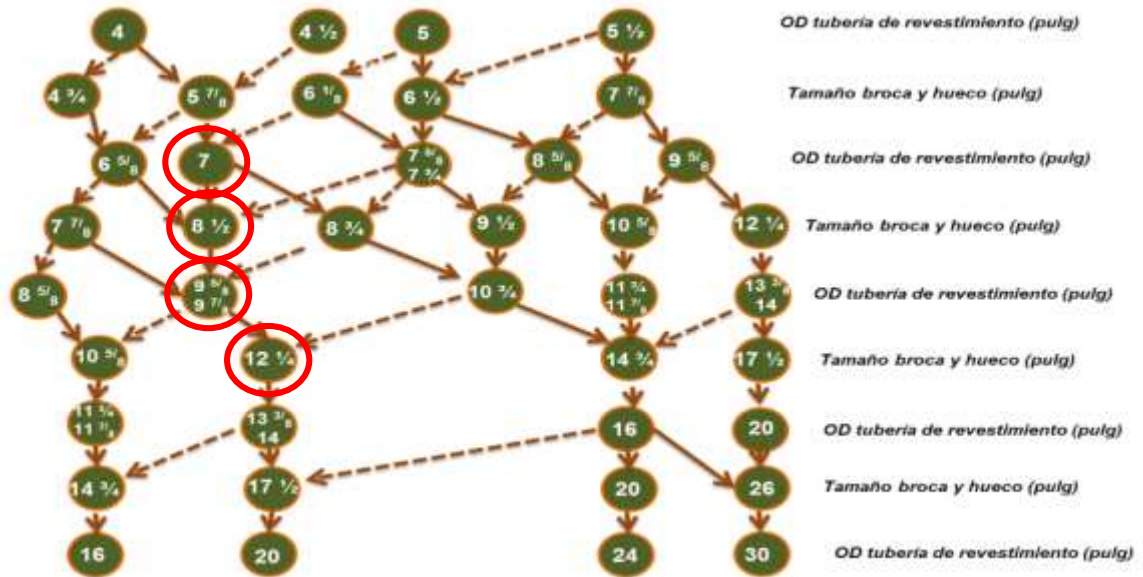


Figura 18. Esquema para selección de geometría de pozo.

Teniendo en cuenta las condiciones operacionales, la información geológica y sustentada en los estados mecánicos de los pozos cercanos, se definió la siguiente configuración para el pozo HN-6.

| Item | Diámetro externo (pulg) | Longitud (pies) |
|---------------------------------|-------------------------|-----------------|
| Broca | 12 1/4 | 0 – 1000 |
| Tubería de revestimiento | 9 5/8 | 0 – 1000 |
| Broca | 8 1/2 | 1000 – 6780 |
| Tubería de revestimiento | 7 | 1000 – 6780 |

Tabla 23. Diámetros de tuberías de revestimiento y brocas propuestas

3.8. PROGRAMA DE REVESTIMIENTO

Finalizada la selección de profundidades de asentamiento de tubería de revestimiento y selección de geometría del pozo o estado mecánico, se continuó con el diseño detallado de la tubería en la cual se precisan las cargas o esfuerzos a los cuales estará sometida en las operaciones de perforación y se realiza la selección de las tuberías con propiedades físicas y mecánicas apropiadas para soportar las cargas predichas. Los tres tipos de cargas principales son cargas por colapso, cargas por estallido y cargas por tensión.

El diseño de la tubería de revestimiento se realizó con el método gráfico descrito por Utsalo y Olamigoke²⁹, el cual se fundamenta en los gráficos de los perfiles de presión de colapso y estallido desde superficie hasta la profundidad de asentamiento del zapato de la tubería de revestimiento. Una vez graficados los perfiles de presión, se trazan líneas verticales correspondientes a los valores de resistencia al colapso y estallido para cada uno de los grados de tuberías disponibles, con base en los boletines publicados por la API. El criterio de selección final del método, está basado en asegurar que los valores de resistencia al colapso y estallido propios de cada grado de tubería, satisfagan los valores máximos de presión de colapso y estallido calculados para el intervalo en evaluación.

3.8.1. Información general del pozo

El pozo será perforado en dos secciones

- Sección 1: se perfora hueco de 12 ¼ pulgadas, de 0 a 1000 pies y se reviste la misma profundidad con tubería de 9 5/8 pulgadas de diámetro. La máxima densidad de lodo a usar es de 9 ppg
- Sección 2: Se perfora hueco de 8 ½ pulgadas, de 0 a 6780 pies y se reviste la misma profundidad con tubería de 7 pulgadas de diámetro. La máxima densidad de lodo a usar es de 10,04 ppg.

Con el fin de garantizar la seguridad de las operaciones y la integridad mecánica del pozo, se establecieron factores de seguridad para los análisis de colapso, estallido y tensión.

| Profundidad | Tope estallido | Base estallido | Colapso |
|--------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|
| 0 – 1000 | 1,2 | 2 | 1,25 |
| 1000 – 7000 | 1,36 | 2,5 | 1,5 |

Tabla 24. Factores de seguridad

²⁹ Utsalo,O; Olamigoke,O. An Excel based casing design application. SPE 172466-MS. August 2014

3.8.2. Diseño tubería de superficie 9 5/8"

La tubería de revestimiento de 9 5/8", será sentada a 1000 pies de profundidad y será sometida a la presión de formación del siguiente hueco perforado a 6800 pies. Se asumirá la existencia de gas en profundidades someras. Los cálculos de influjos se basaran en un posible influjo de gas, en esta situación el gradiente del será de 0.1 psi/pie.

- Diseño por colapso

Presión de colapso en superficie:

$$P_{c_s} = 0 \text{ psi}$$

Presión de colapso a 1000 pies (profundidad de asentamiento del zapato de la tubería de revestimiento):

$$P_{c_{1000}} = 0,052 \times \text{peso lodo} \times \text{profundidad}$$

$$P_{c_{1000}} = 0,052 \times 9 \times 1000$$

$$P_{c_{1000}} = 468 \text{ psi}$$

La presión de colapso calculada actúa en el exterior de la tubería de revestimiento y asume la situación menos favorable en la cual la tubería se encuentra 100% vacía (Pérdida de circulación completa).

- Diseño por estallido

$$P_{\text{estallido}} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

Presión de formación a la profundidad total de la sección 2.

$$P_{f_{6780}} = \text{profundidad} \times G_f [\text{psi/pie}]$$

$$P_{f_{6780}} = 6780 \times 0,4472$$

$$P_{f_{6780}} = 3032 \text{ psi}$$

Presión interna

$$P_{\text{interna}} = P_{f_{6780}} - (\text{Prof}_2 - \text{Prof}_{\text{CSG}}) \times G_g$$

$$P_{\text{interna}} = 3032 - (6780 - 1000) \times 0.1$$

$$P_{\text{interna}} = 2454 \text{ psi}$$

Donde G_g = gradiente del fluido de invasión (gas) 0.1 psi/pie.

Presión externa

$$P_{externa} = Prof. Asen. Tub. Revest. x Grad lodo$$

Para el cálculo de la presión externa se asumirá que el lodo se deteriorará y su gradiente disminuirá hasta alcanzar el del agua salada 0.465 psi/pie.

$$P_{externa} = 1000 x 0.465$$

$$P_{externa} = 465 \text{ psi}$$

Presión de estallido en la profundidad del zapato de la tubería de revestimiento.

$$P_{est.csg.1000} = 2454 - 465$$

$$P_{est.csg.1000} = 1989 \text{ psi}$$

Presión de estallido en superficie.

$$P_{est.sup} = Pf_{6780} - (Prof_2 x Gg)$$

$$P_{est.sup} = 3032 - (6780x0.1)$$

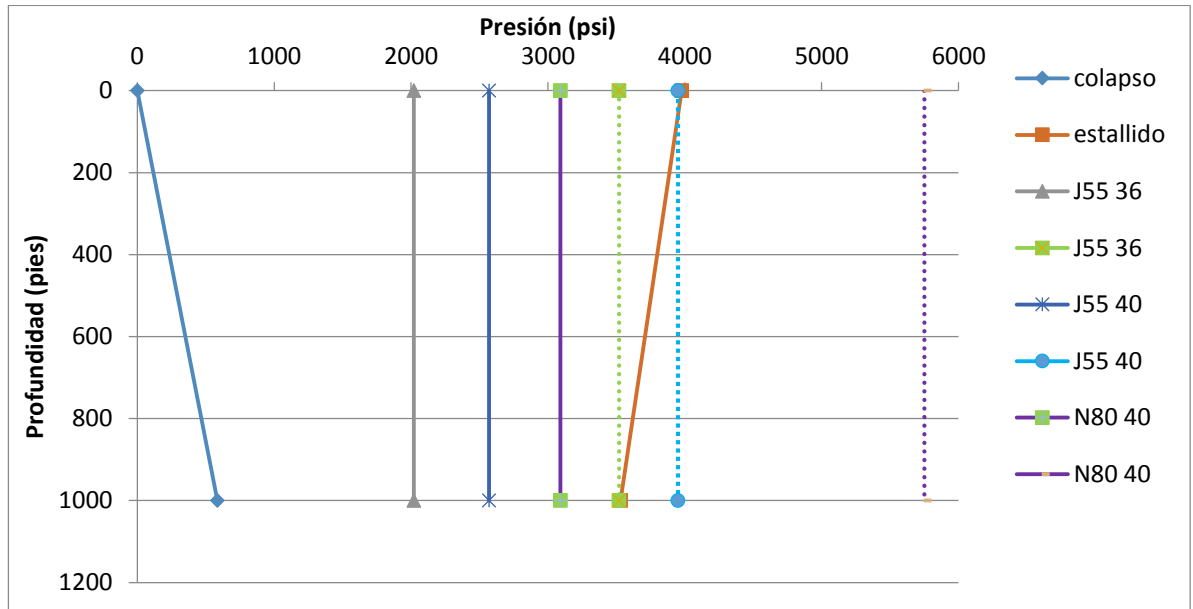
$$P_{est.sup} = 2354 \text{ psi}$$

Selección de tubería: calculados los valores de presión de colapso y estallido en superficie y en la profundidad de asentamiento del zapato, se ejecutó el **método gráfico** descrito anteriormente para la selección preliminar de la sarta de tubería.

| Grado | Peso (lb/pie) | Resistencia al colapso (psi) | Resistencia al estallido (psi) | Resistencia a la cedencia *1000lbs |
|-------|---------------|------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| J55 | 36 | 2020 | 3520 | 564 |
| K55 | 36 | 2020 | 3520 | 564 |
| J55 | 40 | 2570 | 3950 | 630 |
| K55 | 40 | 2570 | 3950 | 630 |
| N80 | 40 | 3090 | 5750 | 916 |

Tabla 25. Especificaciones de tuberías de revestimientos de 9 5/8"

Con los valores calculados y las propiedades de la tubería a evaluar se realizó la gráfica de selección. Las líneas verticales corresponden a los valores de resistencia al colapso y estallido de cada una de las tuberías evaluadas (líneas punteadas estallido y líneas continuas colapso).



Gráfica 2. Selección de tubería de revestimiento 9 5/8"

Realizado el análisis a la gráfica de selección, se observó que los grados de tubería J-55 y K55, 36 lb/pie y J-55 y K-55, 40 lb/pie y N-80, 40 lb/pie satisfacen los requerimientos para colapso y estallido, en la totalidad del intervalo correspondiente a la sección 1. Por otra parte, se verificó el cumplimiento de los factores de seguridad, dando un resultado positivo para la tubería N-80, 40 lb/pie.

- Diseño por tensión

Para la tubería de revestimiento de 9 5/8", el análisis por tensión para la tubería seleccionada se limitará a la comparación del peso en el aire conducido en cada sección, respecto al valor de resistencia a la cedencia.

Resistencia a la cedencia:

N 80, 40 lb/pie = 916000 libras

Peso en el aire de la sección.

$$P_{aire} = longitud\ sección \times peso\ tubería$$

$$P_{aire} = 1000 \times 40 = 40000\ lb$$

Factor de seguridad

$$F_{seg} = \frac{Resistencia\ a\ la\ cedencia}{Peso\ acumulado}$$

$$F_{seg} = \frac{916000}{40000} = 22.9$$

- Prueba de integridad

Después de que la tubería de revestimiento es asentada y cementada, es práctico probarla antes de llevar a cabo la perforación del zapato y herramientas de flotación. La presión de prueba utilizada por la mayoría de empresas operadoras es aplicar el 60% de la resistencia al estallido de la tubería de grado más débil presente en la sarta.

$$P_{prueba_{csg9.625}} = 60\% \times \text{pres. estall. N80,40lb/pie}$$

$$P_{prueba_{csg9.625}} = 60\% \times 5750 = 3450 \text{ psi}$$

Fuerzas totales de tensión en el tope de la junta durante la prueba de integridad

$$FT = PB_{csg} + FTPI$$

$$FT = W_{aire} \times FB + \left(\left(\frac{\pi}{4} \right) \times (ID^2) \times P_{prueba} \right)$$

Dónde:

PB = peso boyante de la tubería de revestimiento

FTPI = fuerzas de tensión debido a la prueba de integridad

Waire = peso de la tubería en el aire

FB = Factor de boyancia

ID = diámetro interno

$$FB = 1 - \frac{\text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}}$$

$$FB = 1 - \frac{9 \text{ lpg}}{65.4} = 0.862$$

El ID para la tubería N-80, 40 lb/pie con base en la tablas API es 8.835 pulgadas.

$$FT = (40000 \times 0.862) + \left(\left(\frac{\pi}{4} \right) \times (8.835^2) \times 3450 \right)$$

$$FT = 245986 \text{ libras}$$

De acuerdo al valor obtenido se recalculó el factor de seguridad en el tope de las juntas, para la tubería N-80, 40 lb/pie.

$$F_{seg} = \frac{\text{Resistencia cedencia}}{\text{Peso acumulado}}$$

$$F_{seg} = \frac{916000}{245986} = 3.7$$

Efectuados la totalidad de los análisis para los criterios de presión de colapso, presión de estallido y tensión se comprobó que la tubería de revestimiento N-80, 40 lb/pie, satisface los requerimientos para la selección evaluada.

3.8.3. Diseño tubería de revestimiento de producción

La tubería de revestimiento de 7", será asentada a 6780 pies de profundidad y será sometido a presión de formación del siguiente hueco a 6800 pies. Se asumirá la existencia de gas. Los cálculos de influjos se basaran en un posible influjo de gas, en esta situación el gradiente del gas será 0.1 psi/pie.

- Diseño por colapso

Presión de colapso en superficie:

$$P_{c_s} = 0 \text{ psi}$$

Presión de colapso a 6780 pies (profundidad asentamiento del zapato de la tubería de revestimiento):

$$P_{c_{6780}} = 0.052 \times \text{peso lodo} \times \text{profundidad}$$

$$P_{c_{6780}} = 0.052 \times 10.4 \times 6780$$

$$P_{c_{6780}} = 3667 \text{ psi}$$

La presión de colapso calculada actúa en el exterior de la tubería de revestimiento y se asume la situación menos favorable en la cual la tubería de encuentra 100% vacía (perdida de circulación completa). Para el diseño de la sarta de tubería de 7", se asumirá una evacuación parcial del fluido de aproximadamente 2/3 del volumen total de la sección (pérdida de circulación parcial). Por lo tanto la presión de colapso final será:

Presión hidrostática ejercida por 1/3 del volumen de fluido de la sección:

$$P_h = 0.052 \times 10.4 \times 2260$$

$$P_h = 1222 \text{ psi}$$

Presión de colapso final:

$$P_{c_{6780}} = P_{c_{100\% \text{ vacia}}} - P_h$$

$$P_{c_{6780}} = 3666 - 1222 = 2444 \text{ psi}$$

- Diseño por estallido

$$P_{estallido} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

Presión de formación a la profundidad total del pozo

$$P_{f_{7000}} = \text{profundidad} \times G_f \text{ [psi/pie]}$$

$$P_{f_{7000}} = 7000 \times 0.45968$$

$$P_{f_{7000}} = 3655 \text{ psi}$$

Presión interna

$$P_{interna} = P_{f_{7000}} - (Prof_3 - Prof_{csg}) \times G_g$$

$$P_{interna} = 3655 - (7000 - 6800) \times 0.1$$

$$P_{interna} = 3633 \text{ psi}$$

Dónde:

Gg = gradiente del fluido de invasión (gas) 0.1 psi/pie.

Presión externa

$$P_{externa} = Prof. \text{Asen. Tub. Revest.} \times Grad \text{ lodo}$$

Para el cálculo de la presión externa se asumirá que el lodo se deteriorará y su gradiente disminuirá hasta alcanzar el de agua salada, 0.465 psi/pie.

$$P_{externa} = 6780 \times 0.465$$

$$P_{externa} = 3153 \text{ psi}$$

Presión estallido a la profundidad del zapato de la tubería de revestimiento.

$$P_{est.csg.6780} = 3633 - 3153$$

$$P_{est.csg.6780} = 480$$

Presión estallido en superficie.

$$P_{est.sup} = Pf_{7000} - (Prof_{pozo} \times Gg)$$

$$P_{est.sup} = 3655 - (7000 \times 0.1)$$

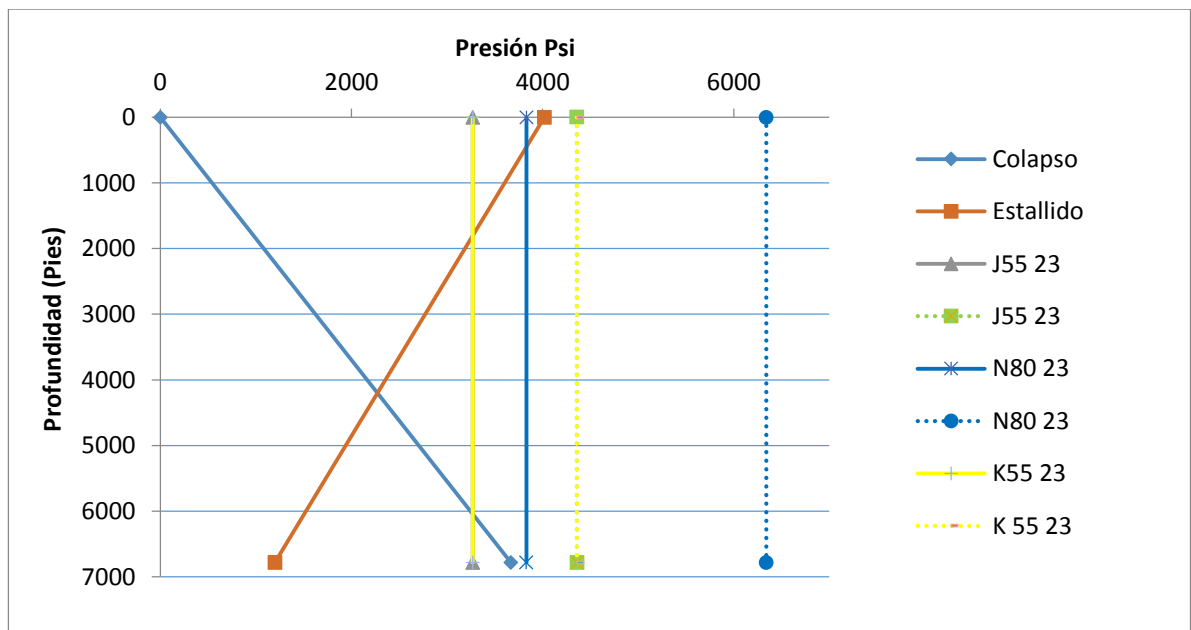
$$P_{est.sup} = 2955 \text{ psi}$$

Selección de tubería: calculados los valores de presión de colapso y estallido en superficie y en la profundidad de asentamiento del zapato, se efectuó el **método gráfico** descrito anteriormente para la selección preliminar de la sarta de tubería.

| Grado | Peso (libre/pie) | Resistencia al colapso (psi) | Resistencia al estallido (psi) | Resistencia a la cedencia *1000 lbs |
|-------|------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|
| J55 | 23 | 3270 | 4360 | 366 |
| K55 | 23 | 3270 | 4360 | 366 |
| N80 | 23 | 3830 | 6340 | 532 |

Tabla 26. Especificaciones de tubería de revestimiento de 7".

Con los valores calculados y las propiedades de la tubería a evaluar se realizó la gráfica de selección. Las líneas verticales corresponden a los valores de resistencia al colapso y estallido de cada una de las tuberías evaluadas (líneas punteadas estallido y líneas continuas colapso).



Gráfica 3. Selección de tubería de 7".

Realizado el análisis a la gráfica de selección, se observó que los grados de tubería J-55 y K55, 23 lb/pie y N-80, 23 lb/pie satisfacen los requerimientos para colapso y estallido, en la totalidad del intervalo correspondiente a la sección 2. Por otra parte, se verifico el cumplimiento de los factores de seguridad, dando un resultado positivo para la tubería N-80, 23 lb/pie.

- Diseño por tensión

Para la tubería de revestimiento de 7", el análisis tuvo en cuenta las fuerzas totales de tensión generadas por el peso boyante de la tubería, las fuerzas de flexión y cargas de arrastre, considerando la desviación del hueco debido al plan direccional. Teniendo como dogleg de 1.5°/100 pies.

Resistencia a la cedencia:

N 80, 23 lb/pie = 532000 libras

Peso en el aire de la sección.

$$P_{aire} = longitud\ sección \times peso\ tubería$$

$$P_{aire} = 6780 \times 23 = 155940\ lb$$

Factor de seguridad

$$F_{seg} = \frac{Resistencia\ a\ la\ cedencia}{Peso\ acumulado}$$

$$F_{seg} = \frac{532000}{155940} = 3.4$$

Análisis fuerza de flexión

$$F_{flexión} = 64 \times \theta \times OD \times peso\ tubería$$

$$F_{flexión} = 64 \times 1.5 \times 7 \times 23$$

$$F_{flexión} = 15456\ lbs$$

- Prueba de integridad

Después de que la tubería de revestimiento es asentada y cementada, es práctico probarla antes de llevar a cabo la perforación del zapato y herramientas de flotación. La presión de prueba utilizada por la mayoría de empresas operadoras es aplicar el

60% de la resistencia al estallido de la tubería de grado más débil presente en la sarta.

$$P_{prueba_{csg9.625}} = 60\% \times pres. \text{estall. } N80, 23 \text{ lb/pie}$$

$$P_{prueba_{csg9.625}} = 60\% \times 6340 = 3804 \text{ psi}$$

Fuerzas totales de tensión en el tope de la junta durante la prueba de integridad

$$FT = PB_{csg} + FTPI$$

$$FT = W_{aire} \times FB + \left(\left(\frac{\pi}{4} \right) \times (ID^2) \times P_{prueba} \right)$$

Dónde:

PB = peso boyante de la tubería de revestimiento

FTPI = fuerzas de tensión debido a la prueba de integridad

W aire = peso de la tubería en el aire

FB = Factor de boyancia

ID = diámetro interno

$$FB = 1 - \frac{\text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}}$$

$$FB = 1 - \frac{10.4 \text{ lpg}}{65.4} = 0.841$$

El ID para la tubería N-80, 23 lb/pie con base en la tablas API es 6.366 pulgadas.

$$FT = (155940 \times 0.841) + \left(\left(\frac{\pi}{4} \right) \times (6.366^2) \times 3804 \right)$$

$$FT = 252223 \text{ libras}$$

De acuerdo al valor obtenido se recalculó el factor de seguridad en el tope de las juntas, para la tubería N-80, 40 lb/pie.

$$F_{seg} = \frac{\text{Resistencia cedencia}}{\text{Peso acumulado}}$$

$$F_{seg} = \frac{523000}{252223} = 2.07$$

| | Sección I | Sección II |
|---------------------|-----------|------------|
| OD (pulg) | 9 5/8 | 7 |
| Peso (lbm/pie) | 40 | 23 |
| Grado | N-80 | N-80 |
| Colapso (psi) | 3090 | 3830 |
| Estallido (psi) | 5750 | 6340 |
| Junta (1000lbs) | 979 | 588 |
| Cedencia (1000 lbs) | 916 | 532 |
| ID (pulg) | 8.835 | 6.366 |
| Broca(pulgada) | 8.679 | 6.241 |

Tabla 27. Especificaciones de las tuberías seleccionadas para el pozo HN-06

3.9. PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

| | Caseing 9 5/8" | Caseing 7" |
|----------------------------------|----------------|------------|
| Hueco (in) | 12 1/4" | 8 1/2" |
| OD (in) | 9 5/8" | 7" |
| ID (in) | 8,835 | 6,366 |
| TOC (ft-MD) | Superficie | 5266 |
| TOC (Tail Slurry) (ft-MD) | N/A | 5400 |
| Exceso | 50% | 30% |
| Volumen Válvula (bbls) | 3,03 | 1,57 |
| Volumen Bolsillo (bbls) | 2,92 | 1,4 |
| Volumen Anular (bbls) | 72,52 | 43,15 |
| Volumen total (bbls) | 78,47 | 46,13 |
| Número de sacos (sx) | 580 | 300 |

Tabla 28. Cálculos de volumen de cemento necesario

3.9.1. Cementación de la tubería de revestimiento de 9 5/8"

La tubería de revestimiento de 9 5/8", se cementará hasta superficie con cemento clase G.

- Se prueban líneas de superficie 3000 psi
- Se bombea colchón de agua de 10 bls a 500 psi
- Se suelta bottom plug.
- Se mezclan y bombean 580 sacos de cemento clase G con densidad de 14 lpg a 600 psi.
- Lanza top plug y desplaza con agua

- Se sienta tapón con 2000 psi
- Se miden retornos.

3.9.2. Cementación de la tubería de revestimiento de 7"

La tubería de revestimiento de 7", tendrá el tope del cemento a 5266 MD, se utilizara lechada de relleno y principal. TOC1=5400pies TOC2=5266pies con cemento clase G.

- Se prueban líneas de superficie con 3000 psi
- Lanzar botton plug
- Se mezclan y bombean 20 sacos de cemento clase G a 14.5 lpg
- Se bombea espaciador de 15 barriles
- Se mezclan y bombean 580 sacos de cemento clase G a 15.8 lpg
- Se manda top plug, se desplaza con lodo densidad 10 lpg
- Se sienta top plug con 1500 psi

3.10. PROGRAMA DE SARTAS DE PERFORACIÓN

Para el diseño de la sarta de perforación del pozo HN-6 se tuvo en cuenta la información de los pozos vecinos, los problemas operacionales, los diámetros de tubería de perforación utilizadas y las condiciones que probablemente se tengan durante la perforación del pozo. La selección de la tubería de perforación se lleva a cabo bajo tensión, a las que va a estar sometidas esta durante su operación.

3.10.1. Parámetros para collares de perforación y tubería pesada.

Factor de flotación

Para calcular factor de flotación utilizamos la siguiente ecuación:

$$Ff = 1 - \left(\frac{\rho_{lodo}}{65.5} \right)$$

Donde; ρ_{lodo} está en lb/galón.

Punto Neutro

Punto en la sarta de perforación donde se pasa del estado de compresión al de tensión, la ubicación del mismo depende del tipo de BHA seleccionado.

Tipo de BHA a utilizar en el pozo HN-06

Utiliza los collares de perforación necesarios para control direccional, reduciendo la tendencia atascarse por presión diferencial; el peso sobre la broca es aplicado por los collares de perforación y la tubería pesada.

Consideraciones de selección

Debe seleccionarse la cantidad mínima de collares de perforación para lograr mayor control direccional, manteniendo el punto neutral dentro de la tubería pesada, cuya longitud se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$L_{HWDP} = \frac{\frac{WOB * DF_{BHA}}{Ff * \cos\theta} - (W_{DC1} * L_{DC1})}{W_{HWDP}}$$

Donde;

L_{HWDP} = Longitud mínima de tubería pesada, (pies).

WOB = Peso sobre en la broca, (lbs)

DF_{BHA} = Factor de diseño (15% adicional de longitud).

Ff = Factor de flotación.

θ = Angulo máximo del BHA en el hueco, (grados).

W_{DC1} = Peso en el aire de los collares de perforación en la primera sección, (lbs/pie).

L_{DC1} = Longitud de la primera sección de los collares de perforación, (pies).

W_{HWDP} = Peso en el aire de la tubería pesada, (lbs/pie).

3.10.2. Parámetros para diseñar tubería de perforación bajo tensión

Resistencia a la tensión (Pt).

Es el máximo valor para que ceda por tensión el cuerpo de la tubería y este se obtiene en las tablas. Si al tensionar la tubería de perforación alcanza su punto de cedencia, se tendría una deformación total, un estiramiento que será permanente y dificultad para mantenerla recta.

Factor de seguridad por tensión.

Se aplica para disminuir la capacidad de la resistencia a la tensión de la tubería, de manera que se obtenga una carga máxima permisible.

Carga Permisible (Pa).

Carga máxima que puede colocarse en la tubería, incluyendo las contingencias. Es igual a:

$$P_a = \frac{P_t}{DF_T}$$

Carga de trabajo (Pw).

Es la tensión máxima esperada que puede ocurrir durante operaciones normales. Se obtiene:

$$P_w = P_a - MOP$$

Donde; *MOP* = Margen de sobretensionamiento, lbs.

Margen de sobretensionamiento "Overpull" (MOP).

Es la capacidad adicional a la carga de trabajo, y que se utiliza para superar problemas como el arrastre esperado, posible atrapamiento y aplastamiento por cuñas. Los valores típicos de MOP están entre 50000 y 15000 lbs.

Determinar la máxima longitud de tubería de perforación

Para determinar este parámetro se recomienda aplicar un proceso de prueba y error siguiendo los siguientes pasos.

- La longitud de la tubería del grado de acero más bajo aceptable, se determina utilizando la siguiente ecuación.

$$L_{DP1} = \frac{\frac{P_{w1}}{Ff} - (W_{DC1} * L_{DC1}) - (W_{HWDP} * L_{HWDP})}{W_1}$$

Dónde:

L_{DP1} = Máxima longitud de la tubería de perforación, (pies).

P_{w1} = Carga de trabajo en tubería de perforación, (lbs).

L_{HWDP} = Longitud de la HWDP, (pies).

Ff = Factor de flotación.

W_{DC1} = Peso en el aire de los collares de perforación, (lbs/pie).

L_{DC1} = Longitud de collares de perforación, (pies).

W_{HWDP} = Peso en el aire de la HWDP, (lbs/pie).

W_1 = Peso en el aire de la tubería de perforación, (lbs/pie).

- Si la longitud de la sección calculada no es suficiente para alcanzar la profundidad del pozo se determina una nueva longitud, adicional a la primera con la ecuación:

$$L_{DP2} = \frac{P_{W2} - P_{W1}}{W_2 * Ff}$$

Dónde:

L_{DP2} = Longitud de la tubería de perforación en sección 2, (pies).

P_{W2} = Carga de trabajo en la tubería de perforación 2, (lbs).

P_{W1} = Carga de trabajo en la tubería de perforación 1, (lbs).

W_2 = Peso en el aire de la tubería de perforación sección 2, (lbs/pie).

3.10.3. Diseño de la sarta de perforación

Información básica requerida para diseño de la sarta

| | |
|-------------------------------------|-----------------|
| Primera Sección | |
| Broca (Pulgadas) | 12-1/4" |
| Tubería de revestimiento (Pulgadas) | 9-5/8" |
| Profundidad (Pies) | De 0 a 1020' |
| Segunda sección | |
| Broca (Pulgadas) | 8-1/2" |
| Tubería de revestimiento (Pulgadas) | 7" |
| Profundidad (Pies) | De 1000 a 6780' |

Tabla 29. Información básica para diseño de la sarta

Para zona direccional del pozo se utilizaran las herramientas de Mud motor y MWD. La longitud de los collares de perforación se determina en base a la experiencia en operaciones previas en el campo Hato Nuevo, recomendando 3 collares de perforación en las dos secciones. En los cálculos el factor de tensión será 1,1.

Diseño primera sección

| | |
|--------------------------------------|-----------------|
| Profundidad inicial | 0 pies MD |
| Profundidad final | 1020 pies MD |
| Diámetro del hueco | 12-1/4 pulgadas |
| Formación asentamiento revestimiento | Honda |
| Densidad del lodo de perforación | 9 Lbs/galón |
| Angulo de inclinación | 0 grados |
| Peso sobre la broca | 26950 lbs |

Tabla 30. Sección 12 1/4"

Especificaciones de las tubería de en la primera sección

| | Diámetro (Pulgada) | Peso (Lbs/pie) | Tipo |
|-------------------------|--------------------|----------------|---------|
| Collares de perforación | 6-1/2" | 91,5 | Segment |
| Tubería Pesada | 5" | 43,3 | NC 50 |
| Tubería de perforación | 5" | 19,5 | X-95 |

Tabla 31. Especificaciones de la sarta en la sección 12 1/4"

Cálculos:

- Determinar el factor de flotación

$$Ff = 1 - \left(\frac{\rho_{lodo}}{65.5} \right)$$

$$Ff = 1 - \left(\frac{9}{65.5} \right) = 0.86$$

- En base a experiencias seleccionamos 90 pies de DCs.
- Longitud mínima de tubería pesada para mantener el punto neutro dentro de la misma y aplicar el peso requerido sobre la broca.

$$L_{HWDP} = \frac{\frac{WOB * DF_{BHA}}{Ff * COS\theta} - (W_{DC1} * L_{DC1})}{W_{HWDP}}$$

$$L_{HWDP} = \frac{\frac{26950 * 1.15}{0.86 * COS 0} - (91.5 * 90)}{43.3} = 826 \text{ pies}$$

- Longitud de tubería de perforación

$$L_{DP1} = \frac{\frac{P_{W1}}{Ff} - (W_{DC1} * L_{DC1}) - (W_{HWDP} * L_{HWDP})}{W_1}$$

Se determina la carga de trabajo a la que estará sometida la tubería de perforación (Pw1)

$$P_a = \frac{P_T}{D_{FT}}$$

$$P_a = \frac{501087 \text{ lbs}}{1,1}$$

$$P_a = 455533,636 \text{ lbs}$$

$$P_{W1} = P_a - MOP$$

$$P_{W1} = 455533,636 \text{ lbs} - 100000 \text{ lbs}$$

$$P_{W1} = 355533,636 \text{ lbs}$$

$$L_{DP1} = \frac{\frac{355533,636}{0,86} - (91,5 * 90) - (43,3 * 826)}{19,5} = 18945 \text{ pies}$$

- La profundidad a perforar en la primera sección es 1020 pies MD, menos 916 pies de DCs y tubería pesada, entonces se necesita 104 pies de tubería de perforación para llegar a la profundidad planificada.

Diseño segunda sección

| | |
|--------------------------------------|----------------|
| Profundidad inicial | 1000 pies MD |
| Profundidad final | 6870 pies MD |
| Diámetro del hueco | 8-1/2 pulgadas |
| Formación asentamiento revestimiento | Caballos |
| Densidad del lodo de perforación | 10.4 Lbs/galón |
| Angulo de inclinación | 16 grados |
| Peso sobre la broca | 25500lbs |

Tabla 32. Sección 8-1/2"

Especificaciones de las tubería de en la segunda sección

| | Diámetro (Pulgada) | Peso (Lbs/pie) | Tipo |
|-------------------------|--------------------|----------------|---------|
| Collares de perforación | 6-1/2" | 91,5 | Segment |
| Tubería Pesada | 5" | 43,3 | NC 50 |
| Tubería de perforación | 5" | 19,5 | X-95 |

Tabla 33. Especificaciones de la sarta en la sección 8-1/2"

Cálculos:

- Determinar el factor de flotación

$$Ff = 1 - \left(\frac{\rho_{lodo}}{65.5} \right)$$

$$Ff = 1 - \left(\frac{10.4}{65.5} \right) = 0.84$$

- En base a experiencias seleccionamos 90 pies de DCs.
- Longitud mínima de tubería pesada para mantener el punto neutro dentro de la misma y aplicar el peso requerido sobre la broca.

$$L_{HWDP} = \frac{\frac{WOB * DF_{BHA}}{Ff * \cos\theta} - (W_{DC1} * L_{DC1})}{W_{HWDP}}$$

$$L_{HWDP} = \frac{\frac{25500 * 1.15}{0.86 * |\cos 16|} - (91.5 * 90)}{43.3} = 632 \text{ pies}$$

- Longitud de tubería de perforación

$$L_{DP1} = \frac{\frac{P_{W1}}{Ff} - (W_{DC1} * L_{DC1}) - (W_{HWDP} * L_{HWDP})}{W_1}$$

Se determina la carga de trabajo a la que estará sometida la tubería de perforación (Pw1)

$$P_a = \frac{P_T}{D_{FT}}$$

$$P_a = \frac{501087 \text{ lbs}}{1,1}$$

$$P_a = 455533,636 \text{ lbs}$$

$$P_{W1} = P_a - MOP$$

$$P_{W1} = 455533,636 \text{ lbs} - 100000 \text{ lbs}$$

$$P_{W1} = 355533,636 \text{ lbs}$$

$$L_{DP1} = \frac{\frac{355533,636}{0,84} - (91,5 * 90) - (43,3 * 632)}{19,5} = 19879 \text{ pies}$$

La profundidad a perforar en la segunda sección es 6870 pies MD, menos 722 pies de DCs y tubería pesada, entonces se necesita 6148 pies de tubería de perforación para llegar a la profundidad planificada.

- Sarta de perforación de Superficie – 1020 pies.

| Ítem | OD | ID | Conexión | Cantidad | Longitud |
|-------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| Broca Triconica | 12-1/4" | - | 4-1/2" | 1 | - |
| Bit sub | | | | 1 | - |
| Collares de perforación | 8 | | 4-1/2" | 1 | 30 |
| Conexión | 8 – 6-1/2 | | | 1 | 30 |
| Collares de perforación | 6-1/2" | 2-15/16" | 4-1/2" | 2 | 30' |
| Tubería Extra Pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 28 | 30' |
| Tubería de Perforación | 5" | 4-8/29" | 4-1/2" | 4 | 30' |

Tabla 34. Sarta de perforación 0-1020 pies

- Sarta de perforación 1000 – 3080 pies.

| Ítem | OD | ID | Conexión | Cantidad | Longitud |
|-------------------------|--------|----------|----------|----------|----------|
| Broca Insertos | 8-1/2" | - | 4-1/2" | 1 | - |
| Bit sub | | | | 1 | - |
| Estabilizador | 8-1/8" | 2-13/16" | 4-1/2" | 1 | 5,34' |
| Collares de perforación | 6-1/2 | 2-15/16" | 4-1/2" | 3 | 30' |
| Tubería extra pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 14 | 30' |
| Martillo de fondo | 6-1/2" | 2-3/4" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| Tubería extra pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 14 | 30' |
| Tubería de perforación | 5" | 4-8/29" | 4-1/2" | 71 | 30' |

Tabla 35. Sarta de perforación 1020-3080 pies

- Sarta de perforación de 3080 – 3900 MD pies

| Ítem | OD | ID | Conexión | Cantidad | Longitud |
|-------------------------|--------|----------|----------|----------|----------|
| Broca PDC | 8-1/2" | - | 4-1/2" | 1 | - |
| Bit sub | | | | 1 | - |
| Estabilizador | 8-1/8" | 2-13/16" | 4-1/2" | 1 | 5,34' |
| Collares de perforación | 6-1/2 | 2-15/16" | 4-1/2" | 8 | 30' |
| Tubería extra pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 14 | 30' |
| Martillo de fondo | 6-1/2" | 2-3/4" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| Tubería extra pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 14 | 30' |
| Tubería de perforación | 5" | 4-8/29" | 4-1/2" | 100 | 30' |

Tabla 36. Sarta de perforación 3080-3900 pies

- Sarta de perforación de 3900 – 6870 MD pies

| Ítem | OD | ID | Conexión | Cantidad | Longitud |
|-------------------------|--------|----------|----------|----------|----------|
| Broca PDC | 8-1/2" | - | 4-1/2" | 1 | - |
| Mud Motor | 6-1/2" | 5-1/2" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| MWD | 6-1/2 | 5-1/2" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| Estabilizador | 8-1/8" | 2-13/16" | 4-1/2" | 1 | 5,34' |
| Collares de perforación | 6-1/2" | 2-15/16" | 4-1/2" | 3 | 30' |
| Tubería Extra Pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 28 | 30' |
| Martillo de fondo | 6-1/2" | 2-3/4" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| Tubería de Perforación | 5" | 4-8/29" | 4-1/2" | 197 | 30' |

Tabla 37. Sarta de perforación 3900-6870

3.11. PROGRAMAS DE BROCAS E HIDRÁULICA

En base a la información disponible y antecedentes de perforación en el campo Hato Nuevo, se optó por realizar el programa de brocas en función de la litología. Para esto se realizó un análisis litológico de las formaciones a perforar, posteriormente se identificaron los parámetros de las brocas más convenientes para cada sección.

3.11.1. Análisis litológico de perforabilidad de la columna estratigráfica esperada en el pozo HN-06.

Con la información y datos disponibles del campo Hato Nuevo el mejor método para realizar el programa de brocas es hacer un análisis litológico en función de la perforabilidad, para esto se tendrá en cuenta la experiencia adquirida en la

perforación de los pozos HN-01, HN-02, HN-03, HN-04 y HN-05 en cuanto a características de las rocas.

Para hacer el análisis se dividirá la columna en secciones tentativas para la corrida de las brocas, los cambios de sección se originarán ante un viaje obligatorio (profundidad del primer revestimiento) o un cambio notable en la litología.

El revestimiento de superficie se correrá en 1020', se espera alcanzar esta profundidad usando una sola broca atravesando una sección de la formación Honda, hasta este punto sólo se encuentran rocas medianamente duras como areniscas de grano grueso con gránulos y guijarros, se debe considerar la abrasividad, tienen una resistencia a la compresión media. En esta sección hay intercalaciones de niveles blandos de arcillolitas, hay una baja resistencia compresiva y una alta perforabilidad, se debe tener precaución con el embotamiento de la broca.

- **Sección 2 (1020'-3080')**

Durante esta corrida se deberá perforar el tapón de cemento y seguir a través de la formación Honda donde predomina una arenisca de grano medio a grueso, friable, abrasiva, de dureza moderada, tiene una resistencia a la compresión media. Hay intercalación con niveles de arcilla y conglomerados de poco espesor. Se debe tener cuidado con embolamiento de la broca y daños por impacto al atravesar los conglomerados.

- **Sección 3 (3080'-6780')**

A medida que aumenta la profundidad en la formación Honda las areniscas disminuyen su tamaño de grano y aumenta su grado de compactación y dureza, es una roca abrasiva con una resistencia a la compresión mayor, se siguen presentando con menor frecuencia y con menor espesor las intercalaciones de arcillas y conglomerados hasta llegar a la base de la formación Honda a 4949 pies en el contacto con la formación Barzalozza.

La formación Barzalozza entre los 4929 y 5420 pies es una lutita moderadamente dura con un 30% de arena, y entre los 5420 a 5580 pies corresponde a una arenisca arcillosa (20% de lutita) de dureza moderada, friable, pobremente sorteada y conglomerática en el fondo hasta alcanzar el tope de Villeta a 5625 pies. La resistencia a la compresión en esta formación es moderada. Hasta esta profundidad

ha sido constantes los cambios litológicos en una misma formación y las intercalaciones, a partir de Villeta las formaciones se tornan más homogéneas.

En Villeta (5625-6265 pies) se encuentra una lutita gris oscura de dureza moderada, con resistencia a la compresibilidad medía.

Las brocas PDC han presentado un buen desempeño en las formaciones Calizas de Tetuán y Caballos, obteniendo velocidades de perforación convenientes. En estas dos últimas formaciones es importante controlar los derrumbes y la erosión en las paredes del pozo

En la formación Caballos moderadamente dura que puede presentar problemas de derrumbes por poca consolidación, tiene una buena porosidad y está saturada con aceite. Su resistencia a la compresión es moderada. Al igual que en Calizas de Tetuán es importante controlar los derrumbes y la erosión en las paredes del pozo.

En base a los criterios de las tablas 21 y 22, se realizará la selección de las brocas tricónicas a utilizar³⁰.

3.11.2. Selección de brocas

- Sección 1 (0' - 1020')

Para esta sección se necesitará una broca que brinde una buena velocidad de perforación en formaciones blandas y que tenga buen desempeño en conglomerados, además de resistencia al embolamiento por arcilla. Una broca tricónica de dientes de acero es una broca adecuada para esta aplicación, se buscara una broca diseñada para formaciones medianamente blandas con estructura de corte de dientes largos para lograr acción de corte de tipo paleado.

- Sección 2 (1020'-3080')

En este intervalo se buscará una broca con estructura de corte diseñada para la perforación de formaciones un poco más duras y consolidadas pero con resistencia media a la compresión, que además tenga un desempeño aceptable en arcillas. La

³⁰ LOPEZ, Ramiro. Estudio de desempeño y rendimiento de brocas de perforación en el campo Shushufindi para optimizar tiempos de perforación mediante la aplicación de la base de datos Phoenix de Halliburton. Tesis de pregrado. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Enero 2012. 273p.

broca deberá tener una estructura de corte con insertos largos que genere una acción de corte de raspado.

- Sección 3 (3080'-6265')

Se buscará utilizar una broca que permita la perforación continua por una sección más larga. Las brocas PDC pueden ser corridas a través de una mayor cantidad de pies que una broca tricónica ya que no cuentan con partes móviles que puedan fallar. La litología de la sección es propicia para la aplicación de esta broca ya que estas rocas no presentan resistencias a la compresión altas, sin embargo se deben tener consideraciones especiales para atravesar las capas de conglomerados que se encuentran en esta zona ya que altas velocidades de rotación en estas rocas pueden generar daños considerables en la estructura de corte. Se propone usar una broca con cuerpo de matriz diseñada para formaciones de mediana dureza con estructura de corte con cortadores medianos y un perfil medio poco profundo.

| # Corrida | 1 | 2 | 3 |
|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------|--------------|
| Intervalo | 0-1020 | 1020-3080 | 3080-6780 |
| Pies a perforar | 1020 | 2020 | 3185 |
| Tipo de Broca | Tricónica de dientes de acero | Tricónica de Insertos | PDC |
| Código IADC | 137 | 525 | S423 |
| Fabricante | Baker Hughes | Baker Hughes | Reed Hycalog |
| Diámetro | 12 ¼ | 8 ½ | 9 ½ |
| Referencia | RC137 | GTX-28 | DS716 |
| WOB Recomendado (lb/in) | 2200-5700 | 2500-6300 | 1000-6000 |
| RPM Recomendado | 195-80 | 170-80 | Variable |

Tabla 38. Programa de Brocas

3.11.3. Hidráulica de Perforación

El diseño del programa de hidráulica para el pozo HN-06 se realizó utilizando el programa de computación de Halliburton Security DBS- Bit Hydraulics XL 1.1, es un programa práctico y sencillo realizado en Excel Visual Basics. Se fundamenta en el método de la Ley de la Potencia.

El programa necesita los siguientes datos de entrada: densidad de lodo (ppg), viscosidad plástica (cp), punto cedente (lb/100ft²), caudal de lodo (gpm), presión máxima de bomba (psi), tipo de broca, diámetro de broca (pulgadas), número de

boquillas, diámetro de boquillas (1/32 de pulgada), profundidad (pies), configuración geométrica del pozo, configuración geométrica de la sarta. Partiendo de estas variables establece una gran cantidad de cálculos y relaciones que permiten conocer las condiciones hidráulicas de la perforación.

El programa enfoca los resultados hacia la hidráulica de la broca con datos como: área de flujo total de las boquillas (TFA), velocidad de lodo en boquillas (ft/s), caída de presión en la broca (psi), % caída de presión en broca, potencia hidráulica en la broca (hp), potencia hidráulica por pulgada cuadrada (hp/in²), fuerza de impacto (lbf), densidad de lodo equivalente (ppg). También brinda resultados de las pérdidas de presión en superficie, sarta y el espacio anular, capacidad de las secciones (bbls/ft), velocidad en el anular (ft/s) y velocidad crítica en el anular (ft/s).

En la figura 19 se observa la página principal del programa:

Security DBS

Bit Hydraulics XL



Prepared For: ENRIQUE SANCHEZ
By: OXY

Date Prepared: 10/19/2012

| | | |
|--------------------------------|---------------------------|--------------------|
| Operator: ERAZO VALENCIA S.A | Well Name/No: HN-06 | Bit Type: PDC |
| Contractor: ERAZO VALENCIA S.A | County: HATO NUEVO | Bit Diameter: 9 in |
| Survey/Abstract: HATO NUEVO | State/Country: HATO NUEVO | MD Out: 5010 ft |

| DATA INPUT | | CASING/LINER/RISER/OPEN HOLE | | | NOZZLE | MANUAL | AUTO |
|-------------------|---------------------------------|------------------------------|---------|---------|--------|--------|------|
| Mud Weight | 9,3 ppg | Components | ID (in) | To (ft) | 1 | 10 | |
| PV | 11 cp | Casing | 9,00 | 1020 | 2 | 10 | |
| YP | 12 lb/100ft ² | Open Hole | 8,5 | 5010 | 3 | 10 | |
| Fluid Model | Power Law - "Water Based Fluid" | | | | 4 | 10 | |
| Flow Rate | 360 gpm | | | | 5 | 10 | |
| Max. Pump Press. | 3140 psi | | | | 6 | | |
| Surface equip.? | 1 | | | | 7 | | |
| Motor bypass? | 0% | | | | 8 | | |
| TVD? | 4995 ft | | | | 9 | | |
| # of Nozzle (≤10) | 5 Manual Calculatic | | | | 10 | | |

| BIT HYDRAULIC DATA | | PRESSURE LOSS SUMMARY | |
|--------------------|---------------------------|-----------------------|----------------------|
| Min. TFA | 0,2028 in ² | Drill String | 266,59 psi 22,32 % |
| Total TFA | 0,3835 in ² | Annulus | 79,86 psi 6,69 % |
| Jet Velocity | 301,33 ft/s | Surface | 93,29 psi 7,81 % |
| Press. Drop | 754,76 psi | Special* | 0,00 psi 0,00 % |
| Bit Hyd. Power | 158,53 hp | Bit | 754,76 psi 63,19 % |
| H. S. I. | 2,7936 hp/in ² | Calculate | |
| Impact Force | 522,18 lbf | Total/SPP | 1194,49 psi 100,00 % |
| ECD | 9,61 ppg | | |

| DRILL STRING DATA | | | | | | | |
|-------------------------|------|------|------------|------|---------|-----------|---------------|
| Drill String Components | OD | ID | Tool Joint | | Length | Cap. bbls | Pressure Loss |
| | in | in | OD | ID | | | |
| Drill Pipe (S) | 5,00 | 4,28 | 6,63 | 2,75 | 4194,66 | 73,19 | 154,00 |
| Jar | 6,50 | 2,75 | 6,50 | 2,75 | 30 | 0,22 | 6,38 |
| Heavy Weight Drill Pipe | 5,00 | 3,00 | 6,50 | 3,13 | 450 | 3,94 | 65,23 |
| Drill Collar | 6,50 | 3,00 | 6,50 | 3,00 | 270 | 2,36 | 39,33 |
| Stabilizer | 8,13 | 2,81 | 8,13 | 2,81 | 5,34 | 0,04 | 1,03 |
| MWD | 6,5 | 5,5 | 6,5 | 5,5 | 30 | 0,88 | 0,31 |
| Motor | 6,5 | 5,5 | 6,5 | 5,5 | 30 | 0,88 | 0,31 |

| ANNULUS DATA | | | | | | | | | |
|------------------|---------|---------|---------|------------|-----------|----------------|-----------------|--------------|---------------|
| Annular Sections | Hole ID | Pipe OD | Length | Cum. Depth | Cap. bbls | Annular ft/min | Critical ft/min | Type of Flow | Pressure Loss |
| | in | in | ft | ft | bbbls | ft/min | ft/min | | psi |
| Casing | 9 | 5 | 1020 | 1020 | 55,49 | 157,56 | 208,78 | L | 8,88 |
| Open Hole | 8,5 | 5 | 3174,66 | 4194,66 | 145,72 | 186,74 | 220,02 | L | 37,50 |
| Open Hole | 8,5 | 6,5 | 30 | 4224,66 | 0,87 | 294,12 | 274,09 | TUR. | 1,10 |
| Open Hole | 8,5 | 5 | 450 | 4674,66 | 20,66 | 186,74 | 220,02 | L | 5,32 |
| Open Hole | 8,5 | 6,5 | 270 | 4944,66 | 7,87 | 294,12 | 274,09 | TUR. | 9,91 |
| Open Hole | 8,5 | 8,125 | 5,34 | 4950 | 0,03 | 1415,31 | 528,88 | TUR. | 14,95 |
| Open Hole | 8,5 | 6,5 | 30 | 4980 | 0,87 | 294,12 | 274,09 | TUR. | 1,10 |
| Open Hole | 8,5 | 6,5 | 30 | 5010 | 0,87 | 294,12 | 274,09 | TUR. | 1,10 |

Comments:

VERSION 1.1

Figura 19. Halliburton Security DBS- Bit Hydraulics XL 1.1.

3.11.4. Programa de hidráulica de perforación

| Prof. MD (ft) | 510 | 1020 | 1500 | 2010 | 2490 | 3000 | 3510 |
|------------------------------|-------------|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------|
| Caudal (gpm) | 570 | 570 | 420 | 420 | 420 | 420 | 420 |
| MW (ppg) | 8,9 | 9,0 | 9,0 | 9,1 | 9,1 | 9,2 | 9,2 |
| VP (cp) | 19 | 18 | 20 | 20 | 20 | 21 | 22 |
| YP (lb/100ft ²) | 18 | 19 | 24 | 22 | 22 | 23 | 23 |
| Tipo Broca | Steel Tooth | Steel Tooth | Carbide Inserts | Carbide Inserts | Carbide Inserts | Carbide Inserts | PDC |
| Diámetro de broca | 12 ¼ | 12 ¼ | 8 ½ | 8 ½ | 8 ½ | 8 ½ | 8 ½ |
| Boquillas | 2X16,14 | 2X16,14 | 3X14 | 3X14 | 3X14 | 3X14 | 3x10;2x12 |
| TFA (in ²) | 0,543 | 0,543 | 0,451 | 0,451 | 0,451 | 0,451 | 0,451 |
| Vel. Boquillas (ft/s) | 337 | 337 | 299 | 299 | 299 | 299 | 299 |
| Caida de presión total (psi) | 1288 | 1459 | 1132 | 1186 | 1223 | 1284 | 1309 |
| % Caída Presión en Broca | 70% | 62% | 63% | 61% | 59% | 57% | 56% |
| HSI (hp/in ²) | 2,55 | 2,58 | 3,11 | 3,14 | 3,14 | 2,61 | 3,17 |
| Impacto Hidráulico (lbf) | 885 | 895 | 585 | 591 | 591 | 597 | 598 |
| ECD (ppg) | 8,99 | 9,09 | 9,75 | 9,76 | 9,72 | 9,82 | 9,67 |
| Prof. MD (ft) | 3990 | 4500 | 5010 | 5490 | 6000 | 6500 | 6870 |
| Caudal (gpm) | 420 | 420 | 420 | 420 | 420 | 420 | 420 |
| MW (ppg) | 9,2 | 9,3 | 9,3 | 9,3 | 9,7 | 10,2 | 10,4 |
| VP (cp) | 22 | 21 | 20 | 22 | 26 | 22 | 21 |
| YP (lb/100ft ²) | 23 | 20 | 20 | 21 | 22 | 19 | 18 |
| Tipo Broca | PDC | PDC | PDC | PDC | PDC | PDC | PDC |
| Diámetro de broca | 8 ½ | 8 ½ | 8 ½ | 8 ½ | 8 ½ | 8 ½ | 8 ½ |
| Boquillas | 3x10;2x12 | 3x10;2x12 | 3x10;2x12 | 3x10;2x12 | 3x10;2x12 | 3x10;2x12 | 3x10;2x12 |
| TFA (in ²) | 0,451 | 0,451 | 0,451 | 0,451 | 0,451 | 0,451 | 0,451 |
| Vel. Boquillas (ft/s) | 299 | 299 | 299 | 299 | 299 | 299 | 299 |
| Caida de presión total (psi) | 1372 | 1413 | 1443 | 1504 | 1639 | 1704 | 1746 |
| % Caída Presión en Broca | 53% | 52% | 51% | 50% | 49% | 49% | 49% |
| HSI (hp/in ²) | 3,17 | 3,21 | 3,21 | 3,21 | 3,34 | 3,51 | 3,59 |
| Impacto Hidráulico (lbf) | 598 | 604 | 604 | 604 | 630 | 663 | 675 |
| ECD (ppg) | 9,81 | 9,84 | 9,82 | 9,84 | 10,25 | 10,7 | 10,88 |

Tabla 39. Programa de hidráulica pozo HN-06.

Se asignaron los parámetros de hidráulica más apropiados para cada zona:

- El caudal oscila entre 570 y 420 gpm. Estos valores garantizan una cantidad de flujo de lodo adecuado para cada sección.
- La velocidad del fluido en boquillas se mantiene dentro de un rango recomendable de alrededor de 300 ft/s. En la sección 12¼ la velocidad es más debido al mayor requerimiento de caudal.
- Las caídas de presión totales nunca superan más del 55% de la capacidad de la bomba.
- El porcentaje de caída de presión en broca oscila entre 63% y 49%, lo que es un rango aceptable.

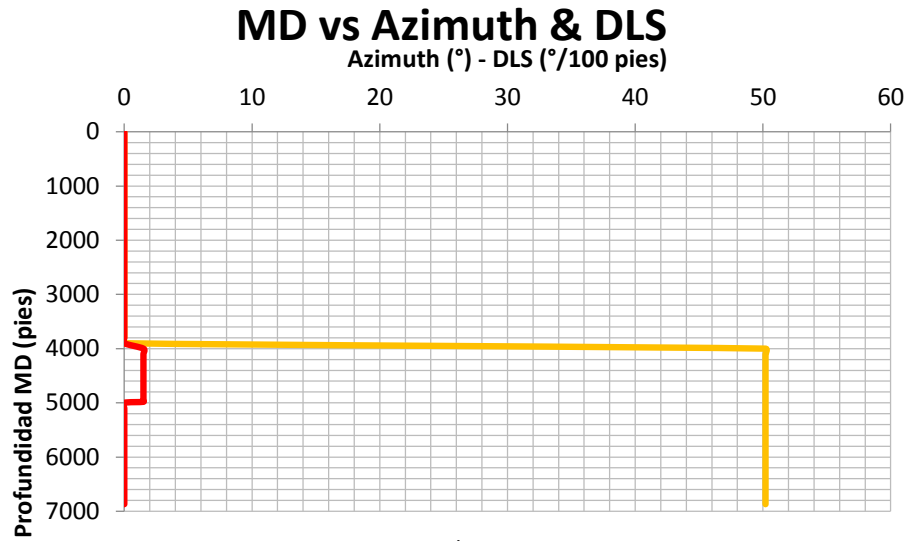
- El HSI está siempre por encima de 2,5, el valor máximo es de 3,6. No se alcanzan valores excesivos indeseables.

3.12. Programa de perforación direccional

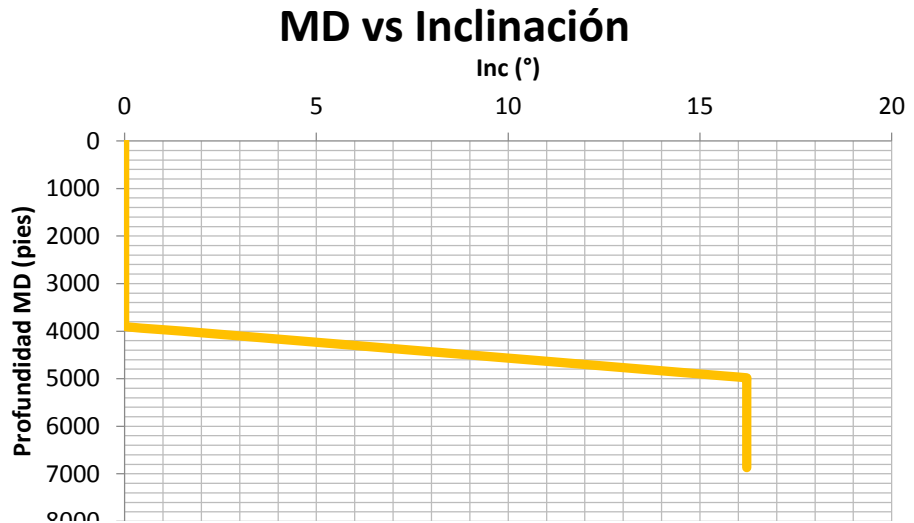
La planeación de la trayectoria del pozo HN-6 es una tipo J por motivos topográficos en la zona directamente sobre el reservorio.

| | MD | Inc | Az | TVD | VS | DLS | Northing | Easting |
|----------------------------|---------|-------|------|---------|--------|------------|-----------|-----------|
| | (ft) | (°) | (°) | (ft) | (ft) | (°/100 ft) | (m) | (m) |
| HONDA : | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 840117,81 | 870941,32 |
| KOP@3900 ft | 3900 | 0 | 0 | 3900 | 0 | 0 | 840117,81 | 870941,32 |
| | 4000 | 1,5 | 50,2 | 3999,99 | 1,31 | 1,5 | 840118,07 | 870941,63 |
| | 4100 | 3 | 50,2 | 4099,91 | 5,23 | 1,5 | 840118,83 | 870942,55 |
| | 4200 | 4,5 | 50,2 | 4199,69 | 11,77 | 1,5 | 840120,11 | 870944,08 |
| | 4300 | 6 | 50,2 | 4299,27 | 20,92 | 1,5 | 840121,89 | 870946,22 |
| | 4400 | 7,5 | 50,2 | 4398,57 | 32,68 | 1,5 | 840124,19 | 870948,97 |
| | 4500 | 9 | 50,2 | 4497,54 | 47,03 | 1,5 | 840126,98 | 870952,33 |
| | 4600 | 10,5 | 50,2 | 4596,09 | 63,96 | 1,5 | 840130,29 | 870956,3 |
| | 4700 | 12 | 50,2 | 4694,16 | 83,47 | 1,5 | 840134,09 | 870960,87 |
| | 4800 | 13,5 | 50,2 | 4791,7 | 105,54 | 1,5 | 840138,4 | 870966,04 |
| | 4900 | 15 | 50,2 | 4888,62 | 130,15 | 1,5 | 840143,2 | 870971,8 |
| BARSALOZA : | 4941,87 | 15,63 | 50,2 | 4929 | 141,21 | 1,5 | 840145,36 | 870974,39 |
| EOB@4918.07 ft | 4981,07 | 16,22 | 50,2 | 4966,69 | 151,96 | 1,5 | 840147,46 | 870976,91 |
| VILLETA : | 5666,65 | 16,22 | 50,2 | 5625 | 343,42 | 0 | 840184,81 | 871021,74 |
| CALIZAS DE TETUAN : | 6333,17 | 16,22 | 50,2 | 6265 | 529,55 | 0 | 840221,12 | 871065,33 |
| CABALLOS SUPERIOR : | 6546,66 | 16,22 | 50,2 | 6470 | 589,17 | 0 | 840232,75 | 871079,3 |
| TD@6869.5 ft | 6869,5 | 16,22 | 50,2 | 6780 | 679,33 | 0 | 840250,34 | 871100,41 |

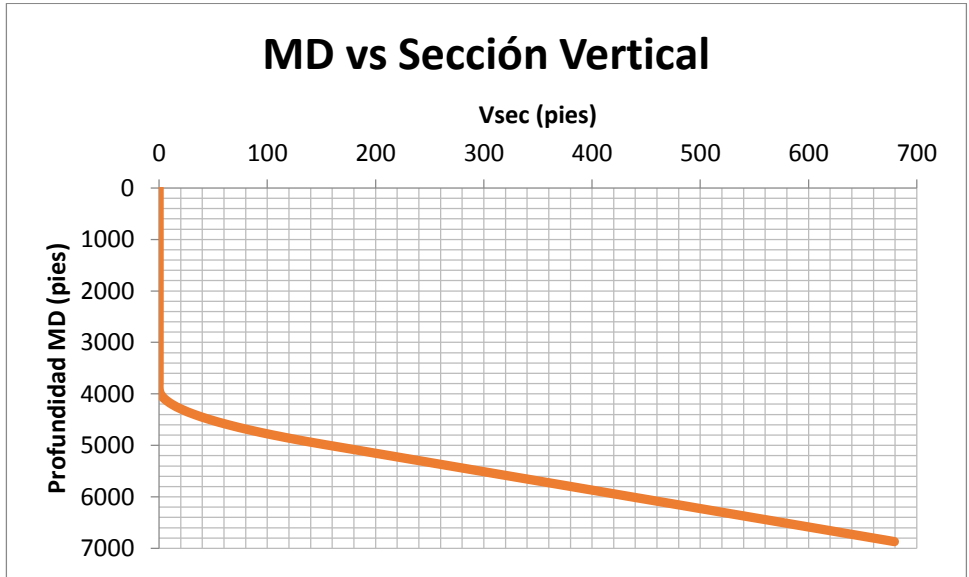
Tabla 40. Programa direccional pozo HN-06.



Gráfica 4. MD vs Azimuth & DLS

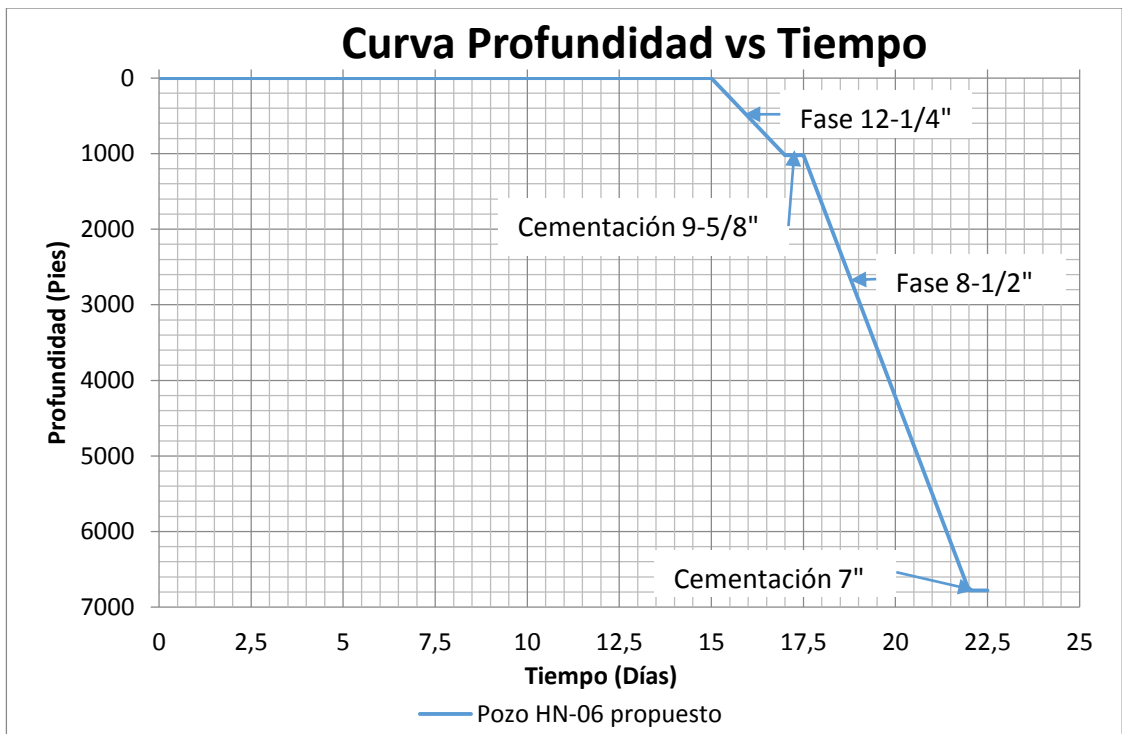


Gráfica 5. MD vs Inclinación



Gráfica 6. MD vs Sección Vertical

3.13. TIEMPOS ESTIMADOS DE PERFORACIÓN



Gráfica 7. Tiempo estimado de perforación

3.14. AUTORIZACIÓN PARA GASTOS (AFE)

| PLANEACIÓN COSTO Propuesto HATO NUEVO 6 (20 Days) | | | |
|--|----------|------------------------------|------------------------|
| | | PROFUNDIDAD: 6780' MD | |
| DESCRIPCION | Cantidad | COST (US\$) | |
| | | UNITARIO | TOTAL |
| Costos Intangibles Perforación | | | 1002540,00 |
| Equipo de Perforación EVC-07 1200HP | 1 | 450000,00 | 450000,00 |
| Movilización, arme y desmovilizacion | 1 | 125000,00 | 125000,00 |
| Registros Electricos | | | 81800,00 |
| Registros Electricos - Cased Hole | 1 | 28500,00 | 28500,00 |
| Registros Electricos - Open Hole | 1 | 53300,00 | 53300,00 |
| Unidad de Mud Logging | 1 | 38000,00 | 38000,00 |
| Servicio Direccional | 1 | 115000,00 | 115000,00 |
| Fluidos de perforación | 1 | 95000,00 | 95000,00 |
| Brocas | 1 | | 81500,00 |
| Renta de Herramientas | | | 16240,00 |
| Estabilizador 8 1/2" | 1 | 7240,00 | 7240,00 |
| Drilling jar 6 1/2" Conc 4 1/2 Pin x Box | 1 | 9000,00 | 9000,00 |
| Costos Tangibles Perforación | | | 368628,00 |
| Tubería de revestimiento | | | 145114,00 |
| Revestimiento 9-5/8" | | | |
| Tubería 9-5/8" #40 N-80 | 34 | 823,00 | 27982,00 |
| Revestimiento 7" | | | |
| Tubería 7" #23 N-80 | 227 | 516,00 | 117132,00 |
| Servicio de Cementación | | 7840,00 | 78400,00 |
| Sub-Total | | | \$ 1.371.168,00 |
| | | | |
| IVA(16%) | | | \$ 219.386,88 |
| | | | |
| Contingencia (5%) | | | \$ 79.527,74 |
| | | | |
| TOTAL | | | \$ 1.670.082,62 |

4. ANALISIS DE RESULTADOS

A partir de la información recopilada de los pozos vecinos perforados en el campo Hato Nuevo, se obtuvo los valores de las presiones de formación y de fractura, que permitieron establecer la ventana de lodo del pozo HN-06, base para llevar a cabo la selección de las profundidades de asentamiento, dando como resultado la instalación de dos tuberías de revestimiento.

El diseño detallado de tubería de revestimiento se realizó bajo el método gráfico el cual está basado en asegurar los valores de resistencia al colapso y estallido de cada grado de tubería satisfagan los valores máximos de presión calculados para cada intervalo evaluado. Además este diseño se efectuó evaluando aspectos técnicos, operacionales y económicos, dando como resultado las tuberías de revestimiento de 9-5/8" #40 N-80 y de 7" #23 N-80.

Con las especificaciones de las tuberías de revestimiento y los diámetros del hueco del pozo, se llevó a cabo el cálculo de los volúmenes de lechada de cemento para el proceso de cementación, Se decidió cementar todo el revestimiento de superficie para proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el hueco y aislar posibles acuíferos superficiales. El revestimiento de producción se decidió cementarlo hasta 5266 pies en MD, aislando la formación Caballos objetivo principal del pozo HN-06.

El bosquejo de la sarta de perforación se fundamentó en darle peso en la broca para optimizar el programa de hidráulica, en la disponibilidad de los diámetros y pesos de las tuberías con la que cuenta la empresa.

Por motivos de topográficos en la zona donde se encuentra el objetivo del pozo y su cercanía con el pozo HN-04, se decidió hacer un pozo direccional tipo J. Para la realización del programa direccional se requiere de software especializados, por este motivo la empresa Erazo Valencia recurrió a los servicios de la compañía Weatherford para dicho programa.

5. CONCLUSIONES

- Se logró planear cada una de las operaciones básicas para la perforación del pozo HN-06, mediante la información de los pozos perforados en el campo Hato Nuevo suministrada por la compañía Erazo Valencia.
- La planeación de los programas para la perforación del pozo HN-06, se desarrollaron mediante el análisis de los reportes de perforación de los pozos vecinos, métodos establecidos, programas y software especializados.
- El diseño mecánico del pozo HN-06 se seleccionó garantizando el manejo adecuado de posibles eventualidades operacionales.
- Se optimizó el programa de Hidráulica basados en los reportes de perforación de los pozos del campo, dando como resultado valores aceptables para aumentar velocidades de penetración y disminuir tiempos de viejas de tubería.
- La evaluación de los gastos para la realización del pozo HN-06 arrojó un valor de 1'670.083 de USD.

BIBLIOGRAFÍA

- ANDERSEN, Mark A. El descubrimiento de los secretos de la tierra. En: Schlumberger Oilfield Review. Primavera, 2011. Vol.23., No.1. p.1-2.
- ANH. MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. [En Línea]. Diciembre, 2009. [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)
- ARGUELLO, Fabio. PRADA, Katherine. Estudio técnico y elaboración de una herramienta de cálculo para el diseño de un sistema integrado de circulación para la perforación de pozos. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.2011.269p.
- ARRIETA Mario. Revestimiento y cementación de pozos. Abril 2010 <https://profesormario.wordpress.com/2010/04/13/revestimiento-y-cementacion-de-pozos/>
- BAKER HUGHES, Fluidos Manual de Ingeniería. Agosto, 1998.
- CPVEN. Manual de Cementación de Pozos. Venezuela. 1998. 24p
- ENCARNACIÓN, Enrique. Fortalecimiento de pozos durante la perforación “Stress Cage”. Tesis de pregrado.UNAM.México D.F. 2013.83p.
- ESTERLIN, Juan. GOMEZ, Miguel. Metodología para el cálculo de Reología e hidráulica para Pozos estratigráficos profundos, usando una herramienta Software. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander.2011.170p.
- GARCÍA, Pedro. Hernández, Edgar. Limpieza de pozos verticales con sistemas de fluidos base no acuosa empleados durante la perforación en aguas profundas. Tesis de pregrado. UNAM, México D.F.146p.
- GONZALES, Andrés. JARA, Manuel. Ramírez, Luis. Diseño del programa de brocas requerido para perforar el pozo direccional XD. Tesis de Pregrado. Escuela Superior Politécnica del Litoral.Guayaquil.2010. 126p.

- HALLIBURTON. The Bit Runner's Handbook.
- Herriot Watt University, Drilling Engineering Manual.
- JIMENEZ, Carlos. Modificado de Perforación Direccional. Universidad de Oriente. Julio, 2009. 19p.
- LOPEZ, Ramiro. Estudio de desempeño y rendimiento de brocas de perforación en el campo Shushufindi para optimizar tiempos de perforación mediante la aplicación de la base de datos Phoenix de Halliburton. Tesis de pregrado. Escuela Politécnica Nacional. Enero, 2012. 273p.
- MALDONADO, Ángela. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicado al campo Balcón como sustituto de lodo base aceite. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2006. 154p.
- MOLINA, Miguel. Técnicas desarrolladas de los sistemas de control de sólidos de los fluidos de perforación. Tesis de pregrado. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, 2009. 76p.
- OLVERA, Josué. Planeación de la perforación del pozo Leek 1. Tesis de Pregrado. Instituto Politécnico Nacional. México D.F. ,2010. 108p.
- PEMEX. Barrenas e Hidráulica de Perforación. México D.F. 2002.90p.
- PEMEX. Diseño de la perforación de pozos. México D.F. 210p.
- SCHLUMBERGER, Manual de fluidos de perforación M-I Swaco, 2001.
- SCHLUMBERGER. Drilling and Measurements Drill Bits. Diciembre 2001. 89p.
- SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en español. [En Línea]. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/>
- SCHLUMBERGER. Selección de barrenas en el proceso de construcción de pozos. 103p.

- SECURITY DBS. Bit Catalog, Drill Bit Classifier. 20p.
- SPE International Petrowiki. [En Línea]
<http://petrowiki.org/>
- TENARIS TAMSA. Catálogo de tuberías de perforación.
<http://www.tenaris.com/shared/documents/files/CB754.pdf>
- UNAM. Capítulo 3. Manual de Fluidos de perforación. 22p.
- WORLD OIL. 2014 Drill Bit Classifier. 34p.

ANEXOS

ANEXO A. PROGRAMA DE PERFORACIÓN PARA EL POZO HN-06

OBJETIVO

La realización del pozo HN-06 tiene como objetivo principal la Formación Caballos la cual se encuentra a una profundidad de 6470 pies en el tope de la cual se estima se halle hidrocarburo teniendo en cuenta que allí se realizó un programa de sismica para la reactivación de la producción en el campo.

INFORMACIÓN GENERAL

| | |
|---------------------------------|----------------------------|
| Pozo | HN-06 |
| Tipo de pozo | Desarrollo (Desviado) |
| Sección desviada (pies) | 1080 |
| Coordenadas Gauss origen Bogotá | TVD-SS |
| Tope Barzalozza | N 840145m E 870974m - 3415 |
| Tope Villeta | N 840184m E 871021m - 4111 |
| Tope Calizas de Tetuán | N 840221m E 871065m - 4751 |
| Tope Caballos | N 840232m E 871079m - 4956 |
| Fondo | N 840250m E 871100m - 5266 |
| Elevación del terreno (pies) | 1494 |
| Objetivo | Formación Caballos |

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ESPERADA

| Formación | Tope (ft) - TVD | Base (ft) - TVD | Espesor (ft) |
|-------------------|-----------------|-----------------|--------------|
| Honda | 0 | 4929 | 4929 |
| Barzalozza | 4929 | 5625 | 696 |
| Villeta (K3) | 5625 | 6265 | 640 |
| Calizas de Tetuán | 6265 | 6470 | 205 |
| Caballos Superior | 6470 | 6780 | 310 |
| Profundidad Total | 6780 | - | - |

| Columna Estratigráfica Esperada HN-06 | | | | | |
|---------------------------------------|----------|-------------------|-----------|---|---|
| Periodo | TVD (ft) | Formación | Litología | Descripción | |
| | 200 | Honda | | En la superficie aflora una arenisca conglomerática, blanda, grano grueso. | |
| | 400 | | | | |
| | 600 | | | | |
| | 800 | | | | Intercalaciones arenisca-arcillolita, conglomerados ocasionalmente. |
| | 1000 | | | | |
| | 1200 | | | | |
| | 1400 | | | | |
| | 1600 | | | | Los niveles de arcillas presentan problemas de hinchamiento. |
| | 1800 | | | | |
| | 2000 | | | | |
| | 2200 | | | | En la formación Honda predomina una arenisca de grano medio-grueso, moderadamente dura y friable. |
| | 2400 | | | | |
| | 2600 | | | | |
| | 2800 | | | | |
| | 3000 | | | | |
| | 3200 | | | | |
| | 3400 | | | | |
| | 3600 | | | | |
| | 3800 | | | | |
| | 4000 | | | | |
| | 4200 | | | | |
| | 4400 | | | | |
| | 4600 | | | | |
| | 4800 | | | | |
| | 5000 | Barzalozza | | 70% Arcilla, 30% Arena | |
| | 5200 | | | 80% Arena, 20% Arcilla, conglomerados en el fondo de Barzalozza | |
| | 5400 | | | | |
| | 5600 | Villeta | | Lutita gris oscura, moderadamente dura. | |
| | 5800 | | | | |
| | 6000 | | | | |
| | 6200 | | | | |
| | 6400 | C. de Tet | | Caliza arenosa y suave, pobremente sorteada, es friable. | |
| | 6600 | Caballos | | | |
| | 6800 | | | Arenisca con granos finos a gruesos generalmente en niveles, compuesta por cuarzo hialino, está bien sorteada, buena porosidad, saturada con aceite. Fluorescencia de color naranja | |

PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN

Durante la perforación del pozo HN-06 se va a hacer la toma de registros eléctricos en hueco abierto como revestido, en hueco abierto se hará la corrida de varios registros tales como, Gamma Ray, Caliper, Resistividad, Densidad y PEF. Y en hueco revestido se correrán registros gamma Ray, CBL, CCL y Gyro. En la perforación del pozo HN-06 no se tomarán muestras de núcleos.

PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Fase 12 ¼

| Propiedades | Unidad | Rango |
|-------------------|-----------------------|------------------|
| Tipo de sistema | | Lodo Bentonítico |
| Lodo propuesto | | SPUD MUD |
| Densidad | lb/gal | 8,8 – 9,0 |
| Viscosidad Funnel | sg/qt | 35 – 45 |
| PV @ 120°F | Cp | 15 – 22 |
| YP @ 120°F | lb/100ft ² | 12 – 23 |
| Geles @ 120°F | lb/100ft ² | 6-11/12-20/15-25 |
| Filtrado API | cc/30min | - |
| Sólidos | % | <15.0 |
| pH | | 9.0 – 9.5 |
| MBT | lb/bbl | 25 – 37,5 |

Durante la primera sección se perforarán 1000 pies de la formación Honda, el objetivo de esta fase es perforar hasta alcanzar la profundidad de asentamiento del revestimiento de superficie. En esta sección la formación Honda se compone de principalmente de arenas, conglomerados, limolitas, con intercalación de niveles de arcillas con capacidad de hidratación. Durante los primeros 400 pies se atraviesan principalmente arenas y conglomerados por lo que para esta fase se usará **SPUD MUD** que es un sistema de lodo bentonítico que tiene buen desempeño en cuanto a la limpieza del pozo, después de los 400 pies la presencia de niveles de arcillas hace necesaria la conversión a **KLASHIELD** el cual es un sistema de lodo inhibido para evitar posibles problemas relacionados a arcillas hidratadas. Es de suma importancia ajustar los valores del punto de cedencia y viscosidad del lodo durante la conversión, ya que estos se ven drásticamente afectados por los aditivos inhibidores de hinchamiento. Es esta sección el MBT varía entre 25 y 37,5 lbm/bbl.

Equipos de control de sólidos requeridos

| Equipo | Comentarios |
|--------------|--|
| Shale Shaker | Malla 84 – 110 Realizar mantenimiento por parte del técnico del taladro. |
| Mud Cleaner | Malla 175 – 210 |
| Centrifuga | Llevar a cabo las diluciones necesarias del fluido para mantener las propiedades reológicas programadas. Llevar a cabo una inspección previa del rig, prestando atención al diseño y distribución de las líneas del Flowline. |

Fase 8½

| Propiedades | Unidad | Rango |
|------------------------|-----------------------|----------------------|
| Tipo de sistema | | Lodo Inhibido |
| Lodo propuesto | | KLA-SHIELD |
| Densidad | lb/gal | 9,0 – 10,4 |
| Viscosidad Funnel | sg/qt | 40 – 50 |
| PV @ 120°F | Cp | 18 – 25 |
| YP @ 120°F | lb/100ft ² | 15 – 25 |
| Geles @ 120°F | lb/100ft ² | 6-11/12-20/15-25 |
| Filtrado API | cc/30min | - |
| Sólidos | % | 30 – 45 |
| pH | | 9.0 – 9.5 |
| MBT | lb/bbl | < 25 |

En la segunda sección del pozo se alcanzará al objetivo en la formación Caballos perforando 3940 ft de la formación Honda, 724 ft de Barzalozza, 564 ft de Villeta, 315 ft de Calizas de Tetuán y 327 ft de Caballos. Durante el inicio de esta fase se deberá realizar la perforación del tapón de cemento, al perforar con el sistema KLASHIELD se tendrá que mantener bajo control la contaminación por carbonato de calcio, para evitar dispersión y una YP y VP.

Las formaciones Honda, Barzalozza y Villeta no tienen antecedentes de problemas durante su perforación más allá de la estabilidad del pozo y la hidratación de lutitas. Por esto se seguirá usando el sistema KLASHIELD para perforar estas formaciones. Es indispensable mantener un buen monitoreo y control de las propiedades reológicas del lodo. Las formaciones Calizas de Tetuán y Caballos son consideradas poco consolidadas por lo que el riesgo de tener problemas con la estabilidad del pozo es alto. Para perforar esta zona se aumentará levemente la densidad del lodo para sostener las paredes del pozo, se proporcionará una retorta de filtrado eficaz que favorezca la estabilidad de la pared del pozo, además de garantizar unas condiciones hidráulicas óptimas para evitar erosión en este tipo de formación. En esta sección el MBT varía entre 30 y 45 lbm/bbl.

Equipos de control de sólidos requeridos

| Equipo | Comentarios |
|--------------|--|
| Shale Shaker | Malla 84 – 110 Realizar mantenimiento por parte del técnico del taladro. |
| Mud Cleaner | Malla 175 – 210 |
| Centrifuga | Llevar a cabo las diluciones necesarias del fluido para mantener las propiedades reológicas programadas. Llevar a cabo una inspección previa del rig, prestando atención al diseño y distribución de las líneas del Flowline. |

PROGRAMA DE SARTAS DE PERFORACIÓN

- Sarta de perforación 0 – 1000 pies.

| Ítem | OD | ID | Conexión | Cantidad | Longitud |
|-------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| Broca Triconica | 12-1/4" | - | 4-1/2" | 1 | - |
| Bit sub | | | | 1 | - |
| Collares de perforación | 8 | | 4-1/2" | 1 | 30 |
| Conexión | 8 – 6-1/2 | | | 1 | 30 |
| Collares de perforación | 6-1/2" | 2-15/16" | 4-1/2" | 2 | 30' |
| Tubería Extra Pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 28 | 30' |
| Tubería de Perforación | 5" | 4-8/29" | 4-1/2" | 4 | 30' |

- Sarta de perforación 1000 – 3080 pies.

| Ítem | OD | ID | Conexión | Cantidad | Longitud |
|-------------------------|--------|----------|----------|----------|----------|
| Broca Insertos | 8-1/2" | - | 4-1/2" | 1 | - |
| Bit sub | | | | 1 | - |
| Estabilizador | 8-1/8" | 2-13/16" | 4-1/2" | 1 | 5,34' |
| Collares de perforación | 6-1/2 | 2-15/16" | 4-1/2" | 3 | 30' |
| Tubería extra pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 14 | 30' |
| Martillo de fondo | 6-1/2" | 2-3/4" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| Tubería extra pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 14 | 30' |
| Tubería de perforación | 5" | 4-8/29" | 4-1/2" | 71 | 30' |

- Sarta de perforación de 3080 – 3900 MD pies

| Ítem | OD | ID | Conexión | Cantidad | Longitud |
|-------------------------|--------|----------|----------|----------|----------|
| Broca PDC | 8-1/2" | - | 4-1/2" | 1 | - |
| Bit sub | | | | 1 | - |
| Estabilizador | 8-1/8" | 2-13/16" | 4-1/2" | 1 | 5,34' |
| Collares de perforación | 6-1/2" | 2-15/16" | 4-1/2" | 8 | 30' |
| Tubería extra pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 14 | 30' |
| Martillo de fondo | 6-1/2" | 2-3/4" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| Tubería extra pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 14 | 30' |
| Tubería de perforación | 5" | 4-8/29" | 4-1/2" | 100 | 30' |

- Sarta de perforación de 3900 – 6870 MD pies

| Ítem | OD | ID | Conexión | Cantidad | Longitud |
|-------------------------|--------|----------|----------|----------|----------|
| Broca PDC | 8-1/2" | - | 4-1/2" | 1 | - |
| Mud Motor | 6-1/2" | 5-1/2" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| MWD | 6-1/2" | 5-1/2" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| Estabilizador | 8-1/8" | 2-13/16" | 4-1/2" | 1 | 5,34' |
| Collares de perforación | 6-1/2" | 2-15/16" | 4-1/2" | 3 | 30' |
| Tubería Extra Pesada | 5" | 3" | 4-1/2" | 28 | 30' |
| Martillo de fondo | 6-1/2" | 2-3/4" | 4-1/2" | 1 | 30' |
| Tubería de Perforación | 5" | 4-8/29" | 4-1/2" | 197 | 30' |

PROGRAMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

| | MD | Inc | Az | TVD | VS | DLS | Northing | Easting |
|----------------------------|---------|-------|------|---------|--------|------------|-----------|-----------|
| | (ft) | (°) | (°) | (ft) | (ft) | (°/100 ft) | (m) | (m) |
| HONDA : | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 840117,81 | 870941,32 |
| KOP@3900 ft | 3900 | 0 | 0 | 3900 | 0 | 0 | 840117,81 | 870941,32 |
| | 4000 | 1,5 | 50,2 | 3999,99 | 1,31 | 1,5 | 840118,07 | 870941,63 |
| | 4100 | 3 | 50,2 | 4099,91 | 5,23 | 1,5 | 840118,83 | 870942,55 |
| | 4200 | 4,5 | 50,2 | 4199,69 | 11,77 | 1,5 | 840120,11 | 870944,08 |
| | 4300 | 6 | 50,2 | 4299,27 | 20,92 | 1,5 | 840121,89 | 870946,22 |
| | 4400 | 7,5 | 50,2 | 4398,57 | 32,68 | 1,5 | 840124,19 | 870948,97 |
| | 4500 | 9 | 50,2 | 4497,54 | 47,03 | 1,5 | 840126,98 | 870952,33 |
| | 4600 | 10,5 | 50,2 | 4596,09 | 63,96 | 1,5 | 840130,29 | 870956,3 |
| | 4700 | 12 | 50,2 | 4694,16 | 83,47 | 1,5 | 840134,09 | 870960,87 |
| | 4800 | 13,5 | 50,2 | 4791,7 | 105,54 | 1,5 | 840138,4 | 870966,04 |
| | 4900 | 15 | 50,2 | 4888,62 | 130,15 | 1,5 | 840143,2 | 870971,8 |
| BARSALOZA : | 4941,87 | 15,63 | 50,2 | 4929 | 141,21 | 1,5 | 840145,36 | 870974,39 |
| EOB@4918.07 ft | 4981,07 | 16,22 | 50,2 | 4966,69 | 151,96 | 1,5 | 840147,46 | 870976,91 |
| VILLETA : | 5666,65 | 16,22 | 50,2 | 5625 | 343,42 | 0 | 840184,81 | 871021,74 |
| CALIZAS DE TETUAN : | 6333,17 | 16,22 | 50,2 | 6265 | 529,55 | 0 | 840221,12 | 871065,33 |
| CABALLOS SUPERIOR : | 6546,66 | 16,22 | 50,2 | 6470 | 589,17 | 0 | 840232,75 | 871079,3 |
| TD@6869.5 ft | 6869,5 | 16,22 | 50,2 | 6780 | 679,33 | 0 | 840250,34 | 871100,41 |

PROGRAMA DE BROCAS

| # Corrida | 1 | 2 | 3 |
|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------|--------------|
| Intervalo | 0-1020 | 1020-3080 | 3080-6780 |
| Pies a perforar | 1020 | 2020 | 3185 |
| Tipo de Broca | Tricónica de dientes de acero | Tricónica de Insertos | PDC |
| Código IADC | 137 | 525 | S423 |
| Fabricante | Baker Hughes | Baker Hughes | Reed Hycalog |
| Diámetro | 12 ¼ | 8 ½ | 9 ½ |
| Referencia | RC137 | GTX-28 | DS716 |
| WOB Recomendado (lb/in) | 2200-5700 | 2500-6300 | 1000-6000 |
| RPM Recomendado | 195-80 | 170-80 | Variable |

PROGRAMA DE REVESTIMIENTO

| | Sección I | Sección II |
|---------------------|-----------|------------|
| OD (pulg) | 9 5/8 | 7 |
| Peso (lbm/pie) | 40 | 23 |
| Grado | N-80 | N-80 |
| Colapso (psi) | 3090 | 3830 |
| Estallido (psi) | 5750 | 6340 |
| Junta (1000lbs) | 979 | 588 |
| Cedencia (1000 lbs) | 916 | 532 |
| ID (pulg) | 8.835 | 6.366 |
| Broca(pulgada) | 8.679 | 6.241 |

PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

| | Casing 9 5/8" | Casing 7" |
|---------------------------|---------------|-----------|
| Hueco (in) | 12 1/4" | 8 1/2" |
| OD (in) | 9 5/8" | 7" |
| ID (in) | 8,835 | 6,366 |
| TOC (ft-MD) | Superficie | 5266 |
| TOC (Tail Slurry) (ft-MD) | N/A | 5400 |
| Exceso | 50% | 30% |
| Volumen Válvula (bbls) | 3,03 | 1,57 |
| Volumen Bolsillo (bbls) | 2,92 | 1,4 |
| Volumen Anular (bbls) | 72,52 | 43,15 |
| Volumen total (bbls) | 78,47 | 46,13 |
| Número de sacos (sx) | 580 | 300 |

Cementación de la tubería de revestimiento de 9 5/8"

La tubería de revestimiento de 9 5/8", se cementará hasta superficie con cemento clase G.

- Se prueban líneas de superficie 3000 psi
- Se bombea colchón de agua de 10 bls a 500 psi
- Se suelta bottom plug.

- Se mezclan y bombean 580 sacos de cemento clase G con densidad de 14 lpg a 600 psi.
- Lanza top plug y desplaza con agua
- Se sienta tapón con 2000 psi
- Se miden retornos.

Cementación de la tubería de revestimiento de 7”

La tubería de revestimiento de 7”, tendrá el tope del cemento a 5266 MD, se utilizara lechada de relleno y principal. TOC1=5400pies TOC2=5266pies con cemento clase G.

- Se prueban líneas de superficie con 3000 psi
- Lanzar botton plug
- Se mezclan y bombean 20 sacos de cemento clase G a 14.5 lpg
- Se bombea espaciador de 15 barriles
- Se mezclan y bombean 580 sacos de cemento clase G a 15.8 lpg
- Se manda top plug, se desplaza con lodo densidad 10 lpg
- Se sienta top plug con 1500 psi