

**EVALUACIÓN Y DESARROLLO DEL PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN  
PARA UN POZO EXPLORATORIO UBICADO EN LA CUENCA DEL PIEDEMONT  
LLANERO EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE APLICANDO EL MANUAL  
DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DE HALLIBURTON BAROID DRILLING FLUIDS**

**LUCÍA DEL CARMEN VEGA SARMIENTO**

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

**2012**

**EVALUACIÓN Y DESARROLLO DEL PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN  
PARA UN POZO EXPLORATORIO UBICADO EN LA CUENCA DEL PIEDEMONT  
LLANERO EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE APLICANDO EL MANUAL  
DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DE HALLIBURTON BAROID DRILLING FLUIDS**

**LUCIA DEL CARMEN VEGA SARMIENTO**

**Trabajo de grado para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:**

**Ing. EMILIANO ARIZA LEON**

**Codirector:**

**Ing. GERMAN COTES**

**Technical Professional BDF**

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

**2012**

A mis queridos padres, por todo su esfuerzo e incondicional apoyo  
para ayudarme a alcanzar la meta trazada hace algunos años  
y que hoy se materializa para regocijo de ellos y mío.

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>16</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL PROYECTO.....</b>	<b>18</b>
1.1 OBJETIVOS .....	18
1.1.1 <i>Objetivo general</i> .....	18
1.1.2 <i>Objetivos específicos</i> .....	18
1.2 JUSTIFICACIÓN .....	19
1.3 ALCANCE.....	19
<b>2. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>20</b>
2.1. CONCEPTO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	20
2.2. COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	20
2.3. TIPOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	20
2.3.1. <i>Fluido de perforación base agua</i> .....	20
2.3.2. <i>Fluido de perforación base aceite</i> .....	21
2.4. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	21
2.4.1. <i>Remoción de los recortes del pozo</i> .....	22
2.4.2. <i>Controlar las presiones de la formación</i> .....	22
2.4.3. <i>Suspender y descargar los recortes</i> .....	23
2.4.4. <i>Obturar las formaciones permeables</i> .....	23
2.4.5. <i>Mantenimiento de la estabilidad del pozo</i> .....	23
2.4.6. <i>Minimizar los daños al yacimiento</i> .....	23
2.4.7. <i>Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación</i> .....	24
2.5. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	24
2.5.1. <i>Propiedades físicas</i> .....	24
2.5.2. <i>Propiedades Químicas</i> .....	27
2.6. CONTROL DE SÓLIDOS .....	28
2.6.1. <i>Tipos de sólidos presentes en el fluido de perforación</i> .....	28
2.6.2. <i>Importancia de la eliminación de Sólidos en los fluidos de perforación</i> .....	28
2.6.3. <i>Proceso de Control de Sólidos</i> .....	30
2.6.4. <i>Métodos de Control de Sólidos</i> .....	30
2.6.5. <i>Equipos de Separación mecánica utilizados en la eliminación de sólidos...</i>	31

2.7. PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN RELACIONADOS CON EL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	34
2.7.1. Pérdidas de circulación.....	34
2.7.2. Pega de tubería.....	35
2.7.3. Inestabilidad de las lutitas y del pozo.....	38
<b>3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>41</b>
3.1. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DEL ÁREA DONDE SE LLEVARÁ A CABO LA PERFORACIÓN DEL POZO.....	41
3.1.1. Cuenca de los Llanos Orientales.....	41
3.2. CARACTERÍSTICAS DEL POZO .....	45
3.2.1. Localización geográfica .....	45
3.2.2. Estado Mecánico.....	46
3.2.3. Ventana de operación del fluido de perforación.....	47
<b>4. PROGRAMA DE FLUIDOS DEL POZO HURON 3.....</b>	<b>53</b>
4.1. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL PRIMER INTERVALO	53
4.1.1. Aplicación del sistema Tixotrópico en Colombia.....	55
4.1.2. Principales componentes del sistema de lodos Tixotrópico. ....	55
4.1.3. Concentración de materiales.....	56
4.1.4. Propiedades sugeridas para el lodo.....	57
4.1.5. Recomendaciones durante la perforación.....	58
4.1.6. Procedimiento de mezcla y mantenimiento del fluido.....	59
4.1.7. Principales problemas durante la perforación.....	60
4.1.8. Lecciones aprendidas de pozos anteriores.....	62
4.1.9. Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo.....	62
4.2. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL SEGUNDO INTERVALO .....	64
4.2.1. Concentración de materiales.....	66
4.2.2. Propiedades sugeridas para el lodo.....	67
4.2.3. Recomendaciones durante la perforación.....	68
4.2.4. Concentraciones programadas.....	71
4.2.5. Propiedades sugeridas para el lodo.....	72
4.2.6. Recomendaciones durante la perforación.....	73
4.2.7. Problemas potenciales.....	75
4.2.9. Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo.....	78
4.3. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL TERCER INTERVALO	81
4.3.1. Principales componentes del sistema OBM .....	83

4.3.2.	<i>Propiedades sugeridas para el lodo.....</i>	86
4.3.3.	<i>Concentración de materiales .....</i>	88
4.3.4.	<i>Consideraciones durante la perforación .....</i>	90
4.3.5.	<i>Problemas potenciales durante la perforación.....</i>	91
4.3.6.	<i>Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo.....</i>	91
4.4.	<b>SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL CUARTO INTERVALO</b>	92
4.4.1.	<i>Concentración de materiales .....</i>	94
4.4.2.	<i>Propiedades sugeridas para el lodo .....</i>	95
4.4.3.	<i>Recomendaciones durante la perforación.....</i>	97
4.4.4.	<i>Problemas potenciales durante la perforación .....</i>	98
4.4.5.	<i>Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo.....</i>	98
4.5.	<b>SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL QUINTO INTERVALO</b>	99
4.5.1.	<i>Concentración de materiales .....</i>	100
4.5.2.	<i>Propiedades sugeridas para el lodo .....</i>	102
4.5.3.	<i>Recomendaciones durante la perforación.....</i>	104
4.5.4.	<i>Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo.....</i>	104
4.6.	<b>SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL SEXTO INTERVALO</b>	105
4.6.1.	<i>Principales componentes del sistema OBM para zona de yacimiento.....</i>	107
4.6.2.	<i>Concentración de materiales .....</i>	107
4.6.3.	<i>Propiedades sugeridas para el lodo .....</i>	108
4.6.4.	<i>Recomendaciones durante la perforación.....</i>	110
4.6.5.	<i>Problemas potenciales durante la perforación .....</i>	112
4.6.6.	<i>Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo.....</i>	114
4.7.	<b>SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL SÉPTIMO INTERVALO..</b>	115
4.7.1.	<i>Concentración de materiales .....</i>	116
4.7.2.	<i>Propiedades sugeridas para el lodo .....</i>	116
4.7.3.	<i>Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo.....</i>	117
5.	<b>METODOLOGÍA PARA LA FORMULACIÓN DE UN LODO DE PERFORACIÓN.</b>	119
5.1.	<b>PROCEDIMIENTO .....</b>	120
6.	<b>CONCLUSIONES.....</b>	136
7.	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	139
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	141



## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades físicas de los fluidos de perforación.....	25
Tabla 2. Propiedades químicas de los fluidos de perforación .....	27
Tabla 3. Columna litologica de la cuenca de los Llanos Orientales .....	44
Tabla 4. Características del intervalo I .....	54
Tabla 5. Concentraciones de productos en el fluido Tixotrópico .....	56
Tabla 6. Propiedades del Fluido durante la perforación del intervalo I .....	57
Tabla 7. Volumen de lodo estimado para el intervalo I .....	63
Tabla 8. Características del intervalo II .....	64
Tabla 9. Resultado de pruebas de laboratorio para el uso de inhibidor en el fluido Tixotrópico.....	65
Tabla 10. Concentraciones de productos para el fluido tixotrópico en el intervalo II .....	67
Tabla 11. Propiedades del lodo durante la perforación del intervalo II .....	67
Tabla 12. Características del intervalo II (Opción 2) .....	69
Tabla 13. Concentraciones de productos para el sistema de alto desempeño durante la perforación del intervalo II.....	71
Tabla 14. Propiedades del fluido de alto desempeño para la perforación del segundo intervalo.....	73
Tabla 15. Volumen de lodo estimado para el intervalo II – Opción 1 .....	79
Tabla 16. Volumen de lodo estimado para el intervalo II - Opción 2.....	80
Tabla 17. Características del intervalo III .....	81
Tabla 18. Propiedades del Fluido durante la perforación del intervalo III.....	88
Tabla 19. Concentraciones de productos del sistema OBM durante la perforación del intervalo III.....	89
Tabla 20. Volumen de lodo estimado para el intervalo III .....	92
Tabla 21. Características del intervalo IV .....	93
Tabla 22. Concentraciones de productos para el sistema OBM en la perforación del intervalo IV .....	94

Tabla 23. Propiedades del lodo durante la perforación del intervalo IV .....	97
Tabla 24. Volumen de lodo estimado para el intervalo IV .....	98
Tabla 25. Características del intervalo V.....	99
Tabla 26. Concentraciones de productos para el sistema OBM en la perforación del intervalo V .....	101
Tabla 27. Propiedades del lodo durante la perforación del intervalo V .....	103
Tabla 28. Volumen de lodo estimado para el intervalo V .....	105
Tabla 29. Características del intervalo VI.....	106
Tabla 30. Concentraciones de productos del sistema OBM durante la perforación del intervalo VI .....	108
Tabla 31. Propiedades del Fluido durante la perforación del intervalo VI .....	110
Tabla 32. Volumen de lodo estimado para el intervalo VI .....	114
Tabla 33. Características del intervalo VII.....	115
Tabla 34. Concentraciones de productos del sistema OBM en la perforación del intervalo VII .....	116
Tabla 35. Propiedades del Fluido durante la perforación del intervalo VII .....	117
Tabla 36. Volumen de lodo estimado para el intervalo VII .....	117
Tabla 37. Procedimiento para el diseño de un programa de fluidos de perforación .....	120

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Rango recomendado de sólidos en los lodos base agua.....	29
Figura 2. Proceso para el control de sólidos .....	31
Figura 3. Seccional de pérdida de circulación.....	36
Figura 4. Ubicación geográfica del proyecto .....	46
Figura 5. Ventana de operación del fluido de perforación estimada .....	50
Figura 6. Estado mecánico del pozo .....	52
Figura 7. Diagrama de Flujo para el diseño de un programa de fluidos de perforación ..	119

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Árboles de decisiones para el control de pérdidas de circulación en cada uno de los intervalos de perforación.....	143
Anexo B. Simulaciones de limpieza del hueco durante la perforación de cada uno de los intervalos utilizando el software DFG™ de Halliburton Baroid Drilling Fluids. ....	152

## RESUMEN

### TÍTULO

EVALUACIÓN Y DESARROLLO DEL PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA UN POZO EXPLORATORIO UBICADO EN LA CUENCA DEL PIEDEMONTE LLANERO EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE APLICANDO EL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DE HALLIBURTON BAROID DRILLING FLUIDS.\*

### AUTOR

LUCIA DEL CARMEN VEGA SARMIENTO\*\*

### PALABRAS CLAVES

Fluido de perforación, Pozo exploratorio, Piedemonte Llanero, Intervalos de perforación, Propiedades del fluido, Concentraciones de productos, Diseño de un sistema de fluidos.

### CONTENIDO:

El desarrollo de este proyecto se basa en el diseño de un Sistema de fluidos aplicando los procedimientos técnicos de HALLIBURTON BAROID DRILLING FLUIDS para llevar a cabo la perforación de un pozo exploratorio en el Piedemonte Llanero.

Con el fin de llevar a cabo el desarrollo del proyecto se realizó una descripción de las principales características del pozo, tales como ubicación, profundidad, columna litológica, diseño mecánico, intervalos de perforación, gradientes de presión, entre otras y se obtuvo información correspondiente a la perforación de otros pozos en el área con el fin de evaluar las características de los fluidos de perforación utilizados. Luego se determinaron los problemas potenciales asociados a la perforación del pozo teniendo en cuenta las características físicas y químicas de las formaciones que se planean atravesar, los cuales deben ser controlados y/o minimizados por el fluido de perforación. A continuación, y teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se determinó el sistema de fluidos indicado para la perforación de cada uno de los intervalos del pozo junto con las propiedades y concentraciones de productos requeridas por el mismo. Se plantean recomendaciones para el mantenimiento del fluido en cada uno de los intervalos teniendo en cuenta las lecciones aprendidas de los pozos perforados anteriormente en el área. Finalmente se determinaron los volúmenes de fluido requeridos para la perforación de cada uno de los intervalos del pozo.

Como valor agregado, al final del libro se plantea un sencillo procedimiento para realizar el diseño de un sistema de fluidos de perforación de un pozo, el cual pretende ser útil para los estudiantes de esta área que requieran conocer esta metodología.

---

\*Proyecto de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de petróleo, Director: Ingeniero Emiliano Ariza Leon, Codirector: Ingeniero German Cotes

## ABSTRACT

### TÍTULO

EVALUATION AND DEVELOPMENT OF THE PROGRAM FOR DRILLING FLUIDS EXPLORATORY WELL LOCATED IN THE BASIN OF PIEDEMONTE LLANERO IN THE DEPARTMENT OF CASANARE APPLYING THE MANUAL OF TECHNICAL PROCEDURES HALLIBURTON BAROID DRILLING FLUIDS.\*

### AUTHOR

LUCIA DEL CARMEN VEGA SARMIENTO\*\*

### KEY WORDS

Drilling Fluid, Exploration Well, Piedemonte Llanero, Drilling intervals, Fluid Properties, Products Concentrations, Design of Fluids System.

### SUMMARY

The development of this project is based on the design of a fluid system by applying the technical procedures of Halliburton Baroid Drilling Fluids to conduct drilling in an exploratory well in the Llanos Foothills.

In order to carry out the development of this project, was done a description of the main features of the well, such as location, depth, lithological column, mechanical design, drilling intervals, pressure gradients, and other information was obtained for drilling of other wells in the area to evaluate the characteristics of drilling fluids used. After that, were determined the potential problems associated with the drilling, taking into account the physical and chemical characteristics of the formations that are planned through, which must be controlled and/or minimized by the drilling fluid. Then, taking into account the foregoing, was determined the fluid system suitable for drilling each of the intervals of the well along with the properties and concentrations of products required by it. Recommendations are made to maintain the fluid in each of the intervals whereas the lessons learned from previously drilled wells in the area. Finally were determined fluid volumes required for drilling each hole intervals.

As an added value at the end of the book presents a simple procedure for the design of a system of drilling fluids from a well, which is intended to be useful for students in this area who need to know this methodology.

---

\* Degree Work

\*\*Faculty of Engineerings Phisique Chemical, School of petroleum engineering, Director: Emiliano Ariza Leon, Codirector: German Cotes

## INTRODUCCIÓN

El contar con un Programa de Fluidos, es el equivalente a contar con una guía para la operación, la cual brinda las pautas para responder ante los posibles eventos que pudiesen representar un problema para la misma, permite orientar al ingeniero de lodos en la consecución del objetivo de la perforación teniendo en cuenta que las propiedades del fluido sean las correctas de acuerdo al ambiente a perforar. En el presente documento se determinan los requisitos y componentes necesarios para el diseño de un útil programa de fluidos encaminado a facilitar las operaciones de futuros proyectos de perforación, basados en la experiencia y lecciones aprendidas.

En el capítulo 1 se presentan los objetivos y alcance de este proyecto en la modalidad de práctica empresarial. En el capítulo 2 un marco teórico, en el cual se describen los aspectos más relevantes relacionados con la temática tratada en el presente proyecto; generalidades y aplicaciones de los fluidos de perforación de un pozo de petróleo.

En el capítulo 3, se definen las características generales del proyecto de perforación tales como su localización geográfica, descripción litológica de la cuenca en la que está ubicado, estado mecánico del pozo y demás características de vital importancia para el diseño y documentación del Programa de Fluidos del pozo.

En el capítulo 4 se desarrolla a profundidad el Programa de Fluidos del pozo objeto de estudio, dividiéndolo en 7 intervalos, los cuales fueron previamente definidos gracias a la información suministrada por el estado mecánico del pozo y para los cuales se hace un análisis de las propiedades y concentraciones sugeridas para el lodo, las consideraciones y problemas que se pudieran presentar durante la perforación, así como las lecciones aprendidas luego del trabajo en dos de los pozos ubicados en el área.

El desarrollo del presente proyecto apunta a la documentación de un Programa de Fluidos que sirva de base para las operaciones de perforación para el pozo objeto de estudio, las cuales darán inicio a mediados del presente año.

En el capítulo 5, como valor agregado, se estructura una metodología para la formulación de un lodo, el cual brinda desde el punto de vista académico conocimiento a los estudiantes de Ingeniería de Petróleos de esta actividad importante en la fase de planeación para la construcción de pozos en la exploración y explotación de hidrocarburos.

## **1. GENERALIDADES DEL PROYECTO**

### **1.1 OBJETIVOS**

#### **1.1.1 Objetivo general**

Realizar la evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la cuenca del Piedemonte Llanero en el departamento de Casanare aplicando el manual de procedimientos técnicos de Halliburton Baroid Drilling Fluids.

#### **1.1.2 Objetivos específicos**

- Caracterizar las formaciones que serán perforadas durante el desarrollo del proyecto teniendo en cuenta el estado mecánico del pozo suministrado por la empresa operadora.
- Analizar las características de los fluidos que se han utilizado en la perforación de las formaciones correspondientes a las del pozo objeto de estudio.
- Establecer el tipo de fluido de perforación adecuado para cada uno de los intervalos de perforación y sus respectivas propiedades, teniendo en cuenta las características de las formaciones y la información recopilada de algunos proyectos de perforación llevados a cabo en esta zona.
- Determinar los posibles problemas relacionados al fluido de perforación que se pueden presentar en cada uno de los intervalos y/o formaciones encontradas durante la perforación del pozo.

- Estimar las cantidades de productos y costos aproximados que devengará la realización de este proyecto.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

El análisis histórico de la información recopilada durante la explotación de un pozo de petróleo permite establecer las lecciones aprendidas con base en las cuales se diseñan los planes de trabajo para futuros proyectos de perforación. Por tal razón se evidencia la necesidad de llevar a cabo el presente proyecto dado que durante su ejecución se recopilará la información necesaria para establecer las fallas o problemas presentados en estudios exploratorios previos, evitando de esta manera incurrir nuevamente en estas y lograr el desarrollo exitoso de la exploración.

De esta manera, tomando el comportamiento y novedades de los pozos anteriormente perforados en el área; se diseñará el Programa de Fluidos de Perforación donde se establecerán todas las recomendaciones necesarias para que se evite incurrir en pérdida de recursos y retrasos en las operaciones según los cronogramas de trabajo planteados desde el la Línea de Baroid Drilling Fluids.

## **1.3 ALCANCE**

Evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la cuenca del Piedemonte Llanero en el departamento de Casanare, el cual se llevará a cabo aplicando el manual de procedimientos técnicos de Halliburton Baroid Drilling Fluids.

## **2. MARCO TEÓRICO**

### **2.1. CONCEPTO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN**

El fluido de perforación o lodo como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos.

### **2.2. COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

La composición de un fluido depende de las exigencias de cada operación de perforación en particular. La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de formaciones, que a la vez, pueden requerir diferentes tipos de fluidos. Por consiguiente, es lógico que varias mejoras sean necesarias efectuarle al fluido para enfrentar las distintas condiciones que se encuentran a medida que avance la perforación.

### **2.3. TIPOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN**

#### **2.3.1. Fluido de perforación base agua**

Los fluidos base agua son aquellos cuya fase líquida o continua es agua. Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan por lo general para perforar formaciones no reactivas, productoras o no productoras de hidrocarburos.

### **2.3.2. Fluido de perforación base aceite**

Los fluidos base aceite son aquellos cuya fase continua, al igual que el filtrado, es puro aceite. Pueden ser del tipo de emulsión inversa o cien por ciento (100%) aceite.

- Emulsión inversa: Es una mezcla de agua en aceite a la cual se le agrega cierta concentración de sal para lograr un equilibrio de actividad entre el fluido y la formación. El agua no se disuelve o mezcla con el aceite, sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida. En una buena emulsión no debe haber tendencia de separación de fases y su estabilidad se logra por medio de emulsificantes y agentes adecuados.
- Lodos de aceite: son aquellos que contienen menos del 5% en agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas, también son especiales para las operaciones de corazonamiento.

El uso de estos dos tipos de lodos requiere cuidados ambientales debido a su elevado poder contaminante.

## **2.4. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Las funciones de los fluidos de perforación describen las tareas que el fluido es capaz de realizar, aunque algunas de estas 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 está determinado por las

condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes de fluidos de perforación son las siguientes:

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del hueco.
- Minimizar los daños al yacimiento.
- Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación.

#### **2.4.1. Remoción de los recortes del pozo**

Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la broca. Con este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la broca, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular.

#### **2.4.2. Controlar las presiones de la formación.**

Como se mencionó anteriormente, una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del hueco. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.

#### **2.4.3. Suspender y descargar los recortes.**

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.

#### **2.4.4. Obturar las formaciones permeables.**

La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos. Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo.

En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo. Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello. Para ser eficaces, los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande.

#### **2.4.5. Mantenimiento de la estabilidad del pozo.**

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

#### **2.4.6. Minimizar los daños al yacimiento.**

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una

formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

#### **2.4.7. Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación.**

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la broca y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la broca y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción.

### **2.5. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son físicas y químicas.

#### **2.5.1. Propiedades físicas**

En la tabla 1 se describen las principales propiedades físicas de los fluidos de perforación.

Tabla 1. Propiedades físicas de los fluidos de perforación<sup>1</sup>

PROPIEDAD	DESCRIPCIÓN
Densidad o peso	<p>Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación.</p> <p>La densidad se expresa por lo general en lbs/gal, y es uno de los dos factores, de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Durante la perforación de un pozo se trata de mantener una presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación.</p>
Viscosidad API	<p>Es determinada con un Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua.</p> <p>A la viscosidad embudo se le concede cierta importancia práctica aunque carece de base científica, y el único beneficio que aparentemente tiene, es el de suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar.</p> <p>Por esta razón, generalmente no se toma en consideración para el análisis riguroso de la tixotropía del fluido. Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la viscosidad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad embudo.</p>
Viscosidad plástica	<p>Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sólidos</li> <li>• Sólidos y líquidos</li> <li>• Líquido y líquidos</li> </ul> <p>Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de Control de Sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP).</p> <p>Una baja viscosidad plástica aunada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración</p>
Punto cedente	<p>Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento.</p> <p>El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos</p>

<sup>1</sup> Portal Web Scribd. URL: <http://www.scribd.com/doc/36225584/Manual-de-Fluidos-de-Perforacion>

PROPIEDAD	DESCRIPCIÓN
	<p>reactivos de formación.</p> <p>Un fluido floculado exhibe altos valores de punto cedente.</p> <p>La floculación se controla de acuerdo al causante que lo origina. Se usan adelgazantes químicos cuando es causada por excesos de sólidos arcillosos y agua cuando el fluido se deshidrata por altas temperaturas.</p>
Resistencia o fuerza de gel	<p>Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo)</p> <p>Las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.</p> <p>Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.</li> <li>■ Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación</li> <li>■ Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería</li> <li>■ Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador</li> </ul>
Filtrado API y a HP –HT (Alta presión – Alta temperatura)	<p>El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presión</li> <li>■ Dispersión</li> <li>■ Temperatura</li> <li>■ Tiempo</li> </ul> <p>Se mide en condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión (HP) y alta temperatura (HT) para los fluidos base aceite. Su control depende del tipo de formación. En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtración. Por ello, es práctica efectiva usar bentonita prehidratada para controlar el filtrado API.</p>
pH	<p>El pH indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5.</p>

PROPIEDAD	DESCRIPCIÓN
	Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH.
% Arena	La arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación. La arena es completamente abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de lodo.
% Sólidos y líquidos	El porcentaje de sólidos y líquidos se determina con una prueba de retorta. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica.  En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación, pero en los fluidos base aceite, no es posible conocer este tipo de información, porque resulta imposible hacerles una prueba de MBT.

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación, PDVSA

## 2.5.2. Propiedades Químicas

En la tabla 2 se describen las principales propiedades químicas de los fluidos de perforación.

Tabla 2. Propiedades químicas de los fluidos de perforación

PROPIEDAD	DESCRIPCIÓN
Dureza	Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos base de agua.
Cloruros	Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido base de agua.
Alcalinidad	La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones $\text{OH}^-$ , $\text{CO}_3^{2-}$ y $\text{HCO}_3^-$ , presentes en el fluido.
MBT (Methylene Blue Test)	Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.

Fuente: Manual de Fluidos de Perforación, PDVSA

## **2.6. CONTROL DE SÓLIDOS**

Durante el desarrollo de la perforación se producen diferentes sólidos que de no controlarse podrían contaminar el fluido de perforación y afectar gravemente las operaciones.

### **2.6.1. Tipos de sólidos presentes en el fluido de perforación**

Los sólidos del lodo de Perforación pueden ser separados en dos categorías:

- Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS), con una Gravedad Específica (SG) comprendida en el rango de 2,3 a 2,8. Los sólidos perforados, las arcillas y la mayoría de los demás aditivos de lodo están incluidos en la categoría de LGS y son frecuentemente los únicos sólidos usados para obtener densidades de hasta 10,0 lb/gal (SG<1,2).
- Sólidos de Alta Gravedad Específica (HGS), con una Gravedad Específica de 4,2 o más. Los materiales densificantes como la barita o la hematita componen la categoría de HGS y son usados para lograr densidades superiores a 10,0 lb/gal (SG>1,2).

La Figura 1 muestra el rango recomendado de contenido total de sólidos para los lodos base agua.

### **2.6.2. Importancia de la eliminación de Sólidos en los fluidos de perforación**

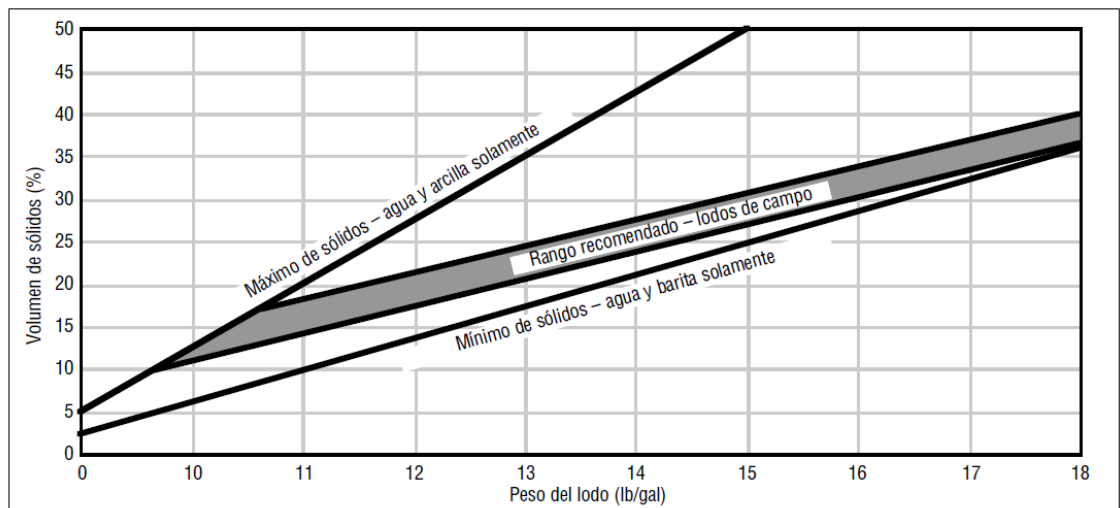
Los tipos y las cantidades de sólidos presentes en los sistemas de lodo determinan la densidad del fluido, la viscosidad, los esfuerzos de gel, la calidad del revoque y el control de filtración, así como otras propiedades químicas y mecánicas. Los sólidos y sus volúmenes también afectan los costos del lodo y del pozo, incluyendo factores como la Velocidad de Penetración (ROP), la hidráulica, las tasas de dilución, el torque y el arrastre, las presiones de surgencia y suabeo, la pegadura por presión diferencial,

la pérdida de circulación, la estabilidad del pozo, y el embolamiento de la broca y del conjunto de fondo. A su vez, estos factores afectan la vida útil de las brocas, bombas y otros equipos mecánicos.

Productos químicos, arcillas y materiales densificantes son agregados al lodo de perforación para lograr varias propiedades deseables. Los sólidos perforados, compuestos de rocas y arcillas de bajo rendimiento, se incorporan en el lodo. Estos sólidos afectan negativamente muchas propiedades del lodo. Sin embargo, como no es posible eliminar todos los sólidos perforados – ya sea mecánicamente o por otros medios – éstos deben ser considerados como contaminantes constantes de un sistema de lodo.

La remoción de sólidos es uno de los más importantes aspectos del control del sistema de lodo, ya que tiene un impacto directo sobre la eficacia de la perforación. El dinero invertido en el control de sólidos y la solución de problemas relacionados con los sólidos perforados representa una porción importante de los costos globales de la perforación.

Figura 1. Rango recomendado de sólidos en los lodos base agua



Fuente: Manual de fluidos MI

### **2.6.3. Proceso de Control de Sólidos**

El proceso de control de sólidos consiste en bombear fluido a través de la sarta de perforación para facilitar el desplazamiento de los sólidos mediante los equipos de control de sólidos, donde se eliminan estos y una vez limpio el fluido comienza el ciclo de bombeo y limpieza del mismo.

En la figura 2 se muestra el diagrama que describe el flujo del proceso de control de sólidos.

### **2.6.4. Métodos de Control de Sólidos**

#### *2.1.1.1 Dilución*

La dilución reduce la concentración de sólidos perforados adicionando un volumen al Fluido de perforación.

#### *2.1.1.2 Desplazamiento*

Es la remoción o descarte de grandes cantidades de Fluido por Fluido nuevo con óptimas propiedades reológicas.

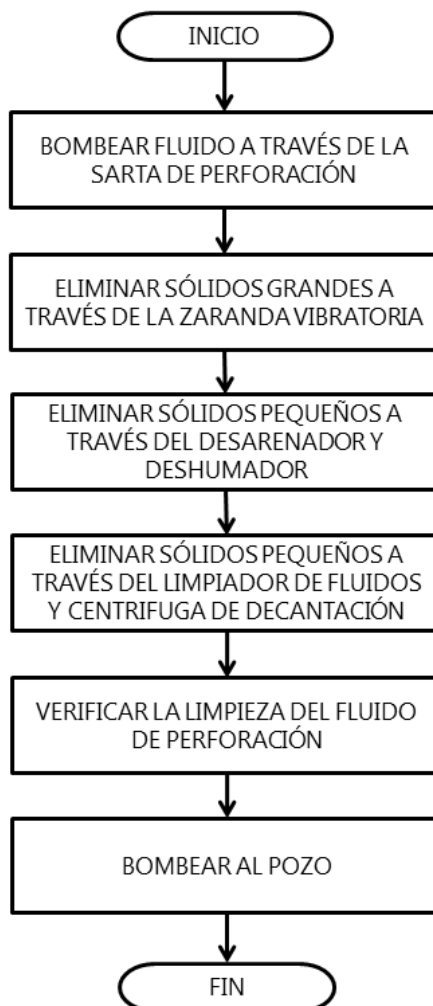
#### *2.1.1.3 Piscinas de asentamiento (gravedad)*

Es la separación de partículas sólidas por efecto de la gravedad, debido a la diferencia en la gravedad específica de los sólidos y el líquido. Depende del tamaño de las partículas, la gravedad específica y la viscosidad del Fluido.

#### *2.1.1.4 Separación mecánica*

Es la separación de sólidos mediante equipos mecánicos.

Figura 2. Proceso para el control de sólidos



Fuente: Control de Sólidos. Programa de aprendizaje. CEPET. 1993

## 2.6.5. Equipos de Separación mecánica utilizados en la eliminación de sólidos.

### 2.6.5.1. Zarandas Vibratorias

Son los primeros equipos que intervienen en el proceso de eliminación de sólidos, las cuales están diseñadas para procesar cualquier tipo de fluido de perforación. La separación de sólidos está basada en el tamaño físico de las partículas.

En el proceso de selección de las zarandas vibratorias se deben considerar los factores siguientes:

- Densidad del flujo
- Viscosidad del fluido
- Tasa de penetración y cantidad de recortes generados

#### 2.6.5.2. *Hidrociclones*

Los Hidrociclones son recipientes de forma cónica en los cuales la energía de presión es transformada en fuerza centrífuga.

El fluido se alimenta por una bomba centrífuga, a través de una entrada que lo envía tangencialmente en la cámara de alimentación. Una corta tubería llamada tubería del vórtice fuerza a la corriente en forma de remolino a dirigirse hacia abajo en dirección del vórtice (Parte delgada del cono).

La fuerza centrífuga creada por este movimiento del Fluido en el cono, fuerza las partículas más pesadas hacia fuera contra la pared del cono. Las partículas más livianas se dirigen hacia adentro y arriba como un vórtice espiralado que las lleva hacia el orificio de la descarga o del efluente. La descarga en el extremo inferior es en forma de spray con una ligera succión en el centro.

#### 2.6.5.3. *Desarenador*

Los desarenadores son usados en Fluidos con poco peso para separar partículas tamaño arena de 74 micrones o más grandes.

En Fluidos pesados no es muy recomendable usar este equipo debido a que la densidad de la barita es sustancialmente más alta que la de los sólidos perforados.

La capacidad de procesamiento (Tamaño y Número de conos) debe ser 30 a 50 % más que la circulación usada.

#### 2.6.5.4. *Deslimador*

El deslimador está diseñado para remover los sólidos que no han sido descartados por el desarenador. Se remueven partículas de 12 a 40  $\mu$ .

Gran cantidad del tamaño de partícula de la barita se encuentra en el rango de "Limo" es por esta razón que en fluidos densificados no es muy recomendable el uso de los deslimadores.

#### 2.6.5.5. *Limpiador de lodo (Mud Cleaner)*

El Mudcleaner o Limpiador de Fluido es básicamente una combinación de un desilter colocado encima de un tamiz de malla fina y alta vibración (zaranda). Este proceso remueve los sólidos perforados tamaño arena aplicando primero el hidrociclón al Fluido y posteriormente procesando el desagüe de los conos en una zaranda de malla fina.

Según especificaciones API el 97 % del tamaño de la barita es inferior a 74 micrones y gran parte de esta es descargada por los Hidrociclones (Desilter/Desander). El recuperar la barita y desarenar un Fluido densificado es la principal función de un limpiador de Fluidos o Mud cleaner.

El tamaño de malla usado normalmente varia entre 100 y 200 mesh (325 mesh raramente usada debido a taponamiento y rápido daño de la malla)

La descarga limpia de los conos y el fluido tamizado por las mallas es retornado al sistema activo.

#### 2.6.5.6. *Centrifugas decantadoras*

Están diseñadas para remover sólidos de baja gravedad específica y barita de menos de 3.5  $\mu$ . Los sólidos de mayor tamaño y densidad son devueltos al sistema. Además

de los sólidos elimina parte de la fase líquida del fluido que contiene material químico, tales como lignosulfato, soda caústica, entre otros.

Las centrifugas aumentan la velocidad de sedimentación de los sólidos mediante el remplazo de la fuerza de gravedad por fuerza centrífuga.

#### Centrifuga de baja velocidad

- Recupera la barita mientras descarta los sólidos perforados, para fluidos densificados.
- Contribuye al control de la viscosidad plástica del fluido.
- Descarta los sólidos perforados para los fluidos no densificados.

#### Centrifuga de alta velocidad

- Para Fluidos no densificados, descarta y controla los sólidos del Fluido.
- Recupera el líquido del efluente de la centrifuga de baja velocidad, en configuraciones duales, permitiendo recuperar fluidos que pueden ser muy costosos.
- Deshidratación del Fluido con la ayuda de agentes floculantes (Proceso de dewatering),

## **2.7. PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN RELACIONADOS CON EL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

### **2.7.1. Pérdidas de circulación**

La pérdida de lodo hacia las formaciones se llama pérdida de circulación o pérdida de retornos. Desde el punto de vista histórico, la pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuye a los altos costos del lodo<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> MI Swaco. Engineering Drilling Fluid Manual. Magcobar Division Oil Field Products Group, 1977

Otros problemas del pozo, como la inestabilidad, la tubería pegada e incluso los reventones, son consecuencias de la pérdida de circulación. Además de las ventajas claras que se obtienen al mantener la circulación, la necesidad de impedir o remediar las pérdidas de lodo es importante para otros objetivos de la perforación, como la obtención de una evaluación de la formación de Buena calidad y el logro de una adherencia eficaz del cemento primario sobre la tubería de revestimiento.

La pérdida de circulación puede producirse de una de dos maneras básicas:

1. Invasión o pérdida de lodo hacia las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas.
2. Fracturación, es decir la pérdida de lodo causada por la fracturación hidráulica producida por presiones inducidas excesivas. En la Figura 3 se muestra el corte seccional de una formación donde se identifican las zonas donde pueden presentarse pérdidas por circulación.

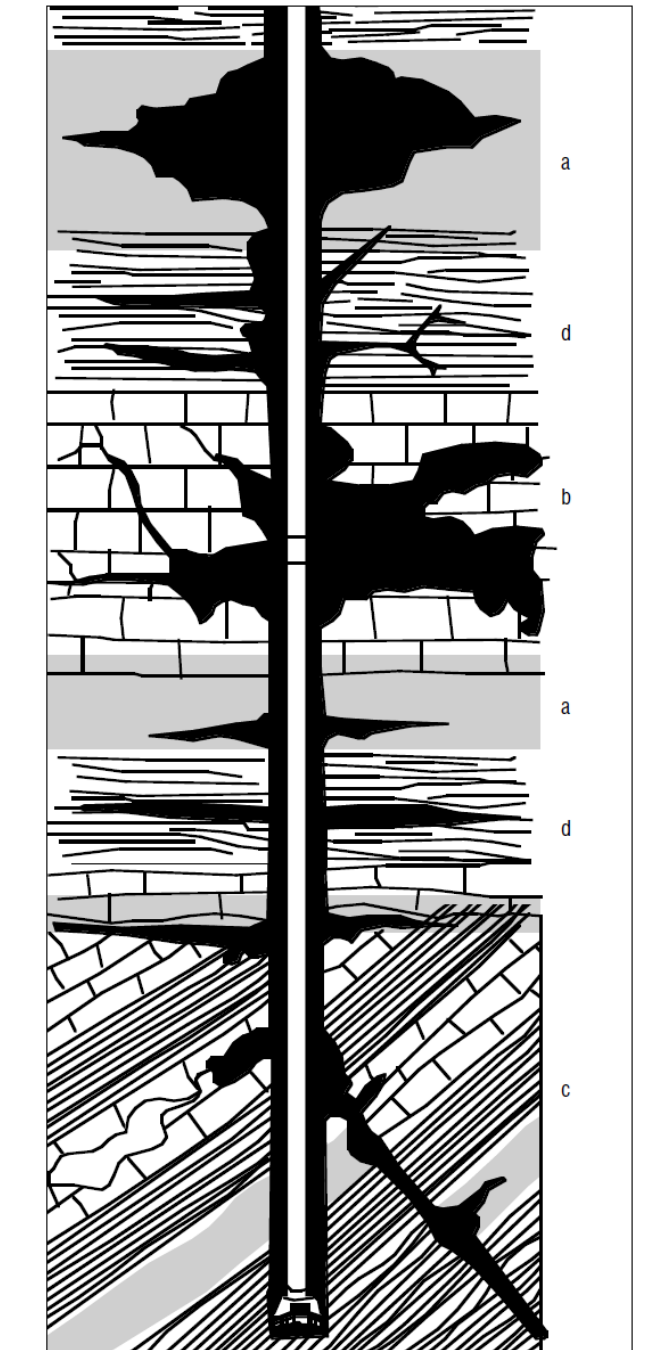
Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para impedir la pérdida de circulación, minimizando las presiones excesivas sobre la formación.

### **2.7.2. Pega de tubería**

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema puede variar de una inconveniencia menor que puede causar un ligero aumento de los costos, a complicaciones graves que pueden tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. Un gran porcentaje de casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe el pozo alrededor de la pega de tubería, llamada pescado, y que se perfore de nuevo el intervalo. La prevención y la corrección de los problemas de pega de tubería dependen de la causa del problema.

En general, la tubería se pega mecánicamente o por presión diferencial.

Figura 3. Seccional de pérdida de circulación



- a. Arenas no consolidadas y grava de alta permeabilidad*
- b. Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita)*
- c. Fracturas naturales, tallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras*
- d. Fracturas inducidas por el exceso de presión*

Fuente: Manual de Fluidos MI

La pega mecánica es causada por una obstrucción o restricción física. La pegadura por presión diferencial es causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobrebalanceada que actúan sobre la columna de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable. La pegadura mecánica ocurre generalmente durante el movimiento de la columna de perforación. También es indicada por la circulación bloqueada. Sin embargo, ocasionalmente se puede observar una cantidad limitada de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, incluso cuando la tubería está pegada mecánicamente.

La pega por presión diferencial ocurre generalmente cuando la tubería está estacionaria, tal como cuando se hacen las conexiones o cuando se realiza un registro. Está indicada por la circulación completa y la ausencia de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, con la excepción del estiramiento y torque de la tubería<sup>3</sup>.

La pega mecánica de la tubería puede ser clasificada en dos categorías principales:

1. Empaquetamiento del pozo y puentes.
2. Perturbaciones de la geometría del pozo

Los empaquetamientos y los puentes son causados por:

- Recortes depositados
- Inestabilidad de la lutita
- Formaciones no consolidadas
- Cemento o basura en el pozo

Las perturbaciones de la geometría del pozo son causadas por:

- Ojos de llave
- Pozo por debajo del calibre
- Conjunto de perforación rígido

---

<sup>3</sup> Curso de Fluidos de Perforación, dirigido por Yrán Romai, México de 2008. Disponible en: <http://www.scribd.com/doc/36225584/Manual-de-Fluidos-de-Perforacion>

- Formaciones móviles
- Bordes y patas de perro
- Roturas de la tubería de revestimiento

La pega de tubería por presión diferencial suele ser causada por una de las siguientes causas/condiciones de alto riesgo:

- Altas presiones de sobrebalance
- Revoques gruesos
- Lodos con alto contenido de sólidos
- Lodos de alta densidad

Si la tubería se pega, será necesario hacer todo lo posible para liberarla rápidamente. La probabilidad de que la pega de tubería sea liberada con éxito disminuye rápidamente con el tiempo.

Es crítico que la causa más probable de un problema de pegadura sea identificada rápidamente, ya que cada causa debe ser corregida con diferentes medidas. Un problema de pegadura podría ser agravado fácilmente por una reacción inapropiada. Una evaluación de los sucesos que resultaron en la pegadura de la tubería indica frecuentemente la causa más probable y puede llevar a medidas correctivas apropiadas.

### **2.7.3. Inestabilidad de las lutitas y del pozo**

La inestabilidad del pozo es causada por un cambio radical del esfuerzo mecánico y de los ambientes químicos y físicos durante la perforación, exponiendo la formación al lodo de perforación. Tal inestabilidad del pozo suele ser indicada por lutitas derrumbables, resultando en ensanchamiento del pozo, puentes y relleno. Las consecuencias más comunes son la pegadura de la tubería, desviaciones del pozo, dificultades relacionadas con los registros y su interpretación, dificultades en la

recuperación de núcleos laterales, dificultades al meter la tubería de revestimiento, cementaciones de mala calidad, y la pérdida de circulación.

Todas éstas resultan en mayores costos, la posibilidad de perder parte del pozo o el pozo entero, o una producción reducida.

La inestabilidad del pozo es causada por:

Esfuerzo mecánico.

- Rotura causada por la tensión – fracturación y pérdida de circulación
- Rotura causada por la compresión – fisuración y colapso o flujo plástico.
- Abrasión e impacto.

Interacciones químicas con el fluido de perforación.

- Hidratación, hinchamiento y dispersión de la lutita.
- Disolución de formaciones solubles.

Interacciones físicas con el fluido de perforación.

- Erosión
- Humectación a lo largo de fracturas preexistentes (lutita frágil).
- Invasión de fluido – transmisión de presión.

Varias causas posibles deben ser evaluadas para resolver la inestabilidad del pozo. Al evaluar estas condiciones interrelacionadas, será posible determinar el modo de falla más probable y aplicar una respuesta apropiada para resolver o tolerar la inestabilidad.

Se incluyen las siguientes condiciones mecánicas:

- Problemas de limpieza del pozo.
- Erosión del pozo.
- Daños causados por impactos físicos.
- Pesos del lodo y presiones porales.
- Presiones de surgencia y suabeo

- Esfuerzos del pozo.

Las condiciones químicas también deben ser evaluadas, tal como:

- Reactividad de la formación quebradiza.
- Compatibilidad química del sistema de lodo.
- Posible disolución del material del pozo.

Con frecuencia, no hay ninguna solución simple y económica. En estos casos, se debe usar una combinación de buenas prácticas de perforación, el sistema de lodo “aceptable” más inhibidor y remedios sintomáticos para completar el pozo. Aunque los sistemas base aceite y sintético proporcionen frecuentemente un pozo más estable y resuelvan generalmente los problemas relacionados con la lutita, es posible que su uso esté sometido a restricciones o que causen otros problemas<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> MI Swaco. Engineering Drilling Fluid Manual. Magcobar Division Oil Field Products Group, 1977. Estabilidad de la lutita y el pozo.

### 3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO DE PERFORACIÓN

#### 3.1. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DEL ÁREA DONDE SE LLEVARÁ A CABO LA PERFORACIÓN DEL POZO

La perforación del pozo será realizada en el Piedemonte Llanero, el cual hace parte de la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales, por lo cual se realizara una descripción de esta cuenca. Se debe tener en cuenta que el piedemonte llanero se encuentra al occidente de la cuenca y limita con el sistema montañoso de la cordillera oriental, motivo por el cual la litología de esta zona es muy compleja en comparación con otras de la cuenca debido a la presencia de un sistema de fallas que hacen que las formaciones no estén dispuestas continuamente sino que se presenten de forma intercalada, siendo difícil establecer los topes y bases de las formaciones que conforman esta área.

##### 3.1.1. Cuenca de los Llanos Orientales<sup>5</sup>

###### 3.1.1.1. Ubicación

La cuenca de los llanos se encuentra en la región centro oriental del país y está conformada por los departamentos del Meta, Arauca, Guainía y Guaviare. La cuenca de los llanos orientales tiene una extensión de 220.000 Km<sup>2</sup> de los cuales 153,000 Km<sup>2</sup> corresponden al área de Prospectividad de Crudos Pesados.

###### 3.1.1.2. Límites

Por el norte: se prolonga en Venezuela más allá del río Arauca, Por el sur: saliente del Vaupés o arco del Guaviare, Por el oriente: escudo guayanés y Por el occidente: Cordillera Oriental

---

<sup>5</sup>Portal Web Agencia Nacional de Hidrocarburos, URL:  
[http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION\\_DEL\\_POTENCIA\\_HIDROCARBURIFERO\\_DE\\_LAS\\_CUENCAS\\_COLOMBIANAS\\_UIS\\_2009.pdf](http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION_DEL_POTENCIA_HIDROCARBURIFERO_DE_LAS_CUENCAS_COLOMBIANAS_UIS_2009.pdf)

#### 3.1.1.3. *Eventos Geológicos*

La historia geológica de esta cuenca comienza en el Paleozoico con una fase extensional que permitió la acumulación de sedimentos siliciclásticos sobre un basamento cristalino precámbrico. Entre el Jurásico-Cretácico tardío la cuenca fue el brazo oriental de un gran sistema extensional cubierto por depósitos de plataforma marina.

En cuanto a la madurez, las rocas fuente presentan rangos desde inmaduras al este, aumentando su madurez hacia el occidente. Este aumento en la madurez está asociado al cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental. Los principales reservorios son las unidades siliciclásticas del Cretácico tardío y Paleoceno.

Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124000 MMBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en ésta región.

#### 3.1.1.4. *Roca Generadora*

La principal roca generadora en esta área es la lutita marino-continental de la Formación Gachetá, localizada por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un Kerógeno<sup>6</sup> tipo II y III, rangos de TOC<sup>7</sup> entre 1-3% y un espesor efectivo de 150-300 pies.

#### 3.1.1.5. *Migración*

Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno superior-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad.

---

<sup>6</sup> Fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

<sup>7</sup> Total Organic Carbon

#### 3.1.1.6. *Roca Reservorio*

Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador (Paleógeno) son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10% y el 30%.

#### 3.1.1.7. *Roca Sello*

El sello regional de la cuenca es la Formación León. Las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

#### 3.1.1.8. *Trampas*

Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas pueden representar un importante objetivo exploratorio

Hay un amplio rango de crudos en la cuenca, variando de aceite pesado a condensado. No hay una relación directa entre la profundidad del reservorio y la gravedad API. Los aceites de mejor calidad están localizados en el piedemonte (condensado de Cusiana) y en la parte norte de la cuenca (aceite liviano de Caño-Limón). La mayoría de la secuencia estratigráfica es inmadura. Sin embargo en el Piedemonte la secuencia alcanza la ventana de generación de aceite y gas tardíamente produciendo el condensado encontrado en Cusiana. El tipo de kerógeno varía entre II y III, perteneciendo el tipo II al Piedemonte y el tipo III a la zona de antepaís. La mayoría de las muestras tienen menos que el 2% TOC, pero hay unos intervalos con valores más altos. El potencial generador varía entre 0 y 90 mg HC/g Roca, con la mayoría de las rocas bajo 10 mg HC/g Roca.

En la tabla 3 se muestra la columna litológica de la cuenca de los llanos orientales

Tabla 3. Columna litológica de la cuenca de los Llanos Orientales

EDAD		FORMACIÓN	ESPESOR (ft)	DESCRIPCIÓN	
CUATERNARIO		ALUVIÓN		Aluviones y terrazas	
TERCIARIO	MIOCENO - PLIOCENO	NECESIDAD	50 a 100	Arcillolitas varicoloreadas y areniscas arcillosas finas.	
		GUAYABO	400 a 1500	Arcillolitas abigarradas y lutitas pardas y grises con intercalaciones de arenisca arcillosa en parte conglomerática.	
		LEÓN	300 a 500	Shale gris y pardo, moteado, con niveles de arenisca arcillosa.	
	OLIGOCENO	CARBONERA	C1	400 a 2300	Arcillolitas grises moteadas alternando con areniscas grises y gris verdosas y limolitas grises. Abundantes niveles de carbón con restos vegetales.
			C2		
			C3		
			C4		
			C5		
			C6		
			C7		
C8					
EOCENO	MIRADOR	100 a 250	Areniscas grises y blancas, arcóscicas, masivas en interestratificaciones de lutita gris a la parte media.		
	PALEOCENO	LOS CUERVOS	80 a 100	Lutitas y arcillolitas grises, verdosas y pardo-amarillas con mantos de carbón y niveles de arenisca con restos vegetales.	
BARCO		100 a 350	Areniscas cuarcíticas en parte arcillosas, con delgadas intercalaciones de lutita nodular gris.		
CRETÁCEO	SUPERIOR	GUADALUPE	130 a 350	Areniscas finas, cuarzosas, intercalaciones de limolitas y arcillolitas grises y grises-verdosas.	
		GACHETA	200 a 400		
	INFERIOR	UNE	800	Areniscas, limolitas y arcillolitas.	
PALEOZOICO	SUPERIOR		0 a 20000	Limolitas y lutitas grises y rojas, intercalaciones de areniscas finas, cuarzosas y calizas dolomíticas	
	INFERIOR			Shales negros con intercalaciones de areniscas cuarzosas. En el sector occidental de la cuenca pueden estar metamorfozadas.	
PRECÁMBRICO				Rocas del escudo Guayanés.	

Fuente: Bueno y Aguilera (1984) Pérez E. (1984)

## **3.2. CARACTERÍSTICAS DEL POZO**

### **3.2.1. Tipo de pozo**

Como se ha mencionado anteriormente, este es un pozo exploratorio, es el tercero de la secuencia del proyecto que se perforará en el bloque Niscota. Por definición, un pozo exploratorio es el “Primer pozo que se perfora con el fin de encontrar petróleo o gas en un considerado favorable para la existencia de hidrocarburos”<sup>8</sup>. Debido a que este no es el primero sino el pozo número tres que se perforará en el bloque, por definición no sería un pozo exploratorio sino un pozo de avanzada que, es decir, el pozo que se perfora cerca de otro ya productor para determinar los límites del yacimiento”<sup>9</sup>.

Sin embargo para efectos de la perforación se considera como un pozo exploratorio debido a la complejidad litológica del área y a la poca madurez de los dos pozos perforados anteriormente, considerando que en el segundo aún no ha finalizado la perforación.

En conclusión, se perforara un pozo exploratorio que hace parte de un proyecto adelantado por la empresa operadora que busca determinar el tamaño del yacimiento que se encuentra en este bloque.

### **3.2.1. Localización geográfica**

El pozo Exploratorio se ubicará en el Piedemonte Llanero a 36.3 Km del municipio de Yopal, Casanare.

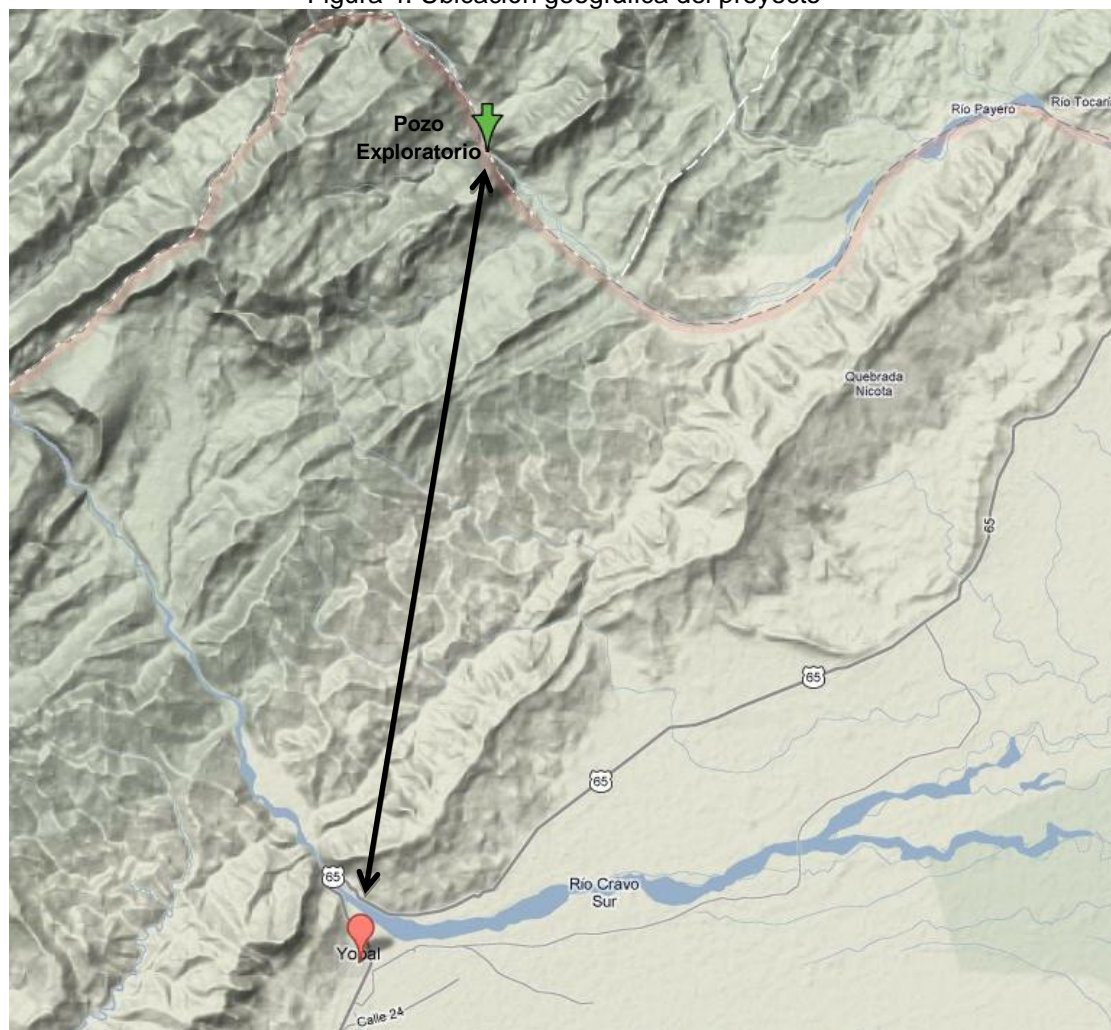
En el mapa de la figura 4 se ilustra la ubicación del pozo del proyecto tal como lo indica la flecha verde.

---

<sup>8</sup> Portal Web PDVSA. URL:[http://www.pdvs.com/index.php?tpl=i...newsid\\_lugar=1](http://www.pdvs.com/index.php?tpl=i...newsid_lugar=1)

<sup>9</sup> Portal Web La Comunidad Petrolera. URL:  
<http://www.lacomunidadpetrolera.com/conceptosbasicosdeingenieriadeyacimientos>

Figura 4. Ubicación geográfica del proyecto



Fuente: Google maps

### 3.2.2. Estado Mecánico

Para el diseño del fluido de perforación de cualquier pozo la compañía operadora debe suministrar el estado mecánico con el cual se va a completar el pozo. Dicho estado es determinado mediante diferentes estudios como geomecánicos, registros sísmicos, entre otros.

Una vez se obtiene el estado mecánico la compañía que prestará el servicio de fluidos de perforación, en este caso HALLIBURTON, procede a diseñar el fluido que se

utilizará en cada uno de los intervalos programados. Este diseño no es más que un programa donde se determinan el tipo de fluido, sus propiedades y las concentraciones de productos que se deben usar tomando en cuenta las características de las formaciones que se van a perforar en cada intervalo.

El fluido de perforación que se usa puede variar mucho de un intervalo a otro, dependiendo de las características y de los problemas operacionales relacionados con el fluido que se pueden presentar durante la perforación de las diferentes formaciones. Por lo general se elige el fluido que disminuya las posibilidades de que se presenten problemas durante la perforación y que a su vez, sea el más rentable para la compañía operadora.

El estado mecánico del pozo suministrado por la compañía operadora a HALLIBURTON LA y sobre el cual se va a trabajar durante el desarrollo de este proyecto es el mostrado en la figura 5.

En la figura 5 es posible observar que este es un pozo totalmente vertical que tendrá una profundidad de 18714 ft y será perforado en 7 intervalos. Además, se muestra que en el sexto y séptimo intervalo se perforarán las zonas de interés correspondiente a las formaciones Mirador B, C, y D, por lo cual se debe tener especial cuidado con el tipo de fluido que se utilizará en la perforación de estos intervalos para disminuir las posibilidades de daño a la formación.

### **3.2.3. Ventana de operación del fluido de perforación**

La ventana de operación del fluido es el área definida por las curvas de densidad determinadas teniendo en cuenta la presión de poros y la presión de fractura de la formación.

Esta ventana muestra los límites en que se debe mantener la densidad del fluido para que no se produzca daño a la formación, un influjo o un reventón de pozo.

No es recomendable trabajar en los límites ya que se pueden generar daños a la formación o pérdidas de circulación.

**Presión de Formación.** Es la presión del fluido dentro del espacio poroso de la formación. Estas presiones se calculan conociendo el gradiente de presión de la formación.

Al conocer las presiones de las diferentes formaciones, se procede a calcular las densidades mínimas requeridas para controlar dichas presiones y evitar que los fluidos de la formación invadan el pozo de la siguiente manera.

$$MW \text{ Peso del lodo} = \frac{P_{Formacion}}{0.052 \times TVD}$$

Donde  $P_{Formacion}$  y  $TVD$  corresponden a la presión y profundidad de la formación respectivamente.

**Presión de Fractura.** Es la presión a la cual la formación se fractura y permite que el lodo fluya dentro de ella. Esta presión se calcula conociendo el gradiente de fractura de la formación.

Las presiones de fractura de las diferentes formaciones que se van a atravesar durante la perforación permiten calcular las densidades de lodo máximas que se pueden manejar durante la operación para evitar que el lodo fracture e invada las formaciones.

$$MW \text{ Peso del lodo} = \frac{P_{Fractura}}{0.052 \times TVD}$$

Donde  $P_{Fractura}$  y  $TVD$  corresponden a la presión de fractura y profundidad de la formación respectivamente.

Los gradientes de presión y de fractura necesarios para determinar una ventana de lodo donde se muestren los rangos de densidad que puede tener el fluido durante la perforación de cada una de las formaciones del pozo aun no han sido determinados. Actualmente se están realizando los estudios necesarios para obtenerlos.

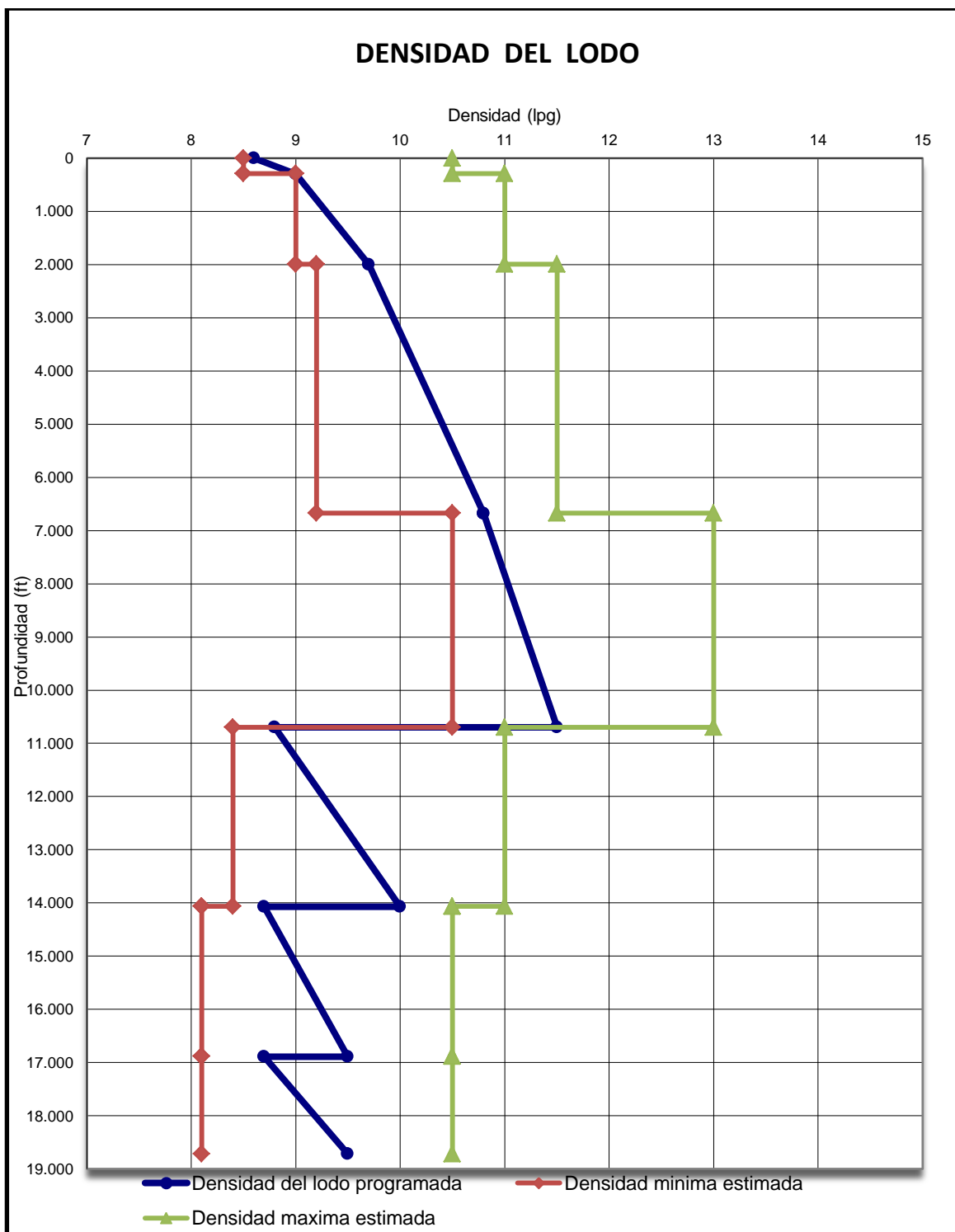
A pesar de lo anterior, la empresa operadora ha suministrado unos rangos de densidad del lodo para cada uno de los intervalos del pozo, los cuales serán utilizados para el desarrollo del programa de fluidos. Igualmente, se han suministrado datos generales correspondientes a los gradientes de formación, los cuales están basados en datos empíricos y no son determinantes para definir la densidad del fluido.

Se tiene que para profundidades entre 0 y 15588 el gradiente de presión es 0.44 psi/ft y para profundidades mayores el gradiente es 0.42 psi/ft. Además se sabe que las formaciones de interés Mirador B y C tienen una presión de poro de 7000 psi cada una.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha determinado la ventana de operación del fluido de perforación basándose en los rangos de densidades recomendados para cada uno de los intervalos suministrados por la empresa operadora y analizando la información de los pozos anteriores perforados en el área. Se tuvieron en cuenta las densidades mínimas y máximas utilizadas en las diferentes formaciones a profundidades similares a las registradas para este pozo y si dichos valores de densidad fueron programados desde el inicio o se debieron ajustar atendiendo a los requerimientos de las formaciones, ya sea para controlar influjos, para mantener la estabilidad del hueco, para controlar pérdidas o para evitar daños a la formación. En la figura 5 se muestra la ventana de operación del fluido de perforación estimada.

Se debe resaltar que una vez sean suministrados los datos reales de los gradientes de formación y de fractura se debe determinar nuevamente la ventana de operación para contar con información más confiable que la basada en datos empíricos. Esto se debe hacer incluso si ya ha iniciado la perforación del pozo.

Figura 5. Ventana de operación del fluido de perforación estimada



Fuente: Autora del proyecto

**Gradiente de Temperatura de la formación.** Al ser un pozo profundo, se presentan grandes variaciones en la temperatura desde el tope al fondo del pozo. El gradiente de temperatura se define como el aumento de temperatura por pie de profundidad. Para calcular la temperatura aproximada de una formación es necesario considerar una temperatura superficial promedio, que para este pozo se asume de 60°F. Por lo tanto, la temperatura aproximada de una formación se puede obtener de la siguiente manera:

$$T \text{ } ^\circ\text{F} = 60^\circ + \nabla T \text{ } ^\circ\text{F}/\text{ft} \times \text{Profundidad ft}$$

Donde  $\nabla T$  es el gradiente de temperatura. El gradiente de Temperatura del pozo suministrado por la empresa operadora es 0,0128°F/ft.

Luego, la máxima temperatura que se manejara durante la perforación del pozo, que es la temperatura de fondo a 18714 ft es la siguiente:

$$T \text{ } ^\circ\text{F} = 60^\circ + 0,0128 \times 18714$$

$$T \text{ } ^\circ\text{F} = 299 \text{ } ^\circ\text{F}$$

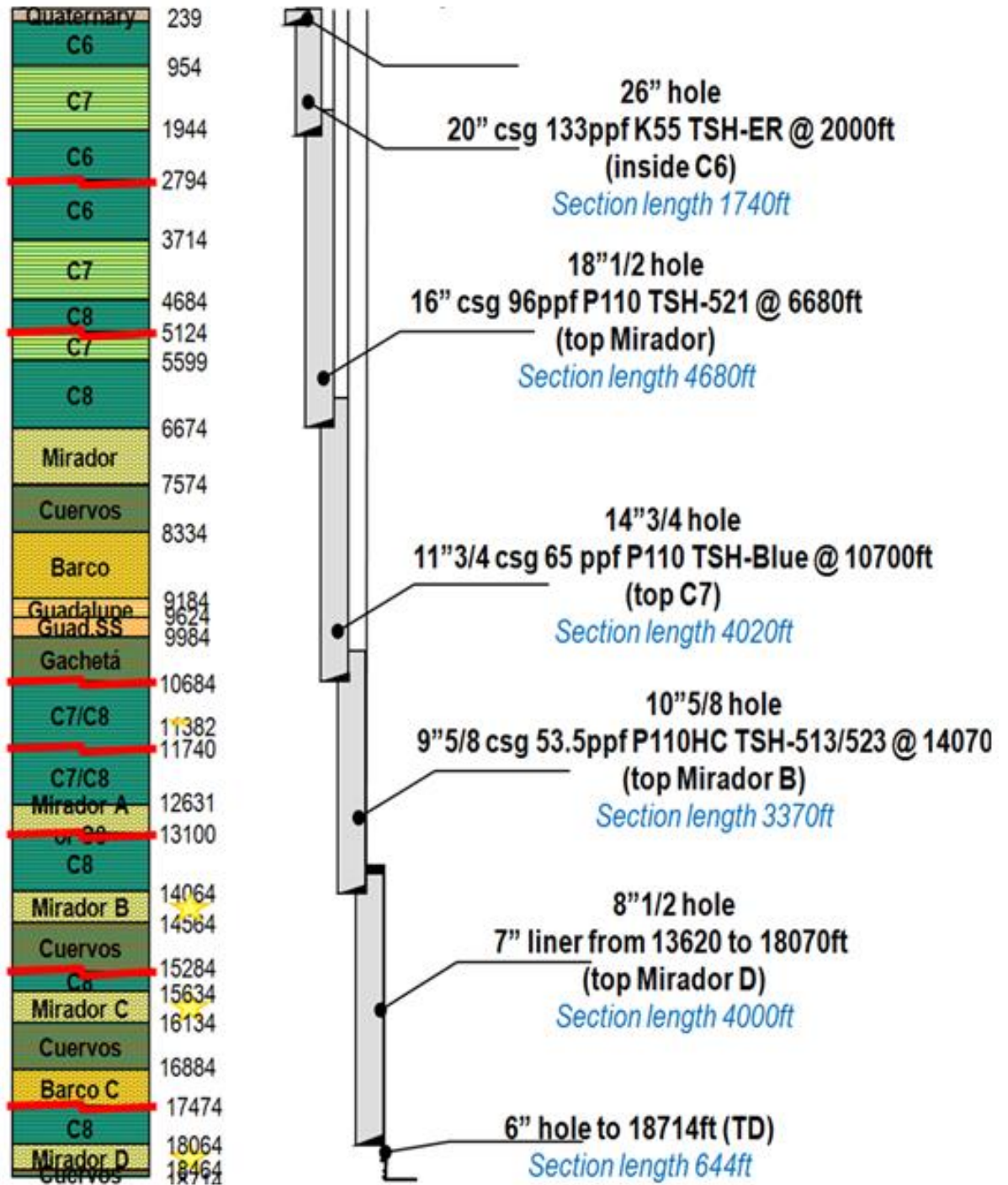
La Temperatura promedio de fondo de pozo es 299°F.

Conocer el gradiente de temperatura y la temperatura de fondo de pozo son factores muy importantes cuando se está diseñando un sistema de fluidos, ya que no todos los sistemas y/o productos utilizados en su preparación son resistentes a las altas temperaturas.

Un fluido base agua no es el más recomendable para perforar a grandes profundidades donde se presentan altas temperaturas ya que se pueden presentar pérdidas de fluido por evaporación del agua haciendo difícil el control de las propiedades físicas del mismo.

Un fluido base aceite o sintético es más recomendable para perforar formaciones con altas temperaturas ya que sus características lo hacen más resistente a estas condiciones.

Figura 6. Estado mecánico del pozo



Fuente: Empresa operadora

## **4. PROGRAMA DE FLUIDOS DEL POZO HURON 3**

### **4.1. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL PRIMER INTERVALO**

De acuerdo al estado mecánico suministrado por la empresa operadora para el primer intervalo del pozo se perforaran 300 ft con un diámetro de 36 pulgadas. Serán atravesados 100 ft correspondientes a la formación del cuaternario y el resto del intervalo corresponderá a la formación C5.

La formación Cuaternario constituida por arenas no consolidadas y la formación Carbonera C5 conformada por arenas de poca profundidad pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el lodo invada la matriz de la formación, resultando en la pérdida de circulación.

Por tal motivo el fluido de perforación seleccionado para este intervalo debe tener características que permitan minimizar este tipo de problemas. Además, deben existir planes de contingencia para poner en marcha una vez se presente el evento de pérdida de circulación.

También es importante impedir la pérdida de lodo en los intervalos poco profundos, ya que esto puede producir el socavamiento de estas formaciones no consolidadas, formando una gran cavidad menos estable que podría derrumbarse fácilmente bajo la acción de la sobrecarga y del peso del equipo de perforación.<sup>10</sup>

Cabe anotar que además de las propiedades del lodo, se deben controlar otros parámetros de la perforación para minimizar la posibilidad de pérdidas.

Otro problema que se puede presentar durante la perforación de este intervalo es el influjo de aguas superficiales debido a la poca profundidad a la que se encuentra y

---

<sup>10</sup> Manual de Fluidos MI Capítulo 14 Pág. 2

dada la compleja configuración física del piedemonte llanero. Por lo general cuando se perforan intervalos someros, se debe contar con fluidos densificados para controlar este tipo de problemas.

La limpieza del hueco durante la perforación de este intervalo que se espera presente altas cargas de cortes por su naturaleza inconsolidada es fundamental para evitar pegas por empaquetamiento de la tubería. Por lo tanto el fluido debe tener buenas propiedades reológicas que garanticen la suspensión y transporte de los cortes a superficie, además de contar con velocidades de penetración y tiempos de circulación adecuados.

En la tabla 4 se muestran las características del intervalo.

Tabla 4. Características del intervalo I

Profundidad y Espesor del intervalo	Formaciones	Profundidad (Topes) (ft)	Espesor de la formación (ft)	Diámetro del revestimiento (OD) (in)	Diámetro del revestimiento (ID) (in)
Hueco de 36" @ 300 ft	Cuaternario	38	100	Casing de 30" @ 295 ft	29"
	C-5	138	150		
<b>Problemas Potenciales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdidas de circulación</li> <li>• Influjos Superficiales</li> <li>• Limpieza del hueco</li> <li>• Pegas por empaquetamiento</li> </ul>				

Fuente: Autor del proyecto

Teniendo en cuenta los problemas potenciales asociados a la perforación de este intervalo y los sistemas de fluidos utilizados en proyectos anteriores en el área se recomienda el uso de un sistema de fluidos tixotrópico cuyo efecto sobre las propiedades reológicas permite sellar más fácilmente zonas de alta permeabilidad o fractura.

El efecto de la tixotropía consiste básicamente en incrementar las propiedades reológicas, principalmente los geles, cuando el fluido es sometido a bajas velocidades de corte, dicho efecto se interrumpe fácilmente cuando se incrementan las condiciones dinámicas del fluido sin incurrir en incrementos considerables de presión. Tal efecto permite minimizar pérdidas de circulación debido a que el fluido con efecto tixotrópico ingresa en zonas de fracturas o alta permeabilidad y cuando adquiere condiciones estáticas los geles se incrementarán considerablemente sellando la zona de pérdida.

El moderno sistema diseñado para zonas con alta tendencia de pérdida de circulación está compuesto por agua y bentonita de alto rendimiento, en una concentración suficiente para obtener el efecto tixotrópico en el fluido.

Las características principales del sistema tixotrópico sobre todo en lo que se refiere a las propiedades reológicas garantizan excelentes condiciones para la perforación de huecos de superficie, los cuales generalmente como en este caso se realizan en diámetros de hueco grandes y con restricción de galonaje para evitar inducir pérdidas de circulación, de manera que es posible asegurar limpieza de hueco.

#### **4.1.1. Aplicación del sistema Tixotrópico en Colombia.**

El sistema tixotrópico ha sido utilizado en la perforación de algunos pozos en el piedemonte donde, por lo general, se han perforado las mismas formaciones programadas para este pozo; se han obtenido buenos resultados, ya que el sistema ha garantizado una buena limpieza de estos huecos de gran tamaño, por lo que se espera que el sistema tenga un comportamiento similar durante la perforación del pozo.

#### **4.1.2. Principales componentes del sistema de lodos Tixotrópico.**

- Viscosificante formado por Montmorillonita sódica de alta calidad que no contiene aditivos en forma de polímeros y no ha tenido tratamiento químico alguno.

- Viscosificante formado por silicato metálico combinado que provee una mejor capacidad de limpieza de pozo y estabilidad de formación. Este viscosificante es el componente principal del sistema de fluidos tixotrópico.
- Agente de control de filtrado derivado del almidón especialmente procesado, estabilizado y no iónico para controlar la pérdida de filtrado a alta presión y alta temperatura, adicionalmente mejora la viscosidad del fluido. Este producto es adicionado con el objetivo único de mejorar las propiedades reológicas del fluido.

#### 4.1.3. Concentración de materiales

La concentración de productos que se usara para la preparación del fluido de perforación, se determinó teniendo en cuenta las formulaciones usadas en pozos anteriores ubicados en el piedemonte donde se han perforado las formaciones correspondientes a este pozo y que han mostrado un buen desempeño en la operación. En la tabla 5 Se muestran las concentraciones de productos para el sistema de fluidos Tixotrópico.

Como se mencionó anteriormente uno de los principales problemas que se pueden presentar en este intervalo son las pérdidas de lodo debido a la no alta permeabilidad de las formaciones, por este motivo y siguiendo las recomendaciones del pozo anterior se adicionará al sistema Carbonato de Calcio como agente puenteante de forma horaria para prevenir perdidas por filtración de lodo hacia la formación.

Tabla 5. Concentraciones de productos en el fluido Tixotrópico

Producto	Concentración (lpb)
Viscosificante (Montmorillonita sódica)	8.0 – 10.0
Viscosificante (Silicato Metálico)	0.8 – 1.0
Controlador de filtrado (Almidón no iónico)	2.0 – 2.5

Producto	Concentración (lpb)
Agente de puenteo (Carbonato de Calcio dimensionado)	2.0 – 4.0 sx/hr

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.1.4. Propiedades sugeridas para el lodo

Normalmente para dar inicio a la perforación de un pozo se utiliza un sistema de fluidos no densificado, ya que con la densidad del fluido base, que en este caso es agua (8.3 lpg) más los aditivos del lodo es suficiente para controlar la presión de las formaciones superficiales. Además, cuando se inicia la perforación la incorporación de recortes al sistema también puede aumentar un poco esta propiedad. La densidad del lodo sugerida para esta sección, se encuentra en el rango de 8.6 – 9.0 lpg.

Debido a la naturaleza del sistema tixotrópico, que contiene una alta concentración de viscosificantes, es de esperar que las propiedades reológicas presenten valores elevados, siendo de mucha importancia el Punto Cedente ya que una de las funciones de este fluido es mantener una buena suspensión y transporte de los recortes durante la perforación e incluso cuando se presenten momentos donde se deba parar la operación.

La medición y los ajustes del pH del fluido de perforación son operaciones críticas para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que en el control de los procesos de corrosión causada por ácidos y el sulfuro. Para esta sección el pH debe ser mantenido entre 10.5 – 11.0.

Para controlar los sólidos de arcillosos en el sistema el MBT debe ser mantenido en valores menores a 20 lb/bleq, tal y como se expresa en la tabla 6.

Tabla 6. Propiedades del Fluido durante la perforación del intervalo I

Propiedad	0' - 300'
Densidad, lpg.	8.6 – 9.0

<b>Propiedad</b>	<b>0' - 300'</b>
<b>Viscosidad Funnel, seg/qt</b>	<b>80 -130</b>
<b>VP, Cp</b>	<b>8 – 30</b>
<b>YP, Lb/100 ft<sup>2</sup></b>	<b>45 – 100</b>
<b>Filtrado API, cc</b>	<b>N.C</b>
<b>Ph</b>	<b>10.5 – 11.0</b>
<b>MBT, lb/ bl eq.</b>	<b>&lt; 20</b>

Fuente: Autora del proyecto

#### **4.1.5. Recomendaciones durante la perforación**

En caso de requerirse píldoras de alta viscosidad para optimizar la limpieza de hueco sobre todo antes de realizar viajes de tubería para la corrida de revestimiento se podrán bombear píldoras con mayor concentración de viscosificante de Silicato metálico.

Las propiedades reológicas deben ser monitoreadas constantemente, ya que de ellas y del caudal manejado depende una buena limpieza del hueco, y con esto se pueden evitar problemas operacionales durante la perforación.

Con este sistema de fluidos se debe tener mucha precaución especial cuando se requiera adicionar al fluido algún material no especificado en la formulación inicial, ya que este puede alterar la química del sistema y desestabilizar el mismo rompiendo el efecto tixotrópico y reduciendo el fluido a un sistema convencional a base de bentonita.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Portal interno de HALLIBURTON, Knowledge Management community/Baroid, Disponible en: <http://sphou/sites/KMBaroid/default.aspx>

#### **4.1.6. Procedimiento de mezcla y mantenimiento del fluido.<sup>12</sup>**

El sistema de fluidos tixotrópico posee propiedades especiales que se logran teniendo ciertos cuidados especialmente durante su preparación, para mantener dichas propiedades también se deben tener en cuenta ciertos aspectos que se mencionan a continuación. Estas recomendaciones de preparación y mantenimiento del fluido fueron tomadas de la herramienta virtual de colaboración Baroid KM (Knowledge Managment) donde se encuentran las experiencias de la comunidad global de Baroid describiendo métodos, productos, y aplicaciones que han funcionado exitosamente y de manera eficiente en situaciones similares.

Se deben verificar las condiciones del agua de mezcla y tratarla para reducir la presencia de lones contaminantes.

El lodo de inicio debe ser preparado mediante la hidratación entre 8.0 y 10.0 lpb de bentonita de alta calidad en el agua de pre-mezcla durante por lo menos 10 horas.

El viscosificante de Silicato metálico deberá adicionarse para mejorar el rendimiento de la bentonita y obtener efecto tixotrópico en una proporción 10:1 con la montmorillonita sódica. Esta relación se ha determinado mediante pruebas de laboratorio y experiencia en campo.

Se debe agregar entre 1.0 y 2.0 lpb del controlador de filtrado no iónico para mejorar el efecto tixotrópico. Aunque este es un producto diseñado para controlar filtrado en este caso

Si requiere adicionar concentración importante de materiales para el control de perdidas (LCM) al sistema o píldora, estos deberán mezclarse con un fluido de baja viscosidad, para tal fin se debe graduar la concentración de los componentes principales, adicionar el material de perdida y luego terminar la viscosidad según se requiera agregando viscosificante de Silicato metálico.

---

<sup>12</sup> Ibid

El sistema Tixotrópico presenta restricción de uso de materiales convencionalmente utilizados para la preparación de fluidos base agua y aceite, ya que tales productos como la Celulosa Polianiónica, dispersantes a base de lignitos y lignosulfonatos y materiales fibrosos destruyen el efecto Tixotrópico alterando drásticamente el desempeño del fluido.

En condiciones iniciales el pH del fluido se ajusta sin necesidad de agregar soda caustica ni ninguna otra fuente de alcalinidad entre 10.5 y 11, si se observa reducción de la alcalinidad el fluido deberá ser tratado con caustica para mantener las propiedades del sistema.

Una vez se pierde el efecto de la tixotropía del sistema no se puede recuperar por lo tanto se deberá ajustar las propiedades del fluido con tratamiento convencional

Con la perforación del primer intervalo puede incorporarse al sistema cantidades considerables de sólidos perforados, que pueden incrementar considerablemente las propiedades reológicas del fluido, por tal motivo al considerar realizar tratamientos para adelgazar el fluido se recomienda hacerlos mediante la adición gradual de agua al sistema y no utilizado tratamiento químico para reducir tixotropía.

Debido a que el fluido tixotrópico genera altos geles en pocos minutos, es importante que antes de reiniciar circulación después de una conexión se mueva la sarta arriba, abajo y con rotación durante unos instantes para reducir la fuerza del gel y evitar que la fuerza se transmita a la formación. De igual manera la circulación se debe restablecer lentamente.

#### **4.1.7. Principales problemas durante la perforación**

##### *4.1.7.1. Pérdidas de circulación*

Como se ha mencionado, es posible que puedan presentarse pérdidas de circulación durante la perforación del intervalo, incluso si se utiliza el moderno sistema de fluidos

tixotrópico. Es por esto que se recomienda incrementar la concentración del viscosificante de Silicato metálico al sistema activo para mejorar el efecto tixotrópico si llegan a presentarse pérdidas ligeras de fluido. Si las pérdidas aumentan se debe seguir el árbol de decisiones para pérdidas de circulación del sistema de lodos tixotrópico mostrado en el anexo A.

En el pozo anterior perforado en la misma zona se presentaron pérdidas muy pequeñas de fluido que fueron controladas rápidamente con la adición de material sellante y el bombeo de píldoras para pérdidas de circulación previamente preparadas.

Como se puede apreciar, es indispensable disponer en la locación de material sellante (fibra, gránulos y hojuelas) para responder rápidamente ante este tipo de eventos y para seguir los procedimientos planteados en el árbol de decisiones con el fin de controlar las posibles pérdidas oportunamente. Se debe tener en cuenta que el sistema Tixotrópico presenta restricción en el uso de materiales de pérdida a base de fibra.<sup>13</sup>

Si llegan a presentarse pérdidas totales imposibles de controlar con los tratamientos establecidos en el árbol de decisiones para el lodo Tixotrópico mostrado en la figura 1, se deberá considerar la opción de cambiar a un sistema base agua y bentonita convencional y en la locación se contará con los materiales necesarios para que el ingeniero de lodos pueda prepararlo.

Además, Como medida preventiva se prepararán 150 bbls con 50 lpb de material de pérdida para ser usados ante el posible evento de pérdidas de circulación. Para la preparación se utilizarán 30 lpb de Carbonato de Calcio dimensionado y 20 lpb de material sellante a base de carbón.

#### *4.1.7.2. Influjos superficiales*

Como es posible que se presenten influjos superficiales en la locación se contará con suficiente material densificante para acondicionar el lodo y poder controlarlos oportunamente.

---

<sup>13</sup> *Ibid.*

Además, previo al inicio de las operaciones se prepararan aproximadamente 350 bbls de lodo para matar de 12 lpg densificado con barita, los cuales serán usados inmediatamente se detecte la presencia de algún tipo de influjo. La base del fluido se realizara con agentes viscosificantes convencionales para que dado el caso que el fluido no se utilice para esta sección pueda usarse sin problemas en la siguiente fase.

Si se requiere realizar control de pozo, es importante considerar que el sistema tixotrópico no es el más indicado para manejar densidades altas, por tal motivo la recomendación es convertir este sistema a un fluido de perforación base agua convencional.<sup>14</sup>

#### **4.1.8. Lecciones aprendidas de pozos anteriores**

Durante la cementación del casing de 30" se observó problemas logísticos para la recepción del cemento, generando contaminación de alto porcentaje del fluido y problemas en los tanques de lodo asociado al fragüe del cemento. Teniendo en cuenta lo anterior se recomienda disponer de suficiente volumen para recibir los fluidos de la cementación y detener el bombeo de cemento una vez se detectan en superficie. Además se debe mantener un bajo nivel de fluidos en el contrapozo para identificar fácilmente la presencia de cemento en superficie.

#### **4.1.9. Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo**

Para el cálculo de volúmenes dentro del hueco y del revestimiento se realizaron los siguientes cálculos:

- Volumen en el hueco

Para calcular el volumen de lodo en el hueco en barriles, la fórmula es:

---

<sup>14</sup> Ibid.

$$\text{Volumen bbl} = \frac{Dh^2}{1029} \times L$$

Donde,

Dh = Diámetro del hueco (en pulgadas)

L = Longitud de la sección (en pies)

$$\text{Volumen bbl} = \frac{43.2^2}{1029} \times 300$$

$$\text{Volumen bbl} = 544 \text{ bbl}$$

La tasa de dilución se ha determinado teniendo en cuenta las recomendaciones del pozo anterior. Con una tasa de 0.40 bbl/pie se compensan las pérdidas de fluido por evaporación, filtración y en los equipos de control de sólidos y se mantienen las propiedades reológicas del mismo.

En la tabla 7 se muestran los volúmenes de fluido requeridos para la perforación del primer intervalo

Tabla 7. Volumen de lodo estimado para el intervalo I

<b>CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO</b>			
Profundidad	Diámetro del hueco	Ensanchamiento del hueco	Tasa de dilución
300 pies	36 pulgadas	20 %	0.40 bbl/pie
<b>VOLUMEN ESTIMADO</b>			<b>BBLS</b>
Tanques			500
Revestimiento (Casing)			0
Revestimiento (Liner ID)			0
Hueco (43.20 pulgadas)			544
Dilución			120
Volumen recuperado del intervalo anterior			0
Total Estimado			1164

Fuente: Autora del proyecto

## 4.2. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL SEGUNDO INTERVALO

De acuerdo al estado mecánico suministrado por la operadora para el segundo intervalo del pozo se perforara hasta una profundidad de 2000 ft con un diámetro de 26 pulgadas y posteriormente se completará el hueco con revestimiento de 20 pulgadas.

Sin embargo, de acuerdo a los requerimientos de la empresa operadora y a las condiciones operacionales al final de los primeros 300 ft perforados, se ha contemplado la posibilidad de continuar perforando con broca de 36" hasta 2000 ft utilizando el mismo sistema de fluidos tixotrópico del intervalo anterior.

Los principales aspectos que se tendrán en cuenta para determinar si se sigue perforando con este sistema es que durante la perforación del primer intervalo no se registren pérdidas de circulación considerables ni problemas operacionales. De ser así, una vez finalizada la perforación de los primeros 300 ft se sigue perforando con broca de 36" hasta 2000 ft y posteriormente se bajara un revestimiento de 26".

En la tabla 8 se muestran las características de este intervalo.

Tabla 8. Características del intervalo II

Profundidad y Espesor del intervalo	Formaciones	Profundidad (Topes) (ft)	Espesor de la formación (ft)	Diámetro del revestimiento (OD) (in)	Diámetro del revestimiento (ID) (in)	Problemas Potenciales
Hueco de 36" @ 2000 ft	C-6	288	666	Casing de 30" @ 1995 ft	29"	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdidas de circulación</li> <li>• Influjos Superficiales</li> <li>• Limpieza del hueco</li> <li>• Pegas por empaquetamiento</li> <li>• Pegas diferenciales</li> <li>• Embolamiento de la broca</li> <li>• Contaminación ambiental</li> </ul>
	C-7	954	990			

Fuente: Autora del proyecto

En el intervalo anterior se mencionaron las características del sistema de fluidos tixotrópico. Sin embargo, la conformación litológica de este intervalo es diferente a la del anterior por lo que el fluido debe recibir algún tipo de tratamiento para llevar a cabo la perforación de esta fase.

Durante la perforación de este intervalo se atravesaran los miembros C6 y C7 de la formación Carbonera. La formación C6 se caracteriza por la presencia de lutitas que a estas profundidades someras (menor a 6000 ft) no son muy inestables, sin embargo se espera la presencia de niveles arcillosos, por lo que se recomienda tratar el fluido con una concentración moderada de inhibidor de arcillas cuando se perforen estas zonas. Debido a que el sistema es altamente sensible a la presencia de iones, se establece utilizar un inhibidor cuyo componente principal es material anfótero de alto peso molecular y cuyas pruebas de laboratorio han demostrado que no afectan la tixotropía del fluido. En la tabla 9 se muestran los resultados de las pruebas.

Tabla 9. Resultado de pruebas de laboratorio para el uso de inhibidor en el fluido Tixotrópico

Concentraciones (lpb)	Lodo Base	Lodo Base+Inhibidor
BENTONITA DE ALTA CALIDAD	10.0	10.0
SILICATO METÁLICO	1.0	1.0
ALMIDÓN NO IÓNICO	2.0	2.0
Soda Caustica	0.5	0.5
INHIBIDOR DE ARCILLAS ANFOTÉRICO		4.0
PROPIEDADES		
Ø600	231	245
Ø300	180	190
Ø200	160	174
Ø100	143	159
Ø6	56	65
Ø3	45	50
PV	51	55
YP	129	135
YS	34	35
GELES	90/145/20	100/150/155

Concentraciones (lpb)	Lodo Base	Lodo Base+Inhibidor
	5	
pH	11.58	11.82
Filtrado API (ml)	24.0	24
Altera Tixotropía		NO

Fuente: Autora de proyecto

#### 4.2.1. Concentración de materiales

Aunque se consideran formaciones superficiales, es recomendable reducir la filtración del fluido utilizando mayor concentración de almidón en el sistema con el fin de evitar la invasión de fluido hacia la formación y minimizar la posibilidad de inestabilidad química de las zonas arcillosas.

La concentración del controlador de filtrado será incrementada de 2.0 lpb hasta 8.0 – 10.0 lpb. Se debe mencionar que la concentración inicial de este producto es usada principalmente para darle mayor estabilidad a las propiedades reológicas del fluido. Por tal motivo el aumento en la concentración es muy alto para poder controlar la filtración.

Como se mencionó anteriormente, la utilización del inhibidor dependerá de la zona que se esté perforando. Cuando se encuentra una zona de arcillas se debe inhibir el lodo para evitar que estas reaccionen con el fluido.

Al igual que en el intervalo anterior se adicionará al sistema Carbonato de Calcio como agente puenteante de forma horaria para reducir aún más las pérdidas por filtración de lodo hacia la formación.

También se adicionará material densificante en caso de ser requerido para garantizar la estabilidad de las formaciones perforadas.

En la tabla 10 se muestran las concentraciones de productos estimadas para el fluido tixotrópico.

Tabla 10. Concentraciones de productos para el fluido tixotrópico en el intervalo II

<b>Producto</b>	<b>(lpb)</b>
<b>Viscosificante (Montmorillonita sódica)</b>	<b>8.0 – 10.0</b>
<b>Viscosificante (Silicato Metálico)</b>	<b>0.8 – 1.0</b>
<b>Controlador de filtrado (Almidón no iónico)</b>	<b>8.0 – 10.0</b>
<b>Estabilizador de arcillas anfótero</b>	<b>3.0 – 4.0</b>
<b>Agente de puenteo (Carbonato de Calcio dimensionado)</b>	<b>2 – 4 sx/hr</b>
<b>Densificante (Carbonato de Calcio)</b>	<b>30 – 50</b>

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.2.2. Propiedades sugeridas para el lodo

La densidad del lodo programada para esta sección con el fin de garantizar la estabilidad del hueco durante la perforación y de acuerdo a la información suministrada por la empresa operadora se encuentra en el rango de 9.1 - 9.7 lpg.

Ya que se utilizara el mismo sistema de fluidos del intervalo anterior, se mantendrán las propiedades reológicas.

Para esta sección si será controlado el filtrado de lodo hacia la formación y se manejaran valores de hasta 10 cc.

El pH se mantendrá entre 10.5 -11.0 para garantizar el buen funcionamiento de los productos.

En la tabla 11 se muestran las propiedades del fluido para la perforación de este intervalo.

Tabla 11. Propiedades del lodo durante la perforación del intervalo II

<b>Propiedad</b>	<b>300'- 2000'</b>
------------------	--------------------

<b>Propiedad</b>	<b>300' - 2000'</b>
<b>Densidad, lpg.</b>	<b>9.1 – 9.7</b>
<b>Viscosidad Funnel, seg/qt</b>	<b>80 -130</b>
<b>VP, Cp</b>	<b>10 – 25</b>
<b>YP, Lb/100 ft<sup>2</sup></b>	<b>45 – 100</b>
<b>Filtrado API, cc</b>	<b>&lt; 10.0</b>
<b>Ph</b>	<b>10.5 – 11.0</b>
<b>MBT, lb/ bl eq.</b>	<b>&lt; 20</b>

Fuente: Autora del proyecto

#### **4.2.3. Recomendaciones durante la perforación**

Las recomendaciones para mantener la tixotropía del sistema y la integridad del fluido están descritas en la sección de procedimiento de mezcla y mantenimiento del fluido de la fase anterior.

Las propiedades reológicas deben ser monitoreadas constantemente, ya que de ellas y del caudal manejado depende una buena limpieza del hueco, también se debe tener un buen control de la filtración, especialmente en las zonas arcillosas e inestables para evitar la interacción entre el fluido y la formación.

Durante la perforación de formaciones de lutitas es posible que algunos iones presentes en la roca alteren la tixotropía del sistema. Debido a esto, se debe disponer en la locación de materiales para convertir el sistema tixotrópico a uno Inhibido convencional.

Se debe tener en cuenta que en cualquier momento de la perforación de este intervalo se puede cambiar a un sistema de fluidos base agua inhibido con el fin de contrarrestar problemas de inestabilidad del hueco o pérdidas de circulación.

Si definitivamente, al evaluar el comportamiento del sistema de fluidos tixotrópico utilizado durante la perforación del primer intervalo se determina que no es posible seguir utilizándolo para el segundo, se debe cambiar a otro sistema de fluidos. En este caso al terminar la perforación de los 300 ft correspondientes al primer intervalo se bajará un revestimiento de 30 pulgadas y luego se iniciará la perforación del segundo intervalo con un diámetro de hueco de 26 pulgadas.

En la tabla 12 se muestran las características del intervalo con esta nueva configuración.

Tabla 12. Características del intervalo II (Opción 2)

Profundidad y Espesor del intervalo	Formaciones	Profundidad (Topes) (ft)	Espesor de la formación (ft)	Diámetro del revestimiento (OD) (in)	Diámetro del revestimiento (ID) (in)
Hueco de 26" @ 2000 ft	C-6	288	666	Casing de 20" @ 1995 ft	18,75"
	C-7	954	990		
Problemas Potenciales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdidas de circulación</li> <li>• Influjos Superficiales</li> <li>• Limpieza del hueco</li> <li>• Pegas por empaquetamiento</li> <li>• Pegas diferenciales</li> <li>• Embolamiento de la broca</li> <li>• Contaminación ambiental</li> </ul>				

Fuente: Autora del proyecto

El sistema de fluidos alternativo propuesto para perforar esta sección, teniendo en cuenta los problemas potenciales de formaciones intercaladas de areniscas, lutitas y arcillas y los sistemas de fluidos utilizados durante la perforación de este tipo de formaciones en otros pozos del piedemonte, es un sistema de lodos inhibido de alto desempeño.

Aunque el sistema fue originalmente desarrollado para ser una alternativa de los fluidos sintéticos para perforación en aguas profundas, los recientes resultados en campo lo muestran como una excelente alternativa cuando se requiere superior inhibición, estabilidad del hueco y lubricidad. El sistema exhibe propiedades estables hasta los 350 grados Fahrenheit y densidades hasta 17.5 lpg.

Por definición es un sistema altamente inhibido, de bajo contenido de sólidos coloidales, no disperso y con excelentes propiedades reológicas a bajas velocidades de corte.

Debido a las excelentes características de inhibición del sistema se obtienen huecos en calibre y se alcanzan altas ROP por lo que se hace necesario optimizar la limpieza del hueco de acuerdo a la velocidad de perforación con píldoras de barrido o limpieza del hueco.

Los productos claves en la formulación y mantenimiento del sistema de alto rendimiento son los siguientes:

- Poliacrilamida de alto peso molecular para encapsular y floccular sólidos de baja gravedad.
- Mezcla de polímeros aniónicos para control de filtrado.
- Sal de silicato de potasio para inhibición.

Si se requiere inhibición adicional se puede adicionar un inhibidor anfotérico que reduce la hidratación cristalina de las lutitas y arcillas<sup>15</sup>.

#### 4.2.3.1. *Principales componentes del sistema de lodos de alto desempeño.*

- Viscosificante compuesto de montmorillonita sódica tratada.
- Bactericida. Solución de glutaraldehído, utilizada para controlar el desarrollo bacteriano.
- Agente controlador de la alcalinidad, Soda Caustica.
- Controlador de filtrado compuesto de celulosa polianiónica
- Controlador de filtrado compuesto por celulosa polianiónica de alto peso molecular. Este producto aporta viscosidad suplementaria al fluido.
- Controlador de filtrado compuesto por un polímero acrílico modificado.

---

<sup>15</sup> Portal interno de HALLIBURTON, Knowledge Management community/Baroid, Disponible en: <http://sphou/sites/KMBaroid/default.aspx>

- Viscosificante compuesto de un biopolímero xántico de dispersión mejorada, que provee viscosidad y suspensión en el fluido.
- Inhibidor de arcillas.
- Adelgazante. Lignosulfonato de hierro sin cromo que reduce los valores reológicos del fluido y la velocidad de filtración de los fluidos de perforación base agua.
- Floculante compuesto por un polímero en polvo de alto peso molecular, no iónico.
- Agente de puenteo y peso compuesto por Carbonato de Calcio de diferentes tamaños de partículas.
- Lubricante, es una mezcla de agentes espumantes y Lubricantes.
- Surfactante, es una solución acuosa concentrada de un Agente espumante no iónico que contiene una proporción óptima de antiespumante.
- Estabilizador de arcillas compuesto por una mezcla de hidrocarburos en polvo, finamente molidos y parcialmente dispersables en agua o aceite.
- Agente sellante para pérdidas de circulación es un material flexible, angular, de composición doble y a base de carbón que permite que partículas ajustadamente compactadas bajo compresión en fracturas y poros se expandan o contraigan sin salirse de su lugar ni colapsar por los cambios en las presiones diferenciales.

#### 4.2.4. Concentraciones programadas

En la tabla 13 se muestran las concentraciones de productos a utilizar con el sistema de alto desempeño.

Tabla 13. Concentraciones de productos para el sistema de alto desempeño durante la perforación del intervalo II

Producto	300' – 2000'
Viscosificante (Montmorillonita sódica tratada)	2.0 - 3.0

<b>Producto</b>	<b>300' – 2000'</b>
<b>Bactericida (Solución de glutaraldehído)</b>	<b>0.3 - 0.5</b>
<b>Agente de alcalinidad (Soda Caustica)</b>	<b>0.25 – 0.5</b>
<b>Agente controlador de filtrado (Celulosa Polianiónica de alto peso molecular)</b>	<b>1.0 – 1.5</b>
<b>Agente controlador de filtrado (Poliacrilato de Sodio)</b>	<b>1.0 – 1.5</b>
<b>Agente controlador de filtrado (Celulosa Polianiónica)</b>	<b>0.5 – 0.15</b>
<b>Viscosificante (Biopolímero con dispersante)</b>	<b>0.75 – 1.5</b>
<b>Inhibidor de arcillas</b>	<b>3.0 – 5.0</b>
<b>Floculante (Polímero no iónico de alto peso molecular)</b>	<b>0.25 - 0.50</b>
<b>Adelgazante (Lignosulfato de hierro)</b>	<b>---</b>
<b>Densificante (Barita)</b>	<b>Requerida</b>
<b>Agente de puenteo (Carbonato de calcio dimensionado)</b>	<b>5.0 – 20.0</b>
<b>Lubricante</b>	<b>1.5 – 5.0</b>
<b>Surfactante (Agente espumante no iónico)</b>	<b>0.5 – 0.75</b>
<b>Estabilizador de arcillas (Mezcla de Hidrocarburos en polvo)</b>	<b>3.0 - 4.0</b>
<b>Aditivo para pérdida de circulación (material flexible a base de carbón)</b>	<b>3.0 – 4.0</b>

Fuente: Autora del proyecto

#### **4.2.5. Propiedades sugeridas para el lodo**

Las propiedades del fluido programadas para este intervalo se ajustaron de acuerdo a la experiencia de la compañía en la perforación de pozos anteriores y los eventos registrados durante la perforación del pozo anterior.

Aunque se tiene un rango recomendado de densidad del lodo, esta puede ser ajustada si hay evidencias de inestabilidad del hueco.

Al tratarse de una sección de inicio no se exige estricto control de filtración, por lo tanto las concentraciones de los controladores de filtrado son ajustadas para mantener el filtrado por debajo 8.0 hasta 5.5 ml.

En la tabla 14 se muestran las propiedades del fluido de alto desempeño.

Tabla 14. Propiedades del fluido de alto desempeño para la perforación del segundo intervalo

<b>Propiedad</b>	<b>300' – 2000'</b>
<b>Densidad, lpg.</b>	<b>9.0 – 9.7</b>
<b>VP, Cp</b>	<b>10 – 20</b>
<b>YP, Lb/100 ft<sup>2</sup></b>	<b>18 – 30</b>
<b>YS, Lb/100 ft<sup>2</sup></b>	<b>5.0 – 10.0</b>
<b>API Filtrado (ml/30min)</b>	<b>5.5 – 8.0</b>
<b>MBT</b>	<b>&lt; 20</b>
<b>Ph</b>	<b>9.5 – 10.5</b>

Fuente: Autora del proyecto

#### **4.2.6. Recomendaciones durante la perforación**

Para optimizar los costos durante la perforación de este intervalo, el fluido tixotrópico utilizado en la primera sección se recuperara para la preparación del sistema de lodos de alto desempeño.

En caso de presentarse inestabilidad de la formación se debe considerar la adición de materiales sellantes tales como Carbonato de Calcio, Asfaltos, y Grafitos, los cuales funcionan mediante el mecanismo de sello de micro fracturas y contención de presión. Por la experiencia que se tiene ya en el área del piedemonte durante la perforación de

las formaciones Carbonera, se recomienda mantener una adición constante de estos materiales para reducir los riesgos de inestabilidad mecánica de esta formación.

El control de sólidos es un aspecto importante en el funcionamiento de este sistema. Un sistema de control de sólidos insuficiente causara la dispersión natural de los sólidos perforados aumentando el consumo de polímeros y una rápida disminución en la concentración de estos y por tanto insuficiente inhibición.

En caso de requerirse una mayor limpieza del hueco y previo a los viajes de tubería, se pueden bombear píldoras de baja reología o dispersas para limpiar las paredes del hueco seguidas por píldoras de alta viscosidad preparadas con el mismo lodo del sistema y 1.0 lpb adicional de viscosificante. Estas píldoras se bombearán periódicamente según las circunstancias.

El nivel de dilución se ajustara de acuerdo al monitoreo de la condiciones del fluido y al desempeño de los equipos de control de sólidos, los cuales se deben monitorear en forma permanente para garantizar óptimas condiciones de trabajo. Las mallas en los equipos de control de sólidos primarios deberán ajustarse de acuerdo a la carga de cortes, la tasa de penetración y el caudal empleado para perforar.

De acuerdo a la experiencia del pozo anterior se deben aplicar procedimientos de limpieza de hueco tales como el bombeo de píldoras visco-pesadas cada 400 ft perforados y antes de cada viaje de tubería.

Se debe monitorear continuamente la integridad, forma, tamaño y volumen de los cortes sobre los shakers, con el fin de determinar la necesidad de cambios en las concentraciones de productos especialmente el inhibidor de arcillas. De igual manera se debe estar atento a cualquier indicio de inestabilidad del hueco en especial hacia la parte final del intervalo para tomar rápidamente las medidas correctivas necesarias como incremento de la densidad o concentración de asfaltos.

Para ajustar las propiedades reológicas del fluido se empleara el viscosificante a base de biopolímero principalmente.

Como controladores de filtrado se utilizara la combinación de celulosa y poliacrilato de sodio.

Se deben realizar simulaciones de limpieza usando el Software DFG con el fin de recomendar modificaciones en propiedades reológicas, tiempos de circulación y/o bombeo de píldoras de limpieza.

#### **4.2.7. Problemas potenciales**

##### *4.2.7.1. Embolamiento*

Durante la perforación de este intervalo, es posible que se presenten problemas de embolamiento de la broca y el BHA causando disminuciones en la rata de penetración y problemas en los viajes. Para minimizar la posibilidad de embolamiento es recomendable tener estricto control sobre el contenido de sólidos y el MBT del sistema, Las ratas de dilución reducidas aumentan las posibilidades de embolamiento por lo tanto se recomienda mantener las ratas de dilución recomendadas para mantener el contenido de sólidos tan bajo como sea posible.

Los equipos de control de sólidos se deberán operar continuamente. La centrífuga se operará a máximas revoluciones para mantener el contenido de sólidos coloidales tan bajo como sea posible.

##### *4.2.7.2. Pérdidas de Circulación*

Durante la perforación de este intervalo está programado utilizar herramientas direccionales que durante su operación presentan serias restricciones respecto al uso de fibras utilizadas convencionalmente para contrarrestar problemas de circulación.

Por tal motivo se ha diseñado un árbol de decisiones para perdidas de circulación que incluye este tipo de restricciones. Ver árbol adjunto en anexo A.

Para evitar y controlar pérdidas de circulación se recomienda tener en cuenta aspectos tales como:

- Control de velocidad de viajes de tubería, incluyendo revestimiento.
- Controlar las propiedades del fluido, especialmente propiedades reológicas.
- Controlar la densidad del fluido, utilizando el peso mínimo que asegure estabilidad de lutitas y arcillas y control de pozo.
- Realizar tratamientos preventivos con material sellante tales como grafitos y carbonato de calcio dimensionados.
- Realizar simulaciones hidráulicas de manera permanente durante el desarrollo de la operación.
- Monitorear niveles en los tanques de lodo.

#### 4.2.7.3. *Pegas Diferenciales*

Los diferenciales de presión excesivos a través de las zonas permeables de bajo gradiente de presión que se pueden encontrar en la formación C7 de en esta sección pueden originar pegas diferenciales de tubería.

Algunos factores a tener en cuenta para reducir la posibilidad de experimentar pegas diferenciales de tubería son los siguientes:

- Reducir el sobrebalance al máximo como sea posible manteniendo buena limpieza del hueco para no sobrecargar el anular.
- Mantener una excelente calidad del cake en cuanto a espesor y lubricidad.
- Usar agente puenteante de los poros de las arenas para minimizar el filtrado del lodo.

#### 4.2.7.4. *Pega por empaquetamiento*

Debido a que una pega por empaquetamiento es causada principalmente por una mala limpieza del hueco se deben tener en cuenta los siguientes aspectos con el fin de reducir las posibilidades de experimentar este problema:

- Se debe optimizar, de acuerdo al comportamiento del hueco, la formulación de material de puenteo, sellante, asfaltos y grafitos.
- Aplicar procedimientos de limpieza de hueco tales como tiempos prudentes de circulación.
- Aplicar óptimos caudales de circulación y evitar perforar con ROP excesivas.
- Ajustar las propiedades reológicas del fluido.
- Simular las condiciones de limpieza del hueco con los parámetros de perforación impuestos.

#### 4.2.7.5. *Influjo de Fluidos*

Ya que siempre existe la posibilidad de presentarse un influjo desde el pozo, se debe estar todo el tiempo alerta, para dar una respuesta rápida en caso de detectarse este problema. Es necesario recalcar y tener en cuenta parámetros que nos pueden indicar la presencia de influjo, tales como:

- Aumentos súbitos en la tasa de penetración.
- Incrementos en el caudal de retorno desde el pozo que no coincida con el caudal bombeado, incremento en los niveles de los tanques.
- Reducción en la presión de circulación o una reducción en la densidad del lodo saliendo.

#### 4.2.8. **Lecciones aprendidas de pozos anteriores**

- La aplicación de lubricante al sistema activo previo a la corrida de revestimiento reduce la fricción y facilita considerablemente bajar el casing hasta fondo. Concentraciones superiores a 5.0 lpb de lubricante garantizan excelentes condiciones de lubricidad.
- La adición de altas concentraciones de asfalto a un sistema de fluidos base agua facilita la generación de espuma. La presencia considerable de espuma puede alterar el desempeño de las bombas. Para evitar problemas de este tipo

se debe tratar el fluido con surfactantes químicos, adición gradual de diesel y lubricante.

- Se recomienda realizar pruebas de laboratorio al agua utilizada para la preparación del lodo, ya que una concentración importante de bacterias afecta considerablemente el desempeño del fluido de perforación. Tratar el agua de mezcla previamente con 0.5 lpb de bactericida reduce los efectos negativos sobre el sistema de alto desempeño.

#### **4.2.9. Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo**

La tabla 15 muestra el volumen de fluido estimado para la perforación del segundo intervalo (Opción 1).

Para la opción 1 se estimo el siguiente volumen de fluido dentro del hueco. Volumen en el hueco

Para calcular el volumen de lodo en el hueco en barriles:

$$Volumen \ bbl = \frac{Dh^2}{1029} \times L$$

Donde,

Dh = Diámetro del hueco (en pulgadas)

L = Longitud de la sección (en pies)

$$Volumen \ bbl = \frac{41.4^2}{1029} \times 2000$$

$$Volumen \ bbl = 3331 \ bbl$$

Tabla 15. Volumen de lodo estimado para el intervalo II – Opción 1

CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO			
Profundidad	Diámetro del hueco	Ensanchamiento del hueco	Tasa de dilución
2000 pies	36 Pulgadas	15 %	0.40 bbl/pie
VOLUMEN ESTIMADO			BBLS
Tanques			800
Revestimiento (Casing)			0
Revestimiento (Liner ID)			
Hueco (41.40 pulgadas)			3331
Dilución			800
Volumen recuperado del intervalo anterior			900
Total Estimado			5831

Fuente: Autora del proyecto

La tabla 16 muestra el volumen de fluido estimado para la perforación del segundo intervalo (Opción 2).

Para este caso, se estimo el siguiente volumen de fluido dentro del hueco y de la tubería.

- Volumen en el hueco

Para calcular el volumen de lodo en el hueco en barriles:

$$Volumen \ bbl = \frac{29.9^2}{1029} \times 2000$$

$$Volumen \ bbl = 1481 \ bbl$$

- Volumen en la tubería

Para calcular el volumen de lodo en el dentro de la tubería de revestimiento en barriles, la fórmula es:

$$Volumen \ bbl = \frac{(29)^2}{1029} \times 300$$

Donde,

ID de la tubería = es el diámetro interno de la tubería de revestimiento (en pulgadas)

L = Longitud de la sección (en pies)

$$\text{Volumen bbl} = 241 \text{ bbl}$$

Tabla 16. Volumen de lodo estimado para el intervalo II - Opción 2

CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO			
Profundidad	Diámetro del hueco	Ensanchamiento del hueco	Tasa de dilución
2000 pies	26 pulgadas	15 %	0.40 bbl/pie
VOLUMEN ESTIMADO			BBLs
Tanques			800
Revestimiento (Casing)			241
Revestimiento (Liner ID)			
Hueco (29.90 pulgadas)			1481
Dilución			680
Volumen recuperado del intervalo anterior			300
Total Estimado			3502

Fuente: Autora del proyecto

Es muy importante la adecuada selección del equipo de control de sólidos, ya que de ello depende en gran parte el costo final del fluido de perforación. Se deben usar las mallas más finas posibles sobre los Shakers con el fin de eliminar la mayor cantidad de sólidos perforados, ayudando a reducir las ratas de dilución.

#### 4.3. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL TERCER INTERVALO

De acuerdo al estado mecánico suministrado por la operadora para el tercer intervalo del pozo se perforaran 4680 ft, desde 2000 ft hasta encontrar el tope de la formación Mirador a 6680 ft, con un diámetro de 18.5 pulgadas y posteriormente se completará el hueco con revestimiento de 16 pulgadas.

Desde el punto de vista de las unidades geológicas en la perforación de estos 4680 ft serán atravesadas las formaciones Carbonera C6, C7 y C8.

En la tabla 17 se muestran las características del intervalo III.

Tabla 17. Características del intervalo III

Profundidad y Espesor del intervalo	Formaciones	Profundidad (Topes) (ft)	Espesor de la formación (ft)	Diámetro del revestimiento (OD) (in)	Diámetro del revestimiento (ID) (in)	Problemas Potenciales
Hueco de 18,5" @ 6680 ft	C-6	1944	1770	Casing de 16" @ 6675 ft	15"	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pérdidas de circulación</li> <li>• Inestabilidad de lutitas</li> <li>• Limpieza del hueco</li> <li>• Pegas por empaquetamiento</li> <li>• Embolamiento de la broca</li> </ul>
	C-7	3714	970			
	C-8	4684	440			
	C-7	5124	475			
	C-8	5599	1075			

Fuente: Autora del proyecto

Debido a las características litológicas de este intervalo en donde encontramos lutitas inestables en los miembros C6 y C8 de la formación Carbonera intercaladas con las arenas permeables del miembro C7 se hace necesario realizar la perforación con un sistema de fluidos que garantice la estabilidad del hueco.

En el pozo anterior durante la perforación de estas formaciones fue utilizado el sistema de alto desempeño, que aunque es un excelente inhibidor, no suministro la

estabilidad necesaria a las paredes del hueco, a pesar de las altas concentraciones de asfalto, grafito y carbonato de calcio que le fueron adicionadas para tal fin. Por este motivo el sistema de fluidos del intervalo anterior queda descartado para la perforación de éste, a pesar de ser más ventajoso poder reutilizarlo por cuestiones de costos y logística de la operación.

Teniendo en cuenta lo anterior y siguiendo las recomendaciones planteadas en pozos anteriores perforados en el área se utilizará un sistema de fluidos de emulsión inversa OBM, el cual fue diseñado para minimizar la interacción entre el fluido y la formación, para generar huecos más estables y con mínimo daño causado por el fluido<sup>16</sup>.

La emulsión inversa se ha definido como un sistema donde el aceite es la fase continua, el filtrado es todo aceite y el agua que está presente en la formulación consiste de finas gotas que son dispersadas o suspendidas en el aceite y cada gota actúa como un sólido. Se utilizan emulsificantes para mantener una emulsión fuerte y hacer un sistema líquido más estable; se usan materiales organofílicos para proveer propiedades reológicas y control del filtrado.

Los lodos de emulsión inversa o base aceite tienen la habilidad de estabilizar lutitas problemáticas. Un lodo base aceite tratado adecuadamente puede perforar lutitas presurizadas con un peso de lodo entre 0,2 a 0,4 lpg más bajo que lo que se hubiera necesitado con un lodo base agua. La película de aceite y emulsificante alrededor de cada gota de agua en un lodo base aceite, sirve como una membrana semipermeable a través de la cual se puede generar presión osmótica. Ya que la mayoría de las rocas que se perforan contienen agua, y debido al efecto deshidratante causado por la presión osmótica, es posible controlar el mojado por agua de las rocas usando un lodo base aceite. Debido a que se previene que las lutitas se mojen con agua y se dispersen en el lodo o se derrumben dentro del hueco, se puede perforar un hueco de diámetro casi exacto y reducir los problemas del hueco.

Otra característica del sistema base aceite es que tiene una resistencia natural a la melificación a alta temperatura. Si se trata adecuadamente con emulsificante, viscosificante, agente de suspensión y un estabilizador se puede mantener un sistema

---

<sup>16</sup> Portal interno de HALLIBURTON, Knowledge Management community/Baroid, Disponible en: <http://sphou/sites/KMBaroid/default.aspx>

de lodo estable que no sea afectado por las altas temperaturas que se encuentran en pozos profundos.

El bajo filtrado de aceite, revoque de poco espesor y el excelente coeficiente de lubricidad del lodo base aceite, ayudan a la prevención y corrección del pegado diferencial en formaciones altamente permeables y en huecos muy desviados. También, el uso de un lodo base aceite reducirá el torque de la tubería de perforación y el arrastre.

Por último, La fase externa de un lodo base aceite permite máxima protección contra la corrosión de la tubería de perforación en presencia de contaminantes tales como oxígeno, Sulfuro de Hidrógeno, Dióxido de Carbono, fluidos de formación y ácidos orgánicos. Muchos de los productos del lodo base aceite contienen derivados de aminas que forman una película protectora sobre toda la superficie del sistema de circulación.

#### **4.3.1. Principales componentes del sistema OBM**

**Aceite Diesel.** El Diesel se obtiene de la fracción destilada del petróleo denominada gasóleo. El gasóleo es el aceite utilizado con mayor frecuencia en la preparación de emulsiones inversas. No obstante, su uso se encuentra restringido debido a su toxicidad provocada por el alto contenido de aromáticos, sobre todo en operaciones costa afuera.

**Emulsificante,** es un ácido graso poliaminado que hace que el agua se emulsione en el aceite, formando un sistema estable. Los emulsificantes que se utilizan en la preparación de los lodos base aceite deben ser solubles tanto en agua como en aceite.

**Cal,** la cal tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante, y como función secundaria actuar como secuestrador de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. Siempre que se adicione un emulsificante se debe agregar cal en una proporción de 2/1. La presencia

del calcio soluble, suministrado por la cal, permite la creación de un detergente que emulsiona las gotas de agua en la fase continua. Se debe evitar el exceso de cal en el sistema, debido a que la cal siendo un sólido, causa un aumento indeseable en la viscosidad del lodo.

**Controlador de filtrado**, es una leonardita organofílica estable a alta temperatura que se puede utilizar para controlar el filtrado en pozos profundos y de alta temperatura. También se puede usar para mejorar la emulsión del agua en lodos base aceite y para proporcionar estabilidad al fluido.

**Resina de hidrocarburo pulverizada**, se utiliza para sellar microfracturas y dar estabilidad a las lutitas, provee control de filtrado. Se puede usar tanto en fluidos de perforación base aceite como base agua, minimiza la pega diferencial. Este producto será utilizado de acuerdo a la estabilidad que presente el pozo.

**Estabilizador de lutitas**, es una mezcla de hidrocarburos en polvo finamente molidos y parcialmente dispersables en agua y en aceite, también se usa como reductor de torque y controlador de filtrado.

**Agua**, en los lodos base aceite consiste en pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ellas como una partícula sólida. La adición de emulsificantes hace que el agua se emulsifique en el aceite, formando un sistema estable.

**Sal (Cloruro de Calcio)**; los lodos base aceite tienen la habilidad de desarrollar fuerzas osmóticas de gran magnitud para deshidratar o balancear formaciones sensibles al agua. Este fenómeno ocurre cuando la salinidad del lodo es mayor a la de la formación, por lo tanto esta propiedad debe ser controlada para evitar estos problemas que pueden ocasionar inestabilidad de la formación durante la perforación.

**Viscosificante**, es una arcilla organofílica tratada con un compuesto de aminas

a fin de aumentar su dispersión en los aceites, estable a temperaturas superiores 350F, y adicionalmente ayuda al control del filtrado.

Los lodos base aceite, aunque por lo general son viscosos, tienen baja capacidad suspensiva en comparación con los lodos base agua. Esto contribuye a acelerar el asentamiento de la barita, particularmente si está humedecida por agua. Es importante señalar que la viscosidad no previene el asentamiento, solamente lo hace más lento. La capacidad de suspensión es función de la resistencia de gel y la capacidad de limpieza es función del punto cedente. Para aumentar la capacidad suspensiva de los lodos base aceite se utilizan las arcillas organofílicas, las cuales además de aumentar la resistencia de gel, aumentan la viscosidad y el punto cedente. Estas arcillas requieren de un activador polar para desarrollar máximo rendimiento. Entre los activadores polares están: agua, metanol, y la glicerina. En este caso el activador es el agua.

**Agente de puenteo** y peso compuesto por Carbonato de Calcio de diferentes tamaños de partículas.

**Agente sellante para pérdidas de circulación** es un material flexible, angular, de composición doble y a base de carbón que permite que partículas ajustadamente compactadas bajo compresión en fracturas y poros se expandan o contraigan sin salirse de su lugar ni colapsar por los cambios en las presiones diferenciales.

**Humectante**, es una dispersión líquida de lecitina, puede modificar rápidamente las características de humectación de los sólidos de perforación y agentes densificantes de los lodos base aceite, haciendo que la humectación por aceite sea preferencial. Este humectante, que es una dispersión líquida de lecitina, se utiliza como aditivo complementario de lodos para mejorar las propiedades de flujo y la estabilidad de la emulsión.

**Modificador de reología**, es una mezcla de ácidos grasos dímeros y trímeros que

mejora las características reológicas y de suspensión de los fluidos de emulsión inversa. Este producto incrementa las propiedades reológicas a bajos esfuerzos de cortes para mejorar la suspensión con mínimo efecto en las propiedades a altos esfuerzos de corte.

En huecos desviados minimiza la tendencia a formar camas de cortes. Incrementa la capacidad de transporte en huecos altamente desviados y horizontales.

**Acondicionador del lodo**, es un sulfonato sódico de petróleo efectivo para reducir las propiedades reológicas en los fluidos base aceite. Se recomienda para fluidos que contienen arcillas organofílicas o grandes cantidades de sólidos de perforación. Es efectivo en bajas concentraciones.

#### **4.3.2. Propiedades sugeridas para el lodo**

##### *4.3.2.1. Densidad del Lodo*

La densidad del lodo recomendada por la operadora para la perforación de este intervalo está entre 9.7 y 10.8 lpg. Para determinar este rango se han tenido en cuenta principalmente las densidades utilizadas en los pozos perforados en esta área.

##### *4.3.2.2. Viscosidad Plástica*

La viscosidad plástica del lodo base aceite es mantenida en rango similar al de los lodos base agua de pesos comparables. Para este intervalo se mantendrá la viscosidad entre 20 y 30 cp.

La viscosidad plástica aumenta al añadir agua o sólidos y disminuye al añadir aceite y/o mediante el uso correcto del equipo de control de sólidos.

#### 4.3.2.3. *Punto Cedente*

El valor de cedencia de un lodo base aceite es mantenido en un rango similar al de los lodos base agua de pesos comparables siempre y cuando se garantice la capacidad de suspensión y arrastre de los cortes de perforación. Para este intervalo se mantendrá este valor entre 20 y 35 lb/100ft<sup>2</sup>

#### 4.3.2.4. *Estabilidad Eléctrica*

La estabilidad eléctrica se debe mantener por encima de 800 mV con adiciones de emulsificante y Cal. De igual manera una forma confiable de determinar si la estabilidad del filtrado es verificando el filtrado a alta presión y temperatura del lodo, si se identifica agua en el filtrado se indica que la emulsión no es estable, por lo tanto se deberá realizar los tratamientos respectivos tales como incrementar la concentración de emulsificante y reducir el porcentaje de agua.

#### 4.3.2.5. *Filtrado HTHP*

El filtrado HPHT (alta presión y alta temperatura) se debe mantener por debajo de 4.0 cc/30 min con adiciones de controladores de filtrado, los cuales contribuyen a controlar la rata de filtración estática y dinámica. El fluido base aceite utilizado en el pozo anterior y que será reutilizado en este pozo presentó excelentes condiciones y no requirió mayor concentración de controlador para mantener las propiedades dentro del rango programado.

#### 4.3.2.6. *Contenido de Sólidos*

Es la proporción de sólidos que existe en el lodo. La densidad, viscosidad, el esfuerzo de corte y la pérdida de filtración dependen principalmente de la cantidad, composición y estructura de su contenido de sólidos y por ello se presta importancia a su determinación. Para este intervalo se debe manejar una concentración menor al

8% de sólidos.

#### 4.3.2.7. Relación Aceite/Agua

La relación aceite-agua se debe mantener cercana a 80/20, debido al alto contenido de sólidos asociado a la densidad utilizada en este sistema, con el fin de minimizar los valores de viscosidad plástica (VP). Se debe mantener estable esta relación y por consiguiente la salinidad de la fase acuosa.

#### 4.3.2.8. Salinidad

De acuerdo a la experiencia de la empresa operadora en el área se recomienda mantener la salinidad de la fase acuosa del sistema en un rango de 50000 a 75000 mg/lit con adiciones de cloruro de calcio. Este valor de salinidad se ajustará de acuerdo a la medición de actividad de los cortes tomados en campo.

La tabla 18 muestra las propiedades del fluido durante la perforación de este intervalo.

Tabla 18. Propiedades del Fluido durante la perforación del intervalo III

Propiedad	2000' – 6680'
Densidad, lpg.	9.7 – 10.8
VP, cp	20 – 30
YP, Lb/100 ft <sup>2</sup>	20 – 35
Filtrado HTHP, cc	< 4
Estabilidad eléctrica, mV	> 800
LGS (%)	< 8 %
Relación Aceite/Agua	85/15 - 75/25
WPS, mg/lit	50.000 – 75.000

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.3.3. Concentración de materiales

Las concentraciones de productos que se manejan en el sistema del fluido OBM,

teniendo en cuenta las características de la formación y los requerimientos durante la perforación se muestran en la tabla 19.

Tabla 19. Concentraciones de productos del sistema OBM durante la perforación del intervalo III

<b>Producto</b>	<b>2000' – 6680'</b>
Aceite (Diesel)	0.62 bbl
Emulsificante	4.0 – 5.0
Cal, Hidróxido de Calcio	6.0 – 8.0
Controlador de filtrado	4.0 – 6.0
Estabilizador de Lutitas	6.0 - 12.0
Agua	0.11 bbl
Sal (CaCl <sub>2</sub> )	1.5 - 4.0
Viscosificante (Arcilla organofílica)	2.0 – 6.0
Densificante, Sulfato de Bario.	130 – 170
Agente de puenteo, Carbonato de Calcio	10 – 40
Aditivo para pérdida de circulación (Material flexible a base de carbón)	5.0 – 7.0
Modificador de Reología	1.5 (Sí es necesario)
Humectante (Lecitina)	1.0 – 2.0
Acondicionador de lodo	0.25 – 0.5
Bitumen natural controlador de filtrado	4.0 – 8.0

Fuente: Autora del proyecto

Estas concentraciones sólo están diseñadas para preparar lodo nuevo. Muy probablemente el lodo base aceite utilizado en la perforación del quinto intervalo del pozo Huron será reciclado y reutilizado para comenzar esta fase. En este caso, las concentraciones de los materiales serán las necesarias para ajustar las propiedades del fluido a los valores programados.

#### **4.3.4. Consideraciones durante la perforación**

Para dar inicio a la fase de 18 1/2", se evaluarán las condiciones del lodo base aceite proveniente de la fase de 10 5/8" del pozo anterior y mediante pruebas piloto se determinarán los productos y concentraciones que se deberán utilizar para ajustar las propiedades del fluido. Además se preparará la cantidad de lodo OBM faltante con las concentraciones y características planteadas anteriormente. Además, este lodo se acondicionará con centrifugas para reducir al mínimo el contenido de sólidos.

Como este fluido es reutilizado de un pozo al otro se tienen propiedades reológicas relativamente altas, por lo que no se requiere mayor concentración de viscosificante para mantener las propiedades reológicas del sistema.

Debido a las características de las formaciones que serán perforadas en esta fase, se aumentará la capacidad del lodo para sellar fracturas y microfracturas utilizando material de puenteo tales como Carbonato de Calcio, Hidrocarburos en polvo y aditivo para pérdida de circulación a base de carbón. Estos materiales disminuyen la invasión y la difusión de la presión hidrostática en las microfracturas, logrando optimizar la estabilidad de las paredes del hueco.

En caso que se requiera asegurar condiciones de suspensión del fluido de perforación bajo condiciones estáticas, se puede realizar adiciones controladas de modificador reológico que incrementa la resistencia a bajas velocidades de corte.

La adición de material sellante con el objeto de garantizar estabilidad del hueco se reserva principalmente durante la perforación de formaciones lutitas. Mientras se perfora arenas la adición de este material puede reducirse.

La dilución necesaria debe hacerse en forma de lodo nuevo, por lo tanto se debe disponer de los tanques necesarios para su preparación.

Debido a las densidades manejadas se recomienda mantener una concentración de 1,0 a 2,0 lpb de humectante con el fin de mejorar las propiedades de flujo y asegurar la humectación por aceite de los sólidos y agentes densificantes. Es esencial que se

optimice la utilización del equipo de control de sólidos disponible, usando en los shakers las mallas más finas posibles sin pérdida de fluido.

#### **4.3.5. Problemas potenciales durante la perforación**

##### *4.3.5.1. Pérdidas de circulación*

Durante la perforación del pozo anterior no se registraron pérdidas de circulación en esta zona, sin embargo se recomienda tener en la locación materiales para el control de pérdidas y para preparar fluido base en caso de ser requerido. Además se debe contar por lo menos con 300 barriles de lodo de reserva.

En caso de presentarse pérdidas se debe seguir árbol de pérdidas de circulación para lodo base aceite mostrado en el anexo A.

##### *4.3.5.2. Inestabilidad*

La formación C8 en el piedemonte llanero generalmente presenta problemas de inestabilidad que sugieren realizar tratamientos al fluido de perforación para compensar la inestabilidad, dirigidos principalmente al sello de las microfracturas con la adición de material dimensionado, asfalto y grafito.

#### **4.3.6. Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo**

Los cálculos de volúmenes se realizaron siguiendo el procedimiento mostrado anteriormente en el desarrollo del intervalo I y II.

En la tabla 20 se muestran las cantidades de producto requeridas para este intervalo.

Tabla 20. Volumen de lodo estimado para el intervalo III

<b>CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO</b>			
Profundidad	Diámetro del hueco	Ensanchamiento del hueco	Tasa de dilución
6680 pies	18,5 pulgadas	15 %	0.75 bbl/pie
<b>VOLUMEN ESTIMADO</b>			<b>BBLS</b>
Tanques			1000
Revestimiento (Casing)			682
Revestimiento (Liner ID)			
Hueco (21.28 pulgadas)			2061
Dilución			3510
Volumen recuperado del intervalo anterior			3000
Total Estimado			10252

Fuente: Autora del proyecto

#### **4.4. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL CUARTO INTERVALO**

De acuerdo al estado mecánico suministrado por la empresa operadora para el cuarto intervalo del pozo se perforaran 4020 ft, desde 6680 ft hasta 10700 ft, con un diámetro de 14.75 pulgadas y posteriormente se completará el hueco con revestimiento de 11.75 pulgadas.

En la perforación de estos 4020 ft serán atravesadas las formaciones Mirador, los Cuervos, Barco, Guadalupe y Gacheta. Como se puede ver, este intervalo presenta gran complejidad litológica, ya que se presentaran zonas de arenas, de lutitas y de intercalaciones de areniscas, lutitas y arcillolitas, por lo cual se debe utilizar un fluido que brinde una buena estabilidad del hueco durante la perforación. En la tabla 21 se muestran las características del intervalo.

Tabla 21. Características del intervalo IV

Profundidad y Espesor del intervalo	Formaciones	Profundidad (Topes) (ft)	Espesor de la formación (ft)	Diámetro del revestimiento (OD) (in)	Diámetro del revestimiento (ID) (in)	Problemas Potenciales
Hueco de 14,75" @ 10700 ft	Mirador	6674	900	Casing de 11,75" @ 10695 ft	11"	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdidas de circulación</li> <li>• Inestabilidad de lutitas</li> <li>• Limpieza del hueco</li> <li>• Pegas por empaquetamiento Hueco apretado</li> <li>• Ovalamiento del hueco</li> </ul>
	Los Cuervos	7574	760			
	Barco	8334	850			
	Guadalupe	9184	800			
	Gacheta	9984	700			

Fuente: Autora del proyecto

Debido a que las formaciones Mirador y Barco están conformadas por arenas, es posible que se presenten pérdidas de circulación durante su perforación. Es por esto que el sistema de fluidos seleccionado debe contar con agentes puenteantes que minimicen las posibilidades de presentar pérdidas de circulación.

La formación Los Cuervos está formada por lutitas inestables, por lo que durante su perforación se debe ajustar el peso del lodo a los requerimientos del hueco y se deben utilizar materiales sellantes y estabilizadores de lutitas para minimizar la presencia de cavings en el hueco y reducir las posibilidades de pega por empaquetamiento.

Las formaciones Guadalupe y Gacheta están formadas por intercalaciones de lutitas y arenas que también presentan tendencia a la inestabilidad.

Se deben mantener las propiedades reológicas en valores que permitan una buena suspensión de cortes y cavings para asegurar la limpieza del hueco.

Teniendo en cuenta estos posibles problemas y sabiendo que el sistema de fluidos base aceite utilizado en la fase anterior minimiza considerablemente la posibilidad de

que se presenten y que por cuestiones de logística y costos puede ser acondicionado y reutilizado en este nuevo intervalo, se ha definido que el sistema de fluidos OBM será utilizado en la perforación de este intervalo.

Durante el desarrollo de la sección anterior, correspondiente al sistema de fluidos que se utilizara durante la perforación del tercer intervalo del pozo, se mencionaron las características, ventajas y los principales componentes del sistema de fluidos OBM que será usado en el desarrollo de este intervalo.

#### 4.4.1. Concentración de materiales

Las concentraciones de productos que se manejaran en el sistema del fluido OBM teniendo en cuenta las características de las formaciones y los requerimientos del hueco durante la perforación se muestran en la tabla 22.

Tabla 22. Concentraciones de productos para el sistema OBM en la perforación del intervalo IV

<b>Producto</b>	<b>6680 - 10700'</b>
<b>Aceite (Diesel)</b>	<b>0.62 bbl</b>
<b>Emulsificante</b>	<b>4.0 – 5.0</b>
<b>Cal, Hidróxido de Calcio</b>	<b>6.0 – 8.0</b>
<b>Controlador de filtrado</b>	<b>4.0 – 6.0</b>
<b>Estabilizador de Lutitas</b>	<b>6.0 - 8.0</b>
<b>Agua</b>	<b>0.11 bbl</b>
<b>Sal (CaCl<sub>2</sub>)</b>	<b>1.5 - 4.0</b>
<b>Viscosificante (Arcilla organofílica)</b>	<b>4.0 – 6.0</b>
<b>Densificante, Barita.</b>	<b>80 – 220</b>
<b>Agente de puenteo, Carbonato de Calcio</b>	<b>10 – 40</b>
<b>Aditivo para perdida de circulación</b>	<b>5.0 – 7.0</b>

<b>Producto</b>	<b>6680 - 10700'</b>
<b>(Material flexible a base de carbón)</b>	
<b>Modificador de Reología</b>	<b>1.5 (Sí es necesario)</b>
<b>Humectante</b>	<b>1.0 – 2.0</b>
<b>Acondicionador de lodo</b>	<b>0.25 – 0.4</b>
<b>Bitumen natural controlador de filtrado</b>	<b>4.0 – 8.0</b>

Fuente: Autora del proyecto

Estas concentraciones son las recomendadas para preparar lodo nuevo. Como se mencionó anteriormente el lodo de la sección anterior será reutilizado en ésta, por lo que las concentraciones de los materiales serán las necesarias para ajustar las propiedades del fluido a los valores programados.

#### **4.4.2. Propiedades sugeridas para el lodo**

##### *4.4.2.1. Densidad del Lodo*

La densidad del lodo recomendada para garantizar la estabilidad del hueco durante la perforación de este intervalo está entre 10.8 y 11.5 lpg. Para determinar este rango se han tenido en cuenta principalmente las densidades utilizadas en los pozos perforados en esta área.

##### *4.4.2.2. Viscosidad Plástica*

En este tipo de lodos la viscosidad siempre se debe mantener en el nivel más bajo posible. Dependiendo de las condiciones de la operación, esta propiedad se puede aumentar añadiendo agua o sólidos y disminuye al añadir aceite y/o mediante el uso correcto del equipo de control de sólidos.

#### 4.4.2.3. *Punto Cedente*

Para garantizar la capacidad de suspensión y arrastre de los cortes de perforación en este intervalo se mantendrá el Yield Point entre 20 y 35 lb/100ft<sup>2</sup>.

#### 4.4.2.4. *Estabilidad Eléctrica*

Al igual que en el intervalo anterior la estabilidad eléctrica de la emulsión deberá estar por encima de 800 mV.

#### 4.4.2.5. *Contenido de Sólidos*

Se seguirá perforando con una concentración menor al 8% de sólidos.

#### 4.4.2.6. *Relación Aceite/Agua*

Es la cantidad relativa de cada líquido en la fase líquida del lodo, para la cual se maneja un rango entre 85/15 y 75/25.

#### 4.4.2.7. *Salinidad*

La salinidad de la fase acuosa (WPS) debe ser ajustada de acuerdo a la actividad de los cortes de Perforación. Las concentraciones de sal, en este caso CaCl<sub>2</sub> deben ser tales que no se alcance la saturación de la salmuera ya que puede causar inestabilidad en el fluido. La salinidad del lodo recomendada está entre 60000 – 100000 mg/lit.

En la tabla 23 se muestran las Propiedades del fluido para el cuarto intervalo.

Tabla 23. Propiedades del lodo durante la perforación del intervalo IV

<b>Propiedad</b>	<b>6680' – 10700'</b>
<b>Densidad, lpg.</b>	<b>10.8 – 11.5</b>
<b>VP, Cp</b>	<b>20 – 30</b>
<b>YP, Lb/100 ft<sup>2</sup></b>	<b>20 – 35</b>
<b>Filtrado HTHP, cc</b>	<b>&lt; 4</b>
<b>Exceso de Cal</b>	<b>&gt; 5</b>
<b>Estabilidad eléctrica, mV</b>	<b>&gt; 800</b>
<b>Sólidos (%)</b>	<b>&lt; 8</b>
<b>Relación Aceite/Agua</b>	<b>85/15- 75/25</b>
<b>WPS, mg/lit <sup>17</sup></b>	<b>60000 – 100000</b>

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.4.3. Recomendaciones durante la perforación

De acuerdo a la densidad programada se empezara la sección con la densidad final de la fase anterior. Debido a esto no se requiere realizar mayores tratamientos al fluido que se va a reutilizar.

Los tratamientos establecidos para mantener las propiedades del sistema lodo base aceite están claramente determinados en la sección anterior, donde se establece específicamente las consideraciones para mantener la estabilidad de la emulsión, la

<sup>17</sup> La salinidad de la fase acuosa será ajustada de acuerdo al seguimiento de la actividad de los cortes de la formación.

relación aceite agua, la viscosidad del fluido, el control de filtración, la salinidad de la fase acuosa, la alcalinidad del lodo entre las principales propiedades del sistema.

La densidad del fluido debe ser ajustada de acuerdo a los valores programados y a la evidencia de problemas operacionales que puedan registrarse durante la operación y que de acuerdo con el análisis de las condiciones operacionales indique que el fluido requiere mayor densidad.

Se debe tener claro, que aunque se reciclara un gran volumen de lodo de la fase anterior, el cual puede ser suficiente para empezar a perforar esta sección, se debe preparar lodo nuevo para compensar las pérdidas por evaporación debido a las altas temperaturas a las que será expuesto el fluido y las pérdidas en los equipos de control de sólidos.

#### **4.4.4. Problemas potenciales durante la perforación**

##### *4.4.4.1. Pérdidas de circulación*

En caso de presentarse pérdidas se debe seguir árbol de pérdidas de circulación para lodo base aceite mostrado en el anexo A.

#### **4.4.5. Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo**

En la tabla 24 se muestran las cantidades de producto requeridas para este intervalo

Tabla 24.Volumen de lodo estimado para el intervalo IV

<b>CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO</b>			
Profundidad	Diámetro del hueco	Ensanchamiento del hueco	Tasa de dilución

CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO			
10700 pies	14.75 pulgadas	15 %	0.75 bbl/pie
VOLUMEN ESTIMADO			BBLS
Tanques			800
Revestimiento (Casing)			1431
Revestimiento (Liner ID)			
Hueco (16.96 pulgadas)			1125
Dilución			3015
Volumen recuperado del intervalo anterior			3000
Total Estimado			9371

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.5. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL QUINTO INTERVALO

De acuerdo al estado mecánico suministrado por la operadora para el quinto intervalo del pozo se perforarán 3370 ft, desde 10700 ft hasta 14070 ft, con un diámetro de 10.625 pulgadas y posteriormente se completará el hueco con liner de 9.625 pulgadas.

Durante la perforación de estos 3370 ft serán atravesadas las formaciones Carbonera C8 y aproximadamente 500 ft de la formación Mirador tal como se muestra en la tabla 23.

En la tabla 25 se muestran las características de este intervalo.

Tabla 25. Características del intervalo V

Profundidad y Espesor del intervalo	Formaciones	Profundidad (Topes) (ft)	Espesor de la formación (ft)	Diámetro del revestimiento (OD) (in)	Diámetro del revestimiento (ID) (in)	Problemas Potenciales
Hueco de 10,625" @ 14070 ft	C8	11740	891	Liner de 9,625" @ 14065 ft	8,681"	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inestabilidad de lutitas</li> <li>Limpieza del</li> </ul>

Profundidad y Espesor del intervalo	Formaciones	Profundidad (Topes) (ft)	Espesor de la formación (ft)	Diámetro del revestimiento (OD) (in)	Diámetro del revestimiento (ID) (in)	Problemas Potenciales
	Mirador A	12631	469			hueco • Pegas por empaquetamiento
	C8	13100	964			

Fuente: Autora del proyecto

Teniendo en cuenta las características del intervalo conformado principalmente por lutitas inestables se ha definido que el sistema de fluidos OBM será reutilizado nuevamente en la perforación de este intervalo.

Anteriormente se mencionaron las características, ventajas y los principales componentes del sistema de fluidos OBM que será usado en el desarrollo de este intervalo.

Desde el inicio de la perforación se deben utilizar materiales para dar estabilidad al hueco y sellar micro facturas como asfaltos, grafitos y carbonato de calcio dimensionado. También se debe ajustar el peso del lodo de acuerdo a los requerimientos del hueco.

Se deben mantener las propiedades reológicas en valores que permitan una buena suspensión de cortes y cavings para asegurar la limpieza del hueco y evitar pegas por empaquetamiento.

#### 4.5.1. Concentración de materiales

Las concentraciones de productos que se manejarán en el sistema del fluido OBM durante la perforación del quinto intervalo, teniendo en cuenta las características de la formación y los requerimientos durante la perforación son las mostradas en la tabla 26.

Tabla 26. Concentraciones de productos para el sistema OBM en la perforación del intervalo V

<b>Producto</b>	<b>10700- 14070'</b>
<b>Aceite (Diesel)</b>	<b>0.62 bbl</b>
<b>Emulsificante</b>	<b>4.0 – 6.0</b>
<b>Cal, Hidróxido de Calcio</b>	<b>6.0 – 8.0</b>
<b>Controlador de filtrado</b>	<b>4.0 – 6.0</b>
<b>Estabilizador de Lutitas</b>	<b>6.0 - 12.0</b>
<b>Agua</b>	<b>0.11 bbl</b>
<b>Sal (CaCl<sub>2</sub>)</b>	<b>1.0 - 4.0</b>
<b>Viscosificante (Arcilla organofílica)</b>	<b>2.0 – 6.0</b>
<b>Densificante, Sulfato de Bario.</b>	<b>60 – 100</b>
<b>Agente de puenteo, Carbonato de Calcio</b>	<b>10 – 40</b>
<b>Aditivo para pérdida de circulación (Material flexible a base de carbón)</b>	<b>5.0 – 7.0</b>
<b>Modificador de Reología</b>	<b>1.5 (Sí es necesario)</b>
<b>Humectante</b>	<b>1.0 – 1.5</b>
<b>Acondicionador de lodo</b>	<b>0.25 – 0.5</b>
<b>Bitumen natural controlador de filtrado</b>	<b>4.0 – 8.0</b>

Fuente: Autora del proyecto

Estas concentraciones sólo son recomendadas para preparar lodo nuevo. Como el lodo de la sección anterior será reutilizado, las concentraciones de los materiales serán las necesarias para ajustar las propiedades del fluido a los valores programados.

## **4.5.2. Propiedades sugeridas para el lodo**

### *4.5.2.1. Densidad del Lodo*

La densidad del lodo para la perforación de este intervalo está entre 8.8 y 10.0 lpg. Para determinar este rango se han tenido en cuenta principalmente las densidades utilizadas en los pozos perforados en esta área.

### *4.5.2.2. Viscosidad Plástica*

En este tipo de lodos la viscosidad siempre se debe mantener en el nivel mas bajo posible. Dependiendo de las condiciones de la operación, esta propiedad se puede aumentar añadiendo agua o sólidos y disminuye al añadir aceite y/o mediante el uso correcto del equipo de control de sólidos.

### *4.5.2.3. Punto Cedente*

Para garantizar la capacidad de suspensión y arrastre de los cortes de perforación en este intervalo se mantendrá el Yield Point entre 20 y 30 lb/100ft<sup>2</sup>.

### *4.5.2.4. Estabilidad Eléctrica*

Al igual que en el intervalo anterior la estabilidad eléctrica de la emulsión deberá estar por encima de 800 mV.

### *4.5.2.5. Contenido de Sólidos*

Se seguirá perforando con una concentración menor al 8% de sólidos.

#### 4.5.2.6. *Relación Aceite/Agua*

Es la cantidad relativa de cada líquido en la fase líquida del lodo, para la cual se maneja un rango entre 85/15 y 75/25.

#### 4.5.2.7. *Salinidad*

El valor de la salinidad se ha definido teniendo en cuenta la salinidad de los lodos base aceite utilizado en la perforación de otros pozos en el piedemonte llanero. La salinidad del lodo recomendada esta entre 60000 – 100000 mg/lit.

En la tabla 27 se muestran las Propiedades del fluido para la perforación del quinto intervalo.

Tabla 27. Propiedades del lodo durante la perforación del intervalo V

<b>Propiedad</b>	<b>10700' – 14070'</b>
<b>Densidad, lpg.</b>	<b>8.8 – 10.0</b>
<b>VP, cP</b>	<b>15 - 25</b>
<b>YP, Lb/100 ft<sup>2</sup></b>	<b>20 – 30</b>
<b>Filtrado HTHP, cc</b>	<b>&lt; 4</b>
<b>Estabilidad eléctrica, mV</b>	<b>&gt; 800</b>
<b>Sólidos (%)</b>	<b>&lt; 8</b>
<b>Relación Aceite/Agua</b>	<b>85/15 -75/25</b>
<b>WPS, mg/lit</b>	<b>60000 – 100000</b>

Fuente: Autora del proyecto

#### **4.5.3. Recomendaciones durante la perforación**

Para el inicio de perforación de este intervalo se reutilizara el lodo de la fase anterior, sin embargo se debe tener en cuenta que este lodo tiene una densidad superior al peso programado para el inicio de esta fase, por lo tanto este fluido deberá tratarse con centrifugas decantadoras de sólidos para reducir la peso del lodo.

Además, para cuando se dé inicio a esta fase se espera que el fluido base utilizado para perforar la sección de yacimiento del pozo anterior ya esté disponible para ser utilizado en este. Sin embargo se debe tener en cuenta que este lodo debe ser acondicionado para alcanzar las propiedades programadas para este intervalo.

Se estima que podrán reutilizarse aproximadamente 2000 Bbls provenientes de la fase de yacimiento del pozo anterior.

Respecto al manejo de la densidad fluido se recomienda empezar con una densidad alrededor de 9.7 lpg para evitar problemas de estabilidad del hueco asociado a la presencia de lutitas de la formación C8. Se recomienda ir incrementando la densidad del fluido gradualmente hasta 10.5 lpg con el objeto de compensar el envejecimiento del hueco.

Las consideraciones específicas para el tratamiento del fluido de perforación en orden de mantener la estabilidad de la emulsión, las propiedades reológicas, el control de la filtración y manejo de la salinidad están explicadas al detalle en la sección de 18 pulgadas.

#### **4.5.4. Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo**

En la tabla 28 se muestran las cantidades de producto requeridas para este intervalo

Tabla 28.Volumen de lodo estimado para el intervalo V

<b>CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO</b>			
Profundidad	Diámetro del hueco	Ensanchamiento del hueco	Tasa de dilución
10700 pies	10.625 pulgadas	15 %	0.75 bbl/pie
<b>VOLUMEN ESTIMADO</b>			<b>BBLs</b>
Tanques			800
Revestimiento (Casing)			1186
Revestimiento (Liner ID)			
Hueco (12.22 pulgadas)			490
Dilución			2528
Volumen recuperado del intervalo anterior			4500
Total Estimado			9503

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.6. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL SEXTO INTERVALO

De acuerdo al estado mecánico suministrado por la operadora para el sexto intervalo del pozo se perforaran 2820 ft, desde 14070 ft hasta 16890 ft, con un diámetro de 8.5 pulgadas y posteriormente se completará el hueco con liner de 7 pulgadas.

En la perforación de estos 2820 ft será alcanzada la zona de interés correspondiente a la formación Mirador, la cual se atravesara en dos zonas de 500 ft cada una. Además se atravesaran las lutitas de las formaciones Los Cuervos y Carbonera C-8.

En la tabla 29 se muestran las características de este intervalo.

Tabla 29. Características del intervalo VI

Profundidad y Espesor del intervalo	Formaciones	Profundidad (Topes) (ft)	Espesor de la formación (ft)	Diámetro del revestimiento (OD) (in)	Diámetro del revestimiento (ID) (in)	Problemas Potenciales
Hueco de 8,5" @ 16890 ft	Mirador B (Zona de interés)	14064	500	Liner de 9,625" @ 16885 ft	8,681"	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daño a la formación</li> <li>• Inestabilidad de lutitas</li> <li>• Influjos de fluidos</li> <li>• Pegas Diferenciales</li> </ul>
	Cuervos	14564	720			
	C-8	15284	350			
	Mirador C (Zona de interés)	15634	500			
	Cuervos	16134	750			

Fuente: Autora del proyecto

En este intervalo se encontrara la formación de interés por lo tanto el fluido seleccionado para la perforación debe ser tal que minimice las posibilidades de daño a la formación.

Los aditivos del fluido no deben reducir la permeabilidad de la formación ni taponar los poros de la misma.

Nuevamente se perforaran las formaciones Los Cuervos y Carbonera C8 que están conformadas por lutitas inestables, por lo cual se debe utilizar un sistema de fluidos que brinde una buena estabilidad a las paredes del hueco.

Es posible evidenciar este problema debido a las características de las formaciones a perforar. Unas buenas características de puenteo y filtración del fluido, contribuirán a contrarrestar este problema.

A estas altas profundidades, con un hueco de tamaño reducido se pueden presentar pegas diferenciales al perforar las arenas permeables de la formación mirador debido al bajo gradiente de presión que se puede presentar, por lo cual se debe controlar el peso del lodo, ya que un peso excesivo aumenta la presión diferencial y el riesgo de pegadura, además se debe utilizar un sistema de fluidos que minimice el filtrado y el espesor del revoque.

Teniendo en cuenta los aspectos mencionados anteriormente, que los fluidos base aceite proporcionan una estabilidad de lutitas considerablemente mejor para los intervalos productivos donde las secciones de lutitas están intercaladas con la formación productiva<sup>18</sup>, y siguiendo las recomendaciones planteadas en la perforación de pozos anteriores se utilizará un sistema de fluidos base aceite diseñado especialmente para perforar la zona de yacimiento.

#### **4.6.1. Principales componentes del sistema OBM para zona de yacimiento.**

El sistema OBM que se usara para la perforación de la zona de interés tiene la misma formulación que el sistema OBM utilizado en los intervalos anteriores, sin embargo para dar estabilidad a las paredes del hueco no se utilizan materiales a base de asfaltos ni de grafitos, ya que estos pueden bloquear los poros de la formación productora. Para sellar microfracturas de las zonas con poca estabilidad se utilizara Carbonato de Calcio dimensionado.

Otra característica del sistema es que se utiliza un producto diferente como controlador de filtrado, es un copolímero que puede proveer control de filtrado a alta presión y temperatura en todos los sistemas de fluidos no acuosos. Este producto constituye parte fundamental del sistema, ya que su base polimérica permite reducir estrictamente las propiedades de filtración del fluido base aceite. Este controlador de filtrado reemplaza satisfactoriamente la Leonardita organofílica utilizada convencionalmente como controlador de filtrado en sistemas de lodo base aceite.

#### **4.6.2. Concentración de materiales**

Las concentraciones de productos que se manejaran en el sistema del fluido OBM, teniendo en cuenta las características de la formación y los requerimientos durante la perforación se muestran en la tabla 30.

---

<sup>18</sup> MI

Tabla 30. Concentraciones de productos del sistema OBM durante la perforación del intervalo

VI

Producto	14070' – 16890'
Aceite (Diesel)	0.683 bbl
Emulsificante	4.0 – 6.0
Cal, Hidróxido de Calcio	5.0 – 7.0
Controlador de filtrado	3.0 – 5.0
Agua	0.178 bbl
Sal (CaCl <sub>2</sub> )	3.0 - 3.8
Viscosificante (Arcilla organofílica)	8.0 – 10.0
Densificante, Carbonato de Calcio.	60 – 100
Agente de puenteo, Carbonato de Calcio	15 - 25
Aditivo para pérdida de circulación (Material flexible a base de carbón)	2.0 – 5.0
Modificador de Reología	1.5 – 3.0

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.6.3. Propiedades sugeridas para el lodo

##### 4.6.3.1. Densidad del Lodo

La densidad del lodo se mantendrá lo más bajo posible para asegurar el mínimo overbalance y reducir la invasión de lodo - finos, minimizando los riesgos de pega diferencial y pérdidas de circulación. La densidad del lodo recomendada para la perforación de este intervalo está entre 8.7 y 9.5 lpg.

#### 4.6.3.2. *Viscosidad Plástica*

La viscosidad plástica del lodo base aceite es mantenida en rango similar al de los lodos base agua de pesos comparables. Para este intervalo se mantendrá la viscosidad en el rango de 15-30 cp.

#### 4.6.3.3. *Punto Cedente*

El valor de cedencia de un lodo base aceite es mantenido en un rango similar al de los lodos base agua de pesos comparables siempre y cuando se garantice la capacidad de suspensión y arrastre de los cortes de perforación. Para este intervalo se mantendrá este valor entre 20 y 30 lb/100ft<sup>2</sup>

#### 4.6.3.4. *Estabilidad Eléctrica*

La estabilidad eléctrica da una indicación de que bien emulsionada está la fracción de agua en el aceite. Para este intervalo se mantendrá la estabilidad eléctrica de la emulsión por encima de 1000 mV.

#### 4.6.3.5. *Contenido de Sólidos*

Por ser el intervalo de yacimiento se debe manejar la concentración de sólidos más baja posible con el fin de evitar el taponamiento de los poros de la formación.

#### 4.6.3.6. *Relación Aceite/Agua*

Es la cantidad relativa de cada líquido en la fase líquida del lodo, para la cual se maneja un rango entre 90/10 y 95/5.

#### 4.6.3.7. Salinidad

Las concentraciones de sal deben ser tales que no se alcance la saturación de la salmuera ya que puede causar inestabilidad en el fluido. La salinidad del lodo recomendada esta entre 60000 – 100000 mg/lit. La salinidad de la fase acuosa (WPS) debe ser ajustada de acuerdo a la actividad de los cortes de Perforación.

En la tabla 31 se muestran las Propiedades del fluido para el sexto intervalo.

Tabla 31. Propiedades del Fluido durante la perforación del intervalo VI

Propiedad	14070' – 16890'
Densidad, lpg.	8.7 – 9.5
VP, Cp	15 – 30
YP, Lb/100 ft <sup>2</sup>	20 – 30
PPT, cc, @1000 psi/ 250 F, 35 mic	< 8
Filtrado HPHT, cc, @ 250°F	< 3.0
Estabilidad Eléctrica	> 1000
ROW	90/10 – 95/5
Sólidos (%)	Lo más bajo posible
WPS, mg/lit	60,000 – 100,000

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.6.4. Recomendaciones durante la perforación

Al tratarse de la fase de yacimiento se recomienda manejar menor porcentaje de agua (máximo 10%) en la formulación, de esta manera se reduce la posibilidad de afectar la mojabilidad de la roca, se requiere menores concentraciones de agentes emulsificantes, minimizando de igual manera el daño de formación asociado a este concepto.

Un mayor porcentaje de aceite en la formulación reduce aún más la interacción entre la roca y el fluido de perforación, teniendo en cuenta que en la sección de yacimiento, según el estado mecánico del pozo, se encuentran formaciones con tendencia a la inestabilidad tal como la formación C8.

El fluido será densificado con carbonato de calcio de diferentes dimensiones, las concentraciones de los distintos carbonatos serán ajustadas de acuerdo con el estudio para diseñar la formulación para yacimiento.

La adición de carbonato de calcio se usará para puentear la porosidad alta de las formaciones en el yacimiento. Es importante mantener la concentración de sólidos de puenteo dentro de un 33% y un 100% del tamaño de garganta de poro, partículas muy finas entraran a la formación aumentando el daño y partículas demasiado gruesas serán llevadas a superficie por el flujo de lodo en el anular sin lograr puentear la cara de la formación. Las adiciones de Carbonato de Calcio se deben realizar preferiblemente de forma horaria esto con el fin de mantener siempre una concentración de Carbonato de Calcio con el tamaño adecuado para el puenteo, pues gran Carbonato de Calcio adicionado se pierde en el equipo de control de sólidos o sufre una degradación mecánica de su tamaño.

Las centrifugas se utilizarán solo en caso de requerirse reducción en el peso del lodo. Los equipos de control de sólidos deben ser monitoreados continuamente para una efectiva remoción de los sólidos de formación y así evitar al máximo la utilización de las centrífugas.

Para llevar a cabo el desplazamiento del fluido base aceite utilizado en la perforación del intervalo anterior por este nuevo sistema de fluidos se plantea seguir el procedimiento establecido de acuerdo a la experiencia con este tipo de fluidos por Halliburton Baroid Drilling Fluids.

## **Procedimiento para el desplazamiento del lodo Base Aceite Pesado por Base Aceite Liviano Tipo OBM Dril-N<sup>19</sup>:**

- Bajar tubería con broca hasta tocar el cemento y levantar 2 pies.
- Bombear 40 barriles de diesel seguidos de 50 barriles de lodo base aceite liviano con alta viscosidad (>180 seg/qt).
- Comenzar el desplazamiento con el lodo nuevo tan rápido como sea posible, evitando flujo turbulento dentro del anular. Rotar la tubería cuando se esté desplazando. Mantener una rata constante de bombeo.
- Chequear los retornos. Si es posible, recibir el diesel en el tanque de viaje para su posterior reutilización, o de lo contrario incorporarlo al sistema directamente.
- Tan pronto sea identificado el lodo nuevo, pasar los retornos sobre los shakers.

### **4.6.5. Problemas potenciales durante la perforación**

#### *4.6.5.1. Daño de formación*

Las areniscas de la formación de interés son altamente susceptibles a daño en la formación por invasión de lodo y partículas finas. El lodo será manejado para minimizar la pérdida de fluido mediante el puenteo efectivo de las gargantas de poro de las areniscas.

Debido a la importancia de minimizar el daño de formación en la formación productora, los estándares más altos de ingeniería serán seguidos en esta sección. El equipo de control de sólidos y las propiedades del fluido deberán ser vigilados muy de cerca. Todos los movimientos del lodo serán medidos y registrados cuidadosamente para estar seguros de que no haya errores que puedan afectar la veracidad de los cálculos de la concentración de los productos.

---

<sup>19</sup> Portal interno de HALLIBURTON, Knowledge Management community/Baroid, Disponible en: <http://sphou/sites/KMBaroid/default.aspx>

#### 4.6.5.2. *Estabilidad del hueco*

Problemas de inestabilidad física se pueden presentar en esta sección. La inestabilidad física se encuentra asociada a altas velocidades anulares en conjunto con bajas viscosidades del lodo produciendo flujo turbulento y por lo tanto erosión del hueco. Este problema se puede minimizar ajustando las propiedades del fluido y el caudal de flujo para alcanzar flujo laminar en el anular y una adecuada capacidad de acarreo.

En caso de evidenciar problemas de inestabilidad está programado la incorporación al sistema de material sellante de microfracturas.

#### 4.6.5.3. *Influjo de fluidos*

Un problema potencial de influjo de fluidos se puede presentar en el intervalo, el cual además de ser un problema de control de pozo es un problema de contaminación del lodo. En caso de detectarse el influjo se debe dar una respuesta rápida ya que la magnitud del disparo tiende a aumentar con el tiempo.

Para controlar el influjo se recomienda incrementar la densidad hasta donde sea requerida con adiciones de carbonato de calcio.

#### 4.6.5.4. *Pegas Diferenciales*

Excesivos diferenciales de presión a través de las zonas permeables de bajo gradiente de presión que se pueden encontrar en esta sección pueden originar pegas diferenciales de tubería.

Aún con bajo sobre balance siempre hay que estar alerta a la posibilidad de experimentar este tipo de pega de tubería. En este punto es muy importante una buena calidad del revoque del lodo.

Algunos factores a tener en cuenta para reducir la posibilidad de experimentar pegas diferenciales de tubería son los siguientes:

- Reducir el sobrebalance al máximo como sea posible.
- Uso de Carbonato de calcio como agente puenteante de los poros de las arenas minimizando la invasión del filtrado y el lodo a la formación.

#### 4.6.5.5. Pérdida de Circulación

En caso que se presenten pérdidas por filtración, se puede adicionar al sistema material fibroso y aumentar las adiciones de Carbonato de Calcio de tamaño grueso. Si las pérdidas se incrementan, se bombearán píldoras LCM con estos mismos productos variando su concentración según se muestra en el árbol de decisiones presentado en el anexo A.

#### 4.6.6. Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo

En la tabla 32 se muestran las cantidades de producto requeridas para este intervalo

Tabla 32. Volumen de lodo estimado para el intervalo VI

CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO			
Profundidad	Diámetro del hueco	Ensanchamiento del hueco	Tasa de dilución
16890 pies	8.5 pulgadas	15 %	0.75 bbl/pie
VOLUMEN ESTIMADO			BBLS
Tanques			800
Revestimiento (Casing)			1186
Revestimiento (Liner ID)			271
Hueco (9.78 pulgadas)			262

CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO	
Dilución	2115
Volumen recuperado del intervalo anterior	0
Total Estimado	4635

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.7. SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA PERFORACIÓN DEL SÉPTIMO INTERVALO

De acuerdo al estado mecánico suministrado por la operadora para el séptimo intervalo del pozo se perforaran 1830 ft, desde 16890 ft hasta 18714 ft, con un diámetro de 6 pulgadas y al finalizar la perforación se bombeara una lechada de cemento para crear un tapón en la formación.

En la perforación de estos 1830 ft será perforada nuevamente la formación de interés Mirador, la cual tiene un espesor de 400 ft. Además se atravesaran las lutitas de las formaciones Los Cuervos y Carbonera C-8, tal como se muestra en la tabla 33.

Tabla 33. Características del intervalo VII

Profundidad y Espesor del intervalo	Formaciones	Profundidad (Topes) (ft)	Espesor de la formación (ft)	Diámetro del revestimiento (OD) (in)	Diámetro del revestimiento (ID) (in)	Problemas Potenciales
Hueco de 6" @ 18714 ft	Barco	16884	590	Tapón de abandono	----	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daño a la formación</li> <li>• Perdidas de circulación</li> <li>• Influjos de fluidos</li> <li>• Pegas Diferenciales</li> </ul>
	C-8	17474	590			
	Mirador D	18064	400			
	Cuervos	18464	250			

Fuente: Autora del proyecto

En este último intervalo se perforaran nuevamente la formación de interés Mirador y las formaciones Los Cuervos y C8 por lo tanto se continuara utilizando el mismo sistema de fluidos con las mismas características, propiedades y concentraciones que se utilizaron en el intervalo anterior.

De igual manera, se realizara el mismo tratamiento al fluido y se seguirán las mismas recomendaciones planteadas en el intervalo anterior para mantener las propiedades del fluido.

#### 4.7.1. Concentración de materiales

La concentración de materiales en el sistema de fluidos de este intervalo se muestra en la tabla 34.

Tabla 34. Concentraciones de productos del sistema OBM en la perforación del intervalo VII

<b>Producto</b>	<b>16890' – 18714'</b>
<b>Aceite (Diesel)</b>	<b>0.683 bbl</b>
<b>Emulsificante</b>	<b>4.0 – 6.0</b>
<b>Cal, Hidróxido de Calcio</b>	<b>5.0 – 7.0</b>
<b>Controlador de filtrado</b>	<b>3.0 – 5.0</b>
<b>Agua</b>	<b>0.178 bbl</b>
<b>Sal (CaCl<sub>2</sub>)</b>	<b>3.0 - 3.8</b>
<b>Viscosificante (Arcilla organofílica)</b>	<b>8.0 – 10.0</b>
<b>Densificante, Carbonato de Calcio.</b>	<b>60 – 100</b>
<b>Agente de puenteo, Carbonato de Calcio</b>	<b>15 – 25</b>
<b>Aditivo para pérdida de circulación (Material flexible a base de carbón)</b>	<b>2.0 – 5.0</b>
<b>Modificador de Reología</b>	<b>1.5 – 3.0</b>

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.7.2. Propiedades sugeridas para el lodo

Las propiedades de lodo sugeridas se muestran en la tabla 35.

Tabla 35. Propiedades del Fluido durante la perforación del intervalo VII

Propiedad	16890' – 18714'
Densidad, lpg.	8.7 – 9.5
VP, Cp	15 – 30
YP, Lb/100 ft <sup>2</sup>	20 – 30
PPT, cc, @1000 psi/ 250 F, 35 mic	< 8
Filtrado HPHT, cc, @ 250°F	< 3.0
Estabilidad Eléctrica	> 1000
ROW	90/10 – 95/5
Sólidos (%)	Lo más bajo posible
WPS, mg/lit	60,000 – 100,000

Fuente: Autora del proyecto

#### 4.7.3. Cantidad de productos y volúmenes de fluidos estimados para la perforación del intervalo

En la tabla 36 se muestran las cantidades de producto requeridas para este intervalo

Tabla 36. Volumen de lodo estimado para el intervalo VII

CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO			
Profundidad	Diámetro del hueco	Ensanchamiento del hueco	Tasa de dilución
18714 pies	6 pulgadas	15 %	0.75 bbl/pie
VOLUMEN ESTIMADO			BBLS
Tanques			900
Revestimiento (Casing)			1186

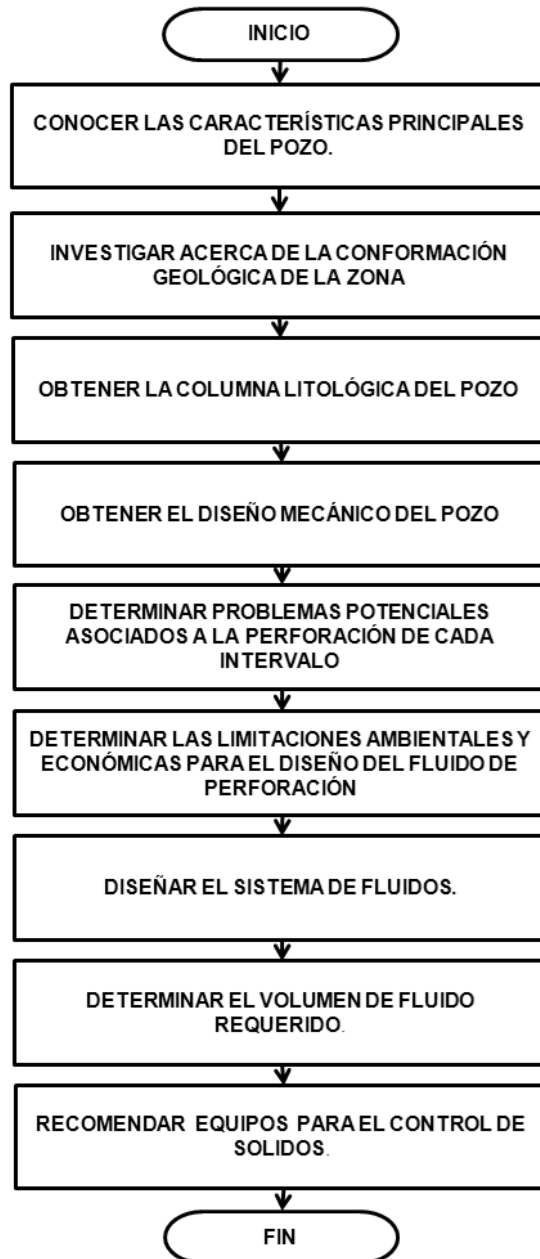
<b>CARACTERÍSTICAS DEL INTERVALO</b>	
Revestimiento (Liner ID 1)	271
Revestimiento (Liner ID 2)	124
Hueco (6.9 pulgadas)	85
Dilución	1368
Volumen recuperado del intervalo anterior	2500
<b>Total Estimado</b>	<b>6434</b>

Fuente: Autora del proyecto

## 5. METODOLOGÍA PARA LA FORMULACIÓN DE UN LODO DE PERFORACIÓN

En la figura 6 se hace un resumen de la forma en cómo se podría llevar a cabo la formulación del lodo de perforación, el cual se detalla paso a paso en la tabla 35.

Figura 7. Diagrama de Flujo para el diseño de un programa de fluidos de perforación



Fuente: Autora del proyecto

## 5.1. PROCEDIMIENTO

La forma detallada para la perforación de un pozo cualquiera se muestra en la tabla 37.

Tabla 37. Procedimiento para el diseño de un programa de fluidos de perforación

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
1	<p><b>Conocer las características principales del pozo.</b></p> <p><b>Ubicación.</b> La compañía encargada de la operación del pozo debe suministrar las coordenadas y/o mapa del sitio donde se ubicara el mismo.</p> <p><b>Tipo.</b> Esta información es muy importante para el diseño del fluido ya que dependiendo de la naturaleza del pozo y de información disponible del área donde estará ubicado se deben tener ciertas consideraciones y precauciones durante la perforación.</p> <p>Si el proyecto corresponde a un pozo estratigráfico que se perfora con el fin de obtener información de una zona geológicamente desconocida se sabe que la información es limitada y, por consiguiente para el diseño del fluido de perforación se tendrá en cuenta la litología y la poca información determinada, a lo sumo, mediante estudios sísmicos o gravimétricos.</p> <p>Si se perfora un pozo exploratorio, se sabe que la información disponible se ha obtenido de estudios geológicos y geofísicos realizados en el campo prospecto y se cree que posiblemente existan hidrocarburos almacenados en el mismo. Para el diseño del fluido de perforación se cuenta con mayor información geológica que en un pozo estratigráfico y se debe utilizar un fluido especial para la zona donde se presume la existencia de Hidrocarburos.</p> <p>Si se va a perforar un pozo de desarrollo de un campo se cuenta con</p>	<p>Empresa operadora</p>

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>toda la información necesaria para diseñar el programa de fluidos. Se conoce la información litológica, los fluidos utilizados y los problemas presentados en la perforación de los pozos anteriores en el mismo campo lo cual permitirá desarrollar un fluido en el que se tengan en cuenta estos aspectos con el fin de obtener un mejor desempeño.</p> <p><b>Trayectoria.</b> Conocer la trayectoria del pozo permitirá definir si el pozo es vertical o direccional, gracias a esto se podrán determinar zonas críticas y cuidados especiales durante la perforación. Por ejemplo, en un pozo horizontal se debe utilizar un fluido que asegure la limpieza del hueco, ya que debido a su trayectoria tiene mayor probabilidad de presentar problemas como pegas de tubería. Además, el diseño del fluido, los productos a utilizar y los planes de acción ante los posibles eventos durante la perforación se deben realizar teniendo en cuenta la presencia de herramientas direccionales que son utilizadas para dirigir la trayectoria de este tipo de pozos o incluso de algunos totalmente verticales.</p> <p><b>Profundidad total programada.</b> Es la profundidad a la que se encuentra el objetivo de la perforación. De acuerdo a la profundidad vertical alcanzada, el pozo puede ser:</p> <p>Somero: menor a 15000 ft</p> <p>Profundo: entre 15000 y 20000 ft</p> <p>Ultraprofundo: mayor a 20000 ft</p>	
2	<p><b>Investigar acerca de la conformación geológica de la zona.</b> Obtener toda la información geológica posible de la cuenca, bloque o área donde se llevará a cabo la perforación del pozo. Con ello se podrá realizar un análisis general del tipo de formaciones que conforman el área y determinar cuál es la roca madre, roca reservorio y roca sello de la cuenca; siendo de mucha importancia determinar y conocer las características de la roca reservorio ya que el objetivo de la operación se centra en el éxito durante la perforación de esta formación rocosa.</p>	Organización encargada del diseño del fluido de perforación.

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
3	<p><b>Obtener la columna litológica del pozo.</b> Obtener la columna litológica que ha sido pronosticada, específica del sitio donde se ubicara el pozo, esto permite obtener más detalles acerca de la configuración de las formaciones que serán perforadas. Aunque estas suelen ser las mismas a lo largo de una cuenca sedimentaria, se presentan bloques afallados y otras anomalías geológicas que hacen que su configuración varíe. A través de esta columna se conocerán los topes, bases y espesores de las formaciones que serán perforadas.</p>	Empresa operadora
4	<p><b>Obtener el diseño mecánico del pozo.</b> En el diseño mecánico, que es determinado mediante el perfil de presiones del pozo, se definen los intervalos en los cuales se llevara a cabo la perforación y se suministra información importante de cada uno de ellos tal como, el espesor del intervalo, el diámetro del hueco y diámetro del revestimiento (si lo hubiere) y las profundidades de asentamiento de esta tubería.</p>	Empresa operadora
5	<p><b>Determinar problemas potenciales asociados a la perforación de cada intervalo.</b> Una vez se conocen los tipos de rocas que serán perforadas se debe indagar acerca de sus características físico-químicas para determinar los problemas potenciales que se pueden presentar durante la perforación. . La decisión de adicionar o no cierto producto al sistema de fluidos dependen principalmente de este análisis y puede ser tan decisivo como para llevar al fracaso el proyecto de perforación.</p> <p>La selección del fluido de perforación debe hacerse de acuerdo a las condiciones y problemáticas específicas del pozo a perforar, por lo que cada uno de sus intervalos debe ser analizado detalladamente.</p> <p>Los principales problemas que se pueden presentar en la perforación de pozos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Influjos de Fluidos</li> <li>• Perdidas de Circulación</li> <li>• Pegas de tubería</li> <li>• Inestabilidad del hueco</li> <li>• Daño a la formación productora</li> </ul>	Organización encargada del diseño del fluido de perforación.

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presencia de agentes contaminantes</li> </ul> <p><b>Obtener información acerca de los pozos Off Set perforados en el área.</b> Se debe indagar y obtener toda la información disponible acerca del sistema de fluidos utilizado y los problemas registrados en la perforación de pozos en el mismo campo, de campos vecinos y/o algunos antecedentes del área. Si no se cuenta con ninguna información de este tipo se deben analizar los sistemas de fluidos de perforación utilizados en proyectos similares llevados a cabo en otras zonas.</p> <p>Se deben determinar problemas asociados a la profundidad del intervalo que deben ser tenidos en cuenta al momento de determinar el sistema de fluidos.</p> <p>- Diámetro del hueco. A profundidades someras, el diámetro del hueco tiende a ser grande y se debe asegurar la estabilidad y limpieza del mismo. A grandes profundidades se presentan diámetros de hueco reducidos y algunas veces huecos apretados que presentan restricciones durante la perforación y deben modificarse parámetros para continuar la operación.</p> <p>-Temperatura. Se relaciona directamente con la profundidad del pozo por lo general, cuando se manejan grandes profundidades se deben utilizar fluidos base aceite o sintéticos ya que sus componentes son mas resistentes a las altas temperaturas que los de un lodo base agua.</p> <p>-Formación Productora: se debe tener especial cuidado al perforar esta formación, ya que el objetivo de la perforación se centra en la íntegramente en esta zona. Se debe seleccionar un sistema de fluido especial asociado a productos de perforación que minimicen cualquier posibilidad de daño a la formación.</p>	
6	<p><b>Determinar las limitaciones ambientales y económicas para el diseño del fluido de perforación.</b> De acuerdo a las necesidades y</p>	Organización encargada del

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>problemas que se pueden presentar durante la perforación del pozo será requerida la utilización de ciertos productos en el fluido, lo cual es previamente concertado con la empresa operadora. Sin embargo, los productos a utilizar deben estar enmarcados en lo permitido por la legislación colombiana aplicable para este tipo de sustancias químicas y su afectación ambiental en el área donde se lleva a cabo la operación. Para Colombia las guías de manejo ambiental para las operaciones relacionadas con la industria petrolera pueden ser consultadas en la base de datos del ministerio de ambiente y desarrollo sostenible.</p> <p>Por lo general, en los intervalos someros (menor a 2000 ft) se presentan problemas de pérdidas de circulación que están relacionados con la contaminación al medio ambiente, por lo que el fluido seleccionado para la perforación de éstos debe garantizar el menor impacto en caso de presentarse alguna pérdida de fluido hacia la formación y hacia los sistemas acuíferos que puedan estar cercanos a la zona donde se está llevando a cabo la operación. Esto limita el sistema a un fluido base agua ya que uno base aceite ocasionaría grandes daños ambientales en las áreas cercanas a la perforación.</p> <p>Otra limitante importante que se puede presentar para el diseño del sistema de fluidos es el factor económico. Si la empresa operadora cuenta con un presupuesto limitado se debe diseñar un fluido acorde al mismo sin dejar de lado los requerimientos mínimos que se tengan para garantizar una perforación exitosa. Esta limitante puede afectar la operación cuando, debido a los problemas de inestabilidad del hueco por la presencia de lutitas, se recomienda utilizar un fluido base aceite pero por bajo presupuesto no es posible hacerlo y se debe recurrir a un fluido base agua con buenas características de inhibición pero que no brinda la mismas condiciones que el fluido recomendado.</p>	<p>diseño del fluido de perforación.</p>
7	<p><b>Determinar la Ventana de densidades del lodo.</b> Conociendo las presiones de la formación y de fractura se determinan, utilizando el concepto de presión Hidrostática del fluido, las densidades mínimas y máximas que puede tener el lodo para poder controlar las presiones de la formación y evitar que los fluidos entren al pozo, al igual que evitar fracturar la formación al inducir la entrada de lodo a</p>	

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>la formación por presiones excesivas.</p> <p>Para determinar estas presiones debemos conocer los gradientes de presión y de fractura de la formación determinados mediante registros y pruebas de inyección. Estos datos, por lo general, son suministrados por la compañía operadora del proyecto.</p>	
8	<p><b>Diseñar el sistema de fluidos.</b> Una vez determinados todos los problemas asociados a cada uno de los intervalos de perforación se debe determinar el sistema de fluidos adecuado para cada uno de ellos y la combinación de productos indicada para optimizar su desempeño y minimizar los problemas durante la perforación.</p> <p><b>Intervalos Conductor y Superficial.</b></p> <p>Por lo general las formaciones presentes en el inicio de un pozo a profundidades no mayores a 500 ft no son reactivas sino mas bien conglomerados y sedimentos permeables en lo que se puede utilizar un fluido base agua sin ningún inconveniente. Además, teniendo en cuenta las limitaciones ambientales para la perforación de los intervalos someros se debe utilizar un fluido de este tipo y por cuestiones económicas también representa la mejor opción.</p> <p>Los fluidos que se utilizan para perforar los primeros pies del pozo son no dispersos, es decir, que no contienen adelgazantes químicos. En este caso, las arcillas agregadas o incorporadas encuentran su propia condición de equilibrio de una forma natural. Tampoco se les adiciona un producto para inhibir la interacción entre el fluido y la formación.</p> <p>Se pueden mencionar los siguientes:</p> <p>Fluido Agua-Bentonita. Son fluidos de iniciación que se formulan con agua y Bentonita, con la cual se logra una lechada espesa de arcilla. Además durante la perforación se aprovechan las arcillas de la formación, las cuales ayudan a mejorar la capacidad de limpieza y</p>	<p>Organización encargada del diseño del fluido de perforación.</p>

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>suspensión del fluido.</p> <p>Sistemas Agua- Bentonita Extendida: Estos sistemas son a base de Bentonita a los cuales se le agrega un extendedor, para incrementar su rendimiento y en consecuencia, lograr mayor capacidad de limpieza y suspensión.</p> <p>El extendedor enlaza entre sí las partículas hidratadas de Bentonita, forma cadenas y duplica prácticamente su rendimiento, originando un fluido con la viscosidad requerida a concentraciones relativamente bajas de sólidos.</p> <p>En algunos casos pueden presentarse zonas de lutitas y/o arcillas durante esta primera etapa obligando a agregar pequeñas concentraciones de inhibidor de arcillas para minimizar la interacción roca-fluido si son arcillas reactivas y/o material sellante como asfaltos o grafitos para estabilizar lutitas.</p> <p>En otros casos las formaciones superficiales presentan alta permeabilidad y se pueden presentar grandes pérdidas de fluido por filtración, dada esta situación se deben utilizar agentes puenteantes como Carbonato de Calcio o material para el control de filtrado como asfaltos para disminuirlas.</p> <p>Algunas veces, en estas primeras etapas de la perforación se deja que el pH se ajuste naturalmente determinando un valor mínimo permitido. Si dicho valor se alcanza o si desde el principio se desea mantener el pH en un rango definido se debe adicionar soda caustica para lograrlo.</p> <p>Durante esta etapa se genera una gran cantidad de sólidos no reactivos que contribuyen en parte a incrementar la densidad del fluido. Para mantener esta densidad en el valor requerido, es necesario que los equipos de control de sólidos funcionen con la máxima eficiencia desde el inicio de la perforación y también, es necesario mantener una alta dilución con agua.</p> <p>El uso de un sistema convencional o un sistema con extendedor depende de la capacidad que se tenga para controlar los sólidos contenidos en el fluido y el presupuesto destinado para el mismo. El</p>	

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>sistema con extendedor es más costoso debido a sus ventajas sobre el fluido convencional.</p> <p>En el intervalo superficial que se encuentra a mayor profundidad, aproximadamente de 2000 a 3000 ft se deben tener en cuenta las mismas consideraciones ambientales y económicas que para el intervalo conductor. Sin embargo a estas profundidades se presentan formaciones litológicas más complejas, mayores temperaturas y contaminantes que exigen la utilización de un sistema de fluidos más resistente para la perforación de estas formaciones.</p> <p>A partir de este intervalo se comienza a controlar la invasión de filtrado de lodo hacia la formación por lo que se debe adicionar al fluido un producto para que cumpla esta función. Por lo general se utilizan polímeros para el controlar el filtrado.</p> <p>Como se mencionó anteriormente si se presentan zonas con intercalaciones arcillosas o de lutitas se debe utilizar un sistema de fluidos inhibido que tenga poca interacción con la formación y que pueda ser acondicionado con productos para controlar estos problemas.</p> <p><b>Intervalos intermedios</b></p> <p>Para la perforación de estos intervalos se puede utilizar un fluido base agua o base aceite dependiendo de las características de las formaciones. El factor limitante en este caso es el económico, ya que el costo de un fluido base aceite es mucho más elevado que un fluido base agua.</p> <p>Se debe optar por perforar con fluidos base aceite (de emulsión inversa) cuando se presenten los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Las formaciones a perforar están conformadas principalmente por arcillas y lutitas problemáticas e inestables. El fluido base aceite minimiza cualquier tipo de interacción con estas formaciones garantizando un hueco estable y una perforación sin restricciones de este tipo.</li> <li>• Las profundidades del hueco son muy altas y se tiene un alto gradiente de temperatura. A grandes profundidades y temperaturas es recomendable utilizar este tipo de fluidos ya que algunos componentes de los fluidos base agua no están diseñados para soportar estas condiciones y pueden degradarse haciendo que el fluido pierda sus características iniciales,</li> </ul>	

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>resultando en un mal desempeño del mismo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El pozo que se debe perforar es direccional. Estos pozos presentan muchas restricciones físicas debido a su orientación, al utilizar un fluido base aceite se contara con mayor lubricidad en las herramientas utilizadas para llevar a cabo la perforación con lo que se puede evitar el atascamiento de las mismas durante la operación.</li> <li>• Perforar formaciones de gases ácidos. Si se sospecha que serán perforadas formaciones que contienen gases ácidos que pueden contaminar y volver totalmente desechable un fluido base agua, se debe optar por utilizar un fluido base aceite que no se ve afectado en gran manera por la incorporación de este tipo de contaminantes al sistema.</li> </ul> <p>La formulación básica de un lodo base aceite o de emulsión inversa se compone de diversos aditivos químicos, cada uno de los cuales cumple con una función específica. Estos aditivos deben ser agregados durante la preparación del lodo de acuerdo al siguiente orden:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Aceite</li> <li>2. Emulsificante</li> <li>3. Cal</li> <li>4. Humectante</li> <li>5. Agua</li> <li>6. Arcilla Organofílica</li> <li>7. Sal</li> <li>8. Material densificante</li> </ol> <p>El uso del agente de control de filtrado, materiales para el control de pérdidas o para sellar fracturas son opcional y dependen de las condiciones que se presenten durante la perforación.</p> <p>Si por cuestiones económicas no se puede utilizar un sistema de fluidos de emulsión inversa y se esperan encontrar formaciones con problemas de inestabilidad por la presencia de arcillas y/o lutitas se debe optar por un sistema base agua inhibido donde la interacción del mismo con la formación sea mínima.</p> <p>Si no se esperan encontrar formaciones problemáticas durante la perforación del pozo se puede utilizar un fluido base agua- arcilla disperso o no disperso, de agua salada, polimérico, polimérico de Alta Presión y Alta Temperatura (si son intervalos profundos), incluso</p>	

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>inhibido si es posible la presencia intercalaciones de arcillas. Como se puede ver existen muchos tipos de fluidos base agua y la selección de uno o varios de ellos dependen de los requerimientos de las formaciones específicas a perforar.</p> <p>Para diseñar estos sistemas de fluidos base agua se seleccionan los aditivos necesarios para obtener un fluido acorde a las necesidades de la perforación. Estos los podemos dividir en dos grupos.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Aditivos primarios o básicos. Son los aditivos esenciales que se deben agregar al fluido para darle las propiedades necesarias para controlar las presiones de la formación y mantener la limpieza y estabilidad del hueco. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Densificantes: Son materiales no tóxicos ni peligrosos de manejar, que se utilizan para incrementar la densidad del fluido y en consecuencia, controlar la presión de la formación y los derrumbes que ocurren en aquellas áreas que fueron tectónicamente activas. Generalmente se utiliza Carbonato de Calcio para obtener densidades menores a 12 lpg y Barita para densidades mayores a este valor.</li> <li>- Viscosificantes: Estos productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los sólidos perforados y suspender el material densificante durante la perforación. Pueden ser a base de arcillas o de polímeros. Se recomienda usar viscosificantes poliméricos cuando se desea tener un bajo contenido de sólidos en el fluido</li> <li>- Controladores de filtrado: los materiales más utilizados para controlar el filtrado hacia la formación son bentonita, polímeros manufacturados, almidones, adelgazantes orgánicos (Lignitos, lignosulfonatos) y Carbonato de calcio (acción de puenteo).</li> </ul> </li> <li>2. Aditivos Secundarios. Estos se utilizan para controlar las propiedades básicas del fluido u otros parámetros del fluido para garantizar una perforación sin inconvenientes causados por la mala calidad del mismo. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Controladores de reología o adelgazantes se utilizan para controlar el exceso de sólidos reactivos en el fluido. Como controladores reológicos se utilizan básicamente los lignosulfonatos, lignitos y adelgazantes poliméricos.</li> <li>- Controlador de pH: para mantener un rango de pH en el</li> </ul> </li> </ol>	

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>sistema que asegure el máximo desempeño de los otros aditivos empleados en la formulación del fluido se utilizan aditivos alcalinos en concentración que varía de acuerdo al pH deseado.</p> <p>El pH puede variar entre 7.5 y 9.5 para un fluido de bajo pH, y entre 9.5 y 11.5 para un fluido de alto pH, de acuerdo a la exigencia de la perforación. La Soda Cáustica es el producto que se utiliza comúnmente en el campo para dar y mantener el pH de los fluidos base agua.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Controladores de pérdida de circulación: Estos materiales son utilizados para controlar parcial o totalmente las pérdidas de fluido que pueden producirse durante la perforación del pozo (formaciones no productoras y productoras)</li> <li>- Lubricante: Se deben utilizar cuando se presentan problemas de torque y arrastre, lo cual ocurre muy frecuentemente durante la perforación de un pozo. Estos productos se incorporan en el revoque o cubre las superficies metálicas de la sarta de tubería con una película protectora, lo cual reduce de una manera efectiva la fricción mecánica entre la sarta y la pared del hoyo</li> <li>- Floculante: Se debe usar cuando se presenta una gran cantidad de sólidos indeseados en el sistema de fluidos. Estos materiales encapsulan los sólidos del sistema haciendo más efectiva su remoción a través de los equipos mecánicos. El descarte de estos sólidos permite controlar las propiedades reológicas de los fluidos.</li> <li>- Estabilizador de lutitas: Como se ha mencionado anteriormente estos productos se deben adicionar a fluidos cuando se espera perforar zonas con presencia de lutitas. Las arcillas de las lutitas se hidratan y dispersan cuando toman agua, incrementando considerablemente su volumen y en consecuencia causando el derrumbe de la formación. Para evitar esto se utilizan estos aditivos que inhiben la hidratación y dispersión de las arcillas. Entre los más usados están los asfaltos y polímeros de alto peso molecular.</li> <li>- Anticorrosivos: Si hay problemas de oxígeno se deben usar secuestradores para poder removerlo de una manera efectiva. Los agentes más utilizados son sales solubles de sulfito y de cromato. Si no es posible el uso de los</li> </ul>	

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>secuestradores se pueden utilizar agentes que forman una película fina sobre la superficie del acero evitando un contacto directo entre el acero y el oxígeno. La remoción del H<sub>2</sub>S Se logra con materiales de zinc los cuales forman sulfuros insolubles.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bactericidas: Los organismos microscópicos como bacterias, algas y hongos pueden existir en los lodos bajo diversas condiciones de pH. Como la mayoría de los fluidos de perforación contienen materiales orgánicos que son susceptibles a la degradación, la aplicación de estos productos va a inhibir o eliminar la reproducción y el crecimiento de bacterias y hongos. En los fluidos se utilizan aditivos no oxidantes y el más utilizado es el aldehído.</li> <li>- Precipitadores de contaminantes: Los contaminantes afectan las propiedades de los fluidos de perforación cuando se encuentran en estado de solubilidad. Por esta razón cuando el fluido se contamina con carbonato, calcio o sales se agregan aditivos al sistema con el propósito de remover los componentes solubles mediante una reacción que los convierten en un precipitado insoluble.</li> </ul> <p><b>Intervalos Productores</b></p> <p>Los fluidos de perforación de los intervalos productores deben ser fluidos de perforación no dañinos, especialmente diseñados para ser usados en los intervalos del yacimiento. Están formulados para maximizar la eficiencia de la perforación al minimizar los daños a la formación, conservando así la productividad potencial del pozo. En general, los fluidos de perforación convencionales no pueden ser convertidos a fluidos de perforación de yacimiento</p> <p>Un fluido de perforación de yacimiento debe tener las siguientes características:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Control de daños a la formación:</li> </ol> <p>El fluido de perforación no debe contener arcillas o materiales densificantes insolubles en ácido que pueden migrar dentro de la formación y taponar los poros.</p> <p>Debe estar formulado con viscosificantes rompibles o solubles en ácido, materiales de filtrado y agentes de taponamiento de tamaño apropiado, todos los cuales limitan el filtrado hacia la formación y</p>	

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>aseguran una buena limpieza.</p> <p>El filtrado debe estar formulado para impedir que las arcillas en la zona productiva se hinchen, migren o taponen la formación.</p> <p>El filtrado debe ser compatible con los fluidos de la formación, de manera que no cause la precipitación de las incrustaciones minerales.</p> <p>El filtrado no debe formar emulsiones con los fluidos de la formación, causando el taponamiento de la formación.</p> <p>2. Buenas características durante la perforación:</p> <p>El fluido de perforación de yacimiento debería proporcionar buena limpieza del pozo, lubricidad e inhibición y debe minimizar el ensanchamiento y proporcionar la estabilidad del pozo.</p> <p>Muchos fluidos pueden ser usados como fluidos de perforación de yacimiento, incluyendo los fluidos base agua, aceite y sintético, su selección se realiza teniendo en cuenta los criterios mencionados anteriormente para los otros intervalos de perforación. Sin embargo, el fluido debe ser formulado con materiales solubles en ácido, agua, oxidantes o solventes que no causen precipitados ni emulsiones que puedan causar daños a la formación.</p> <p><b>Estimar las propiedades y concentraciones de productos.</b></p> <p>Las propiedades esenciales del fluido de perforación se deben estimar teniendo en cuenta las presiones de la formación. Al contar con esta información se determinan los rangos de densidad que debe tener el fluido para controlar dichas presiones y garantizar la estabilidad del hueco.</p> <p>Las propiedades reológicas se deben ajustar para obtener una buena suspensión y arrastre de los recortes de la perforación con el fin de mantener una buena limpieza del hueco.</p> <p>Si es posible se deben hacer simulaciones de limpieza del hueco mediante algún software diseñado para tal fin. Esto ayudara a optimizar estas propiedades para mantener la carga de cortes en los valores mínimos posibles sin afectar drásticamente otros parámetros de la perforación como la tasa de penetración y el caudal bombeado de fluido.</p> <p>Para estimar las concentraciones de productos que serán utilizados para la preparación del fluido de perforación se debe tener en</p>	

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Las concentraciones de productos en los mismos sistemas de fluidos utilizados para perforar otros pozos en el área. Si este no es el caso se deben evaluar las concentraciones utilizadas en otros proyectos de perforación donde se haya utilizado el sistema de fluidos seleccionado.</li> <li>Si el producto se está adicionando para evitar algún problema específico la concentración dependerá de la mayor o menor probabilidad de que se presente el problema.</li> <li>Las concentraciones de viscosificante deben ser las requeridas para alcanzar la viscosidad y punto de cedencia necesarios para lograr una adecuada limpieza del hueco.</li> <li>La concentración de material densificante será la necesaria para alcanzar la densidad establecida para cada intervalo de perforación.</li> <li>Se deben tener en cuenta los rangos de concentraciones recomendados para cada uno de los productos utilizados. Estos se pueden encontrar en las fichas técnicas de productos que están disponibles en la base de datos de la empresa encargada del diseño del sistema de fluidos.</li> </ul>	
9	<p><b>Determinar el volumen de fluido requerido.</b> Después de definir el sistema fluido que se utilizara en la perforación de cada uno de los intervalos del pozo se determinan los volúmenes de fluido requeridos teniendo en cuenta la capacidad de cada intervalo, el volumen de los tanques de lodo del sistema y la tasa de dilución del que se utilizara para compensar las pérdidas de fluido durante la perforación.</p> <p>Para calcular la capacidad de los intervalos cuando están siendo perforados (hueco abierto) y cuando ya han sido revestidos se realizan los siguientes cálculos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Volumen en el hueco</li> </ul> $\text{Volumen bbl} = \frac{Dh^2}{1029} \times L$	<p>Organización encargada del diseño del fluido de perforación</p>

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	<p>Donde,</p> <p>Dh = Diámetro del hueco (en pulgadas)</p> <p>L = Longitud del intervalo (en pies)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Volumen dentro de la tubería de revestimiento</li> </ul> $\text{Volumen bbl} = \frac{(\text{ID de la tubería})^2}{1029} \times L$ <p>Donde,</p> <p>ID de la tubería = es el diámetro interno de la tubería de revestimiento (en pulgadas)</p> <p>L = Longitud del intervalo (en pies)</p> <p>La tasa de dilución del fluido se define teniendo en cuenta las tasas utilizadas en pozos anteriores en el mismo campo o en campos vecinos. Si no se cuenta con ningún dato de este tipo se debe determinar con el seguimiento del fluido durante la operación, se deben tener en cuenta las pérdidas por evaporación, filtración y en los equipos de control de sólidos. Por lo general se manejan tasas de dilución de 0.30 bbl/ft hasta 0.7 bbl/ft dependiendo de la temperatura del fluido y del estado del equipo de control de sólidos.</p> <p>El volumen de fluido estimado para mantener en el sistema activo puede verse limitado por la capacidad del equipo de perforación que se utilizara durante la operación, por ello se debe contar con dicha información antes de realizar estos estimados, para saber el volumen máximo que se puede tener en los tanques y en reserva para compensar las pérdidas de fluido y controlar posibles contingencias. Principalmente se debe conocer la capacidad volumétrica y estado</p>	

#	ACTIVIDAD	RESPONSABLE
	de los tanques, tipos de bombas, tipos de agitadores y el equipo de control de solidos disponible para acondicionar el fluido.	
10	<b>Recomendar equipos para el control de sólidos.</b> Se debe recomendar la configuración de los equipos de control de solidos disponibles para mantener las propiedades del fluido dentro de los rangos establecidos.	Organización encargada del diseño del fluido de perforación

Fuente: Autora del proyecto

## 6. CONCLUSIONES

Luego de caracterizar el pozo se pudo establecer que este posee una composición compleja de formaciones litológicas con diversas características físicas y químicas tales como conglomerados y arenas permeables correspondientes a la formación cuaternario en las etapas superficiales. Intercalaciones de areniscas y lutitas correspondientes a los diferentes miembros de la formación carbonera; las lutitas de las formaciones Los Cuervos, Guadalupe y Gachetá y las areniscas de la formación Barco y Mirador. Esta última representa el objetivo de la perforación del pozo. Este estudio permitió definir los diversos intervalos para la perforación del pozo junto con los respectivos fluidos a utilizar en cada uno de estos.

El estudio detallado de cada uno de los siete intervalos de perforación permitió definir el mejor sistema de fluidos de acuerdo a las características fisicoquímicas de las formaciones presentes en cada uno de ellos. Para los intervalos someros, I y II se diseñó un sistema de fluidos base agua no inhibido con excelentes propiedades tixotrópicas que ayudan a controlar las pérdidas de circulación características de los intervalos someros y a mantener una adecuada limpieza del hueco evitando problemas como embolamiento del ensamblaje de fondo y pegas por empaquetamiento. Para el segundo intervalo, sin embargo se diseñó un sistema inhibido de alto desempeño que podría ser utilizado en caso de que se requiriera utilizar aditivos con el fluido de perforación para controlar pérdidas o problemas de inestabilidad del hueco en caso de que no fueran compatibles con la composición del sistema tixotrópico. Para los siguientes intervalos, III, IV y V, se definió la utilización de un sistema de lodos base aceite que garantizara una baja interacción entre el fluido y las formaciones conformadas principalmente por lutitas inestables, lo cual ayudara a tener un hueco con pocos problemas de inestabilidad y en calibre, lo cual facilitara las operaciones de bajar revestimiento y toma de registros. Para los dos últimos intervalos se definió utilizar un sistema de fluidos base aceite de baja densidad diseñado especialmente para perforar las zonas de yacimiento y que contara con las mismas ventajas que en los intervalos anteriores.

Fue posible diseñar el Programa de Fluidos para el pozo objeto de estudio mediante el análisis a profundidad del comportamiento de los pozos de similares características ubicados en el piedemonte llanero, el cual estuvo relacionado con los sistemas de fluidos utilizados anteriormente. Para los intervalos superficiales se continuó utilizando un fluido tixotrópico atendiendo a las recomendaciones planteadas en el pozo anterior por su excelente capacidad para lograr la limpieza del hueco. Se siguió con la tendencia a utilizar sistemas de fluidos base aceite para minimizar los problemas que se pueden presentar a lo largo de un pozo tan complejo litológicamente. Además, gracias a este análisis se pudieron conocer los procedimientos más adecuados para realizar las tareas de perforación del pozo en lo relacionado al uso y mantenimiento del lodo.

La utilización de los paquetes de software Wellsight 2000 y DFG™ (Drilling Fluid Graphics) fueron fundamentales para obtener los datos necesarios que permitieron analizar el comportamiento de los pozos perforados anteriormente por Halliburton en el área, en lo que respecta al uso de los fluidos de perforación, problemas presentados y medidas aplicadas para su solución.

El Programa de Fluidos será la guía principal para que el Ingeniero de Lodos logre cumplir con las especificaciones y necesidades de la empresa operadora en cuanto a los sistemas de fluidos utilizados para cada una de las fases de perforación, además de que contiene la información necesaria correspondiente principalmente a los rangos de densidad en los que debe ser mantenido el lodo para controlar las presiones de las formaciones que se esperan sean normales. Esto permitirá solventar las posibles contingencias que se presenten durante la misma, lo cual se estableció teniendo en cuenta las lecciones aprendidas durante la operación de los pozos Off Set.

El estado mecánico del pozo, suministrado por la empresa operadora, permitió determinar el volumen de fluido necesario para llevar a cabo la perforación de cada uno de los intervalos. Este fue calculado mediante la suma de capacidades de las tuberías de revestimiento y del hueco abierto correspondiente a cada uno de los intervalos.

El desarrollo del presente proyecto permitió la aplicación de los conocimientos adquiridos durante el pregrado universitario, siendo estos la base fundamental para su cabal y adecuado desarrollo.

## 7. RECOMENDACIONES

- Mantener en la bodega suficientes productos para afrontar las potenciales contingencias que se puedan presentar durante la perforación tales como materiales para controlar pérdidas, aumentar el peso del fluido o preparar lodo nuevo.
- Los tanques de lodo se deben medir, limpiar e inspeccionar apropiadamente antes de iniciar la preparación del fluido de perforación.
- Para el primer intervalo se recomienda tener listas desde el inicio de la perforación, una píldora para matar el pozo y otra para controlar pérdidas de circulación, esto permitirá actuar de manera inmediata ante un influjo o pérdida de fluido.
- Cuando se presenten viajes de tubería con dificultades se recomienda circular píldoras viscosas o viscosas antes de iniciar nuevamente la perforación para asegurar la limpieza del hueco.
- En todos los intervalos se debe mantener una reología adecuada para asegurar la remoción de los cortes de perforación.
- Durante la perforación de cada uno de los intervalos se deben realizar simulaciones de limpieza del hueco y optimización de la hidráulica de perforación utilizando el software DFG™.
- Si se hace necesaria la adición al sistema de productos diferentes a los establecidos en el programa de fluidos, se deben realizar pruebas piloto para evaluar el comportamiento del lodo y garantizar la integridad del mismo ante esta modificación.
- Contar con equipos de control de sólidos de buena calidad y con un buen mantenimiento para evitar los sobrecostos por diluciones excesivas debido a la

baja eficiencia de los mismos, especialmente cuando se requiera perforar los intervalos con fluidos base aceite.

- Para ampliar información acerca de las propiedades de los productos, los rangos de concentraciones en los que se pueden utilizar y algunas consideraciones que se deban tener en cuenta para garantizar un óptimo desempeño en los sistemas de fluidos planteados en el programa de fluidos, se debe recurrir al manual Baroid Product DataSheets.
- Durante toda la operación de perforación se deben garantizar y promover las políticas de seguridad industrial, así como la utilización de los equipos de protección personal.
- Trabajar en equipo con el personal de manejo de control de sólidos, manejo ambiental y en general con todas las compañías relacionadas con la operación.

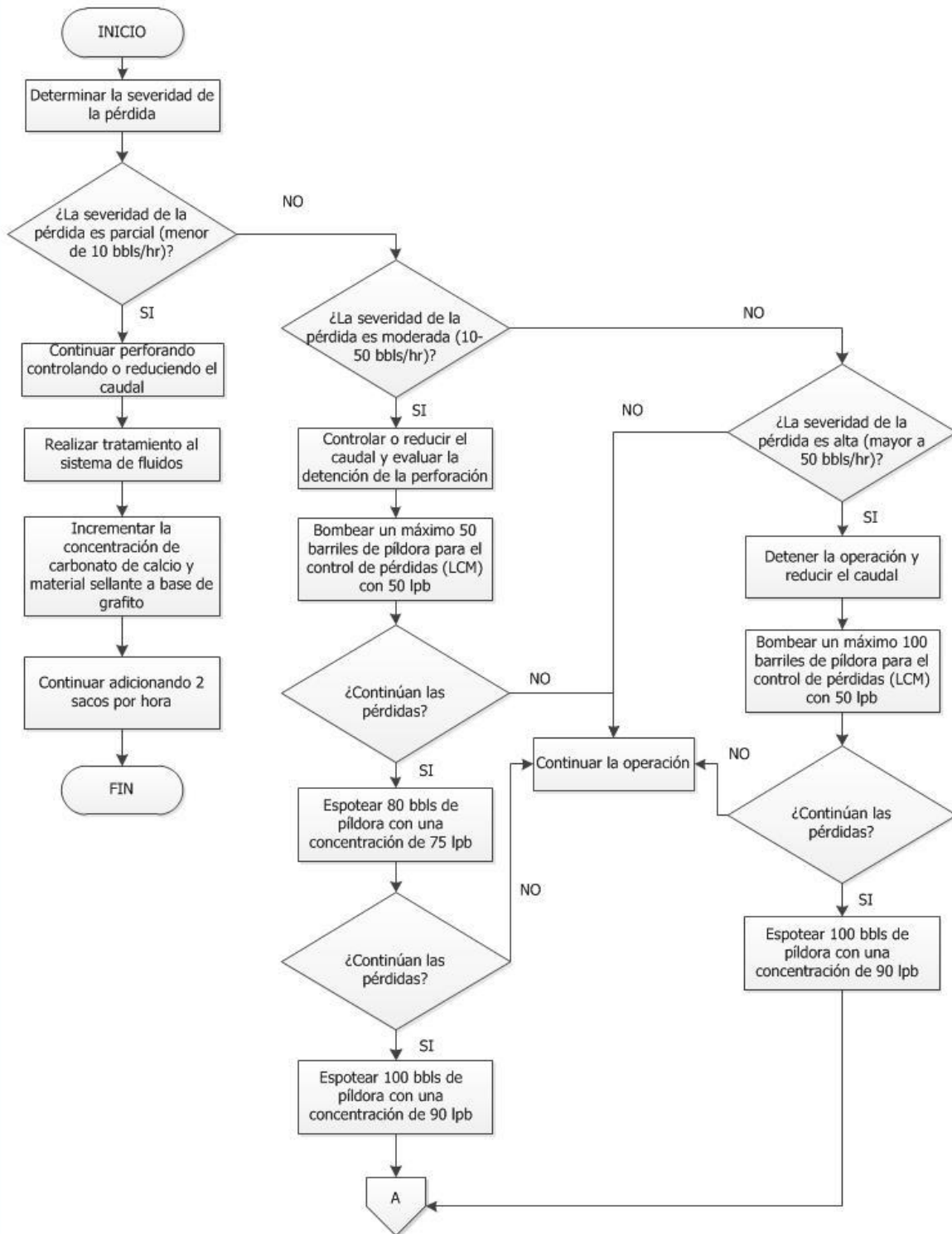
## BIBLIOGRAFÍA

- Baroid Drilling Fluids, a Halliburton Company. Baroid Product Data Sheets. Houston, Texas, 2002.
- Baroid, a Halliburton Company. Manual de fluidos. Houston, USA, 1999 – 2000
- Bases de datos de programas de fluidos desarrollados por HALLIBURTON BAROID DRILLING FLUIDS.
- MI Swaco. Engineering Drilling Fluid Manual. Magcobar Division Oil Field Products Group, 1977.
- Control de Sólidos. Programa de aprendizaje. CEPET. 1993
- HALLIBURTON. Sistema de gerenciamiento y gestión del conocimiento o Knowledge Management. Portal interno de la empresa. Disponible en: <http://sphou/sites/KMBaroid/default.aspx>
- Portal Web Agencia Nacional de Hidrocarburos, URL:[http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION\\_DEL\\_POTENCIA\\_HIDROCARBURIFERO\\_DE\\_LAS\\_CUENCAS\\_COLOMBIANAS UIS\\_2009.pdf](http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION_DEL_POTENCIA_HIDROCARBURIFERO_DE_LAS_CUENCAS_COLOMBIANAS UIS_2009.pdf)
- Portal Web HALLIBURTON, Knowlegement Management. [http://halworld.corp.halliburton.com/internal/ps/bar/contents/technical\\_docs/Spanish\\_index.html](http://halworld.corp.halliburton.com/internal/ps/bar/contents/technical_docs/Spanish_index.html)
- Portal Web La Comunidad Petrolera. URL: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/conceptosbasicosdeingenieriadeyacimientos>
- Portal Web PDVSA. URL:[http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=i...newsid\\_lugar=1](http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=i...newsid_lugar=1)
- Softwares de HALLIBURTON BAROID DRILLING FLUIDS: WELLSIGHT 2000, WELLSIGHT ANALYZER, DFG™.

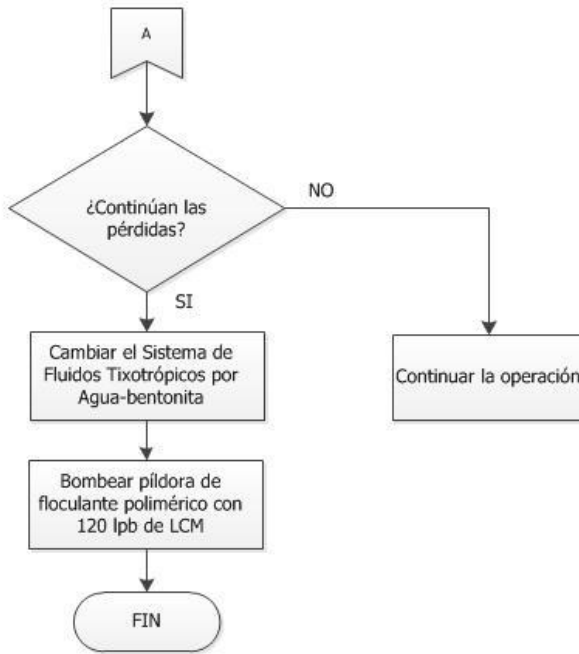
# **ANEXOS**

**Anexo A. Árboles de decisiones para el control de pérdidas de circulación en cada uno de los intervalos de perforación.**

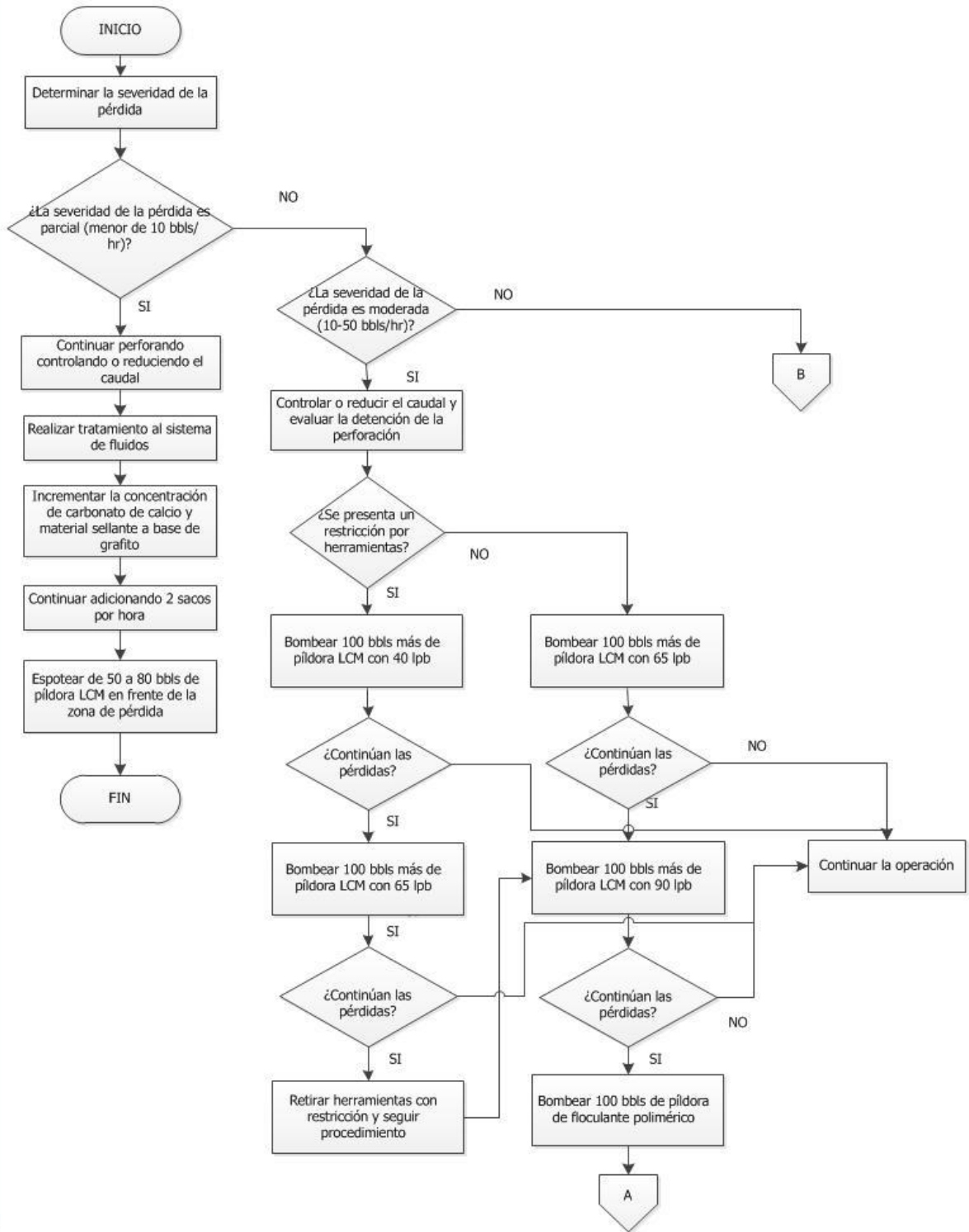
ÁRBOL DE DECISIONES PARA LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN – SISTEMA TIXOTRÓPICO



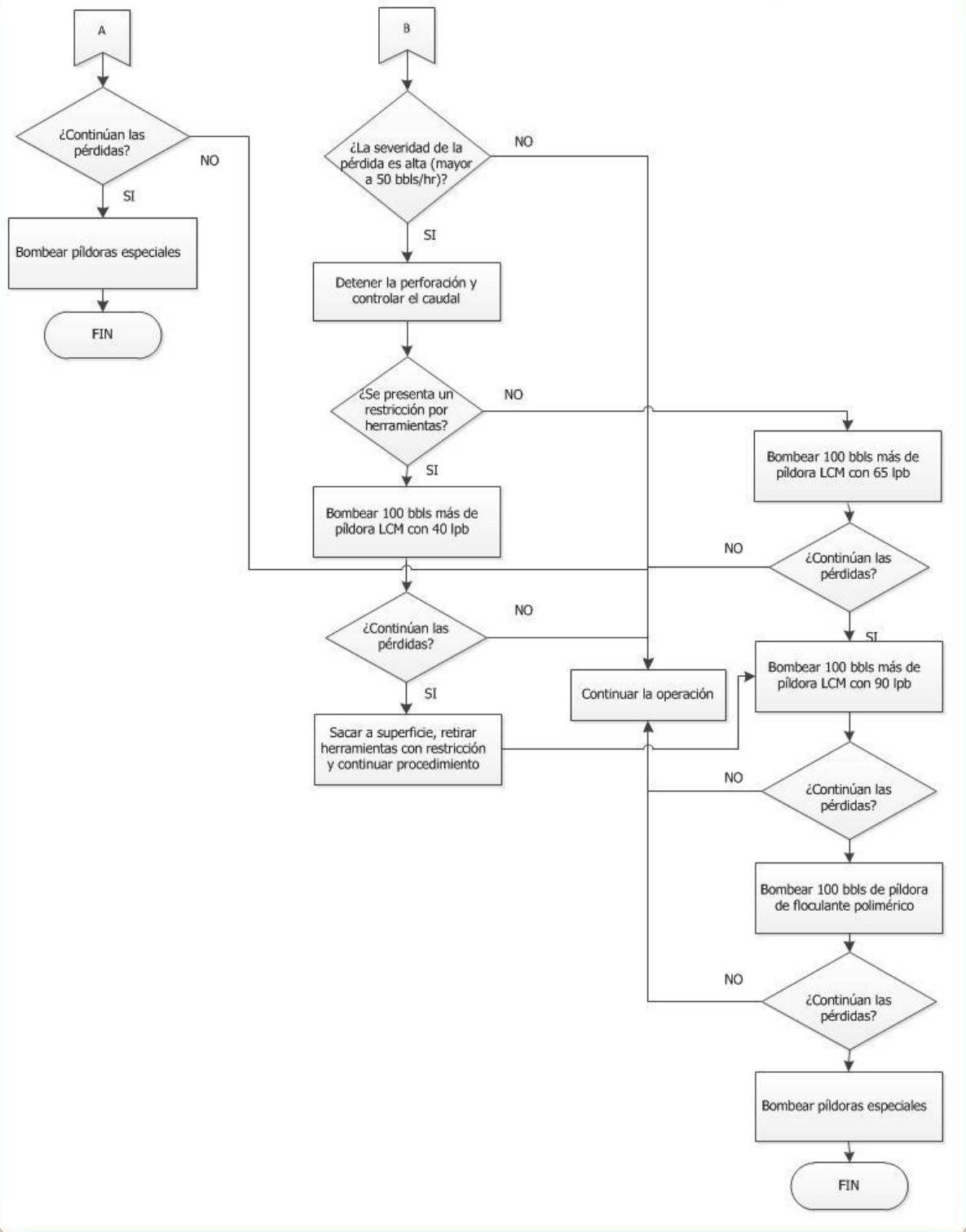
ÁRBOL DE DECISIONES PARA LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN – SISTEMA TIXOTRÓPICO



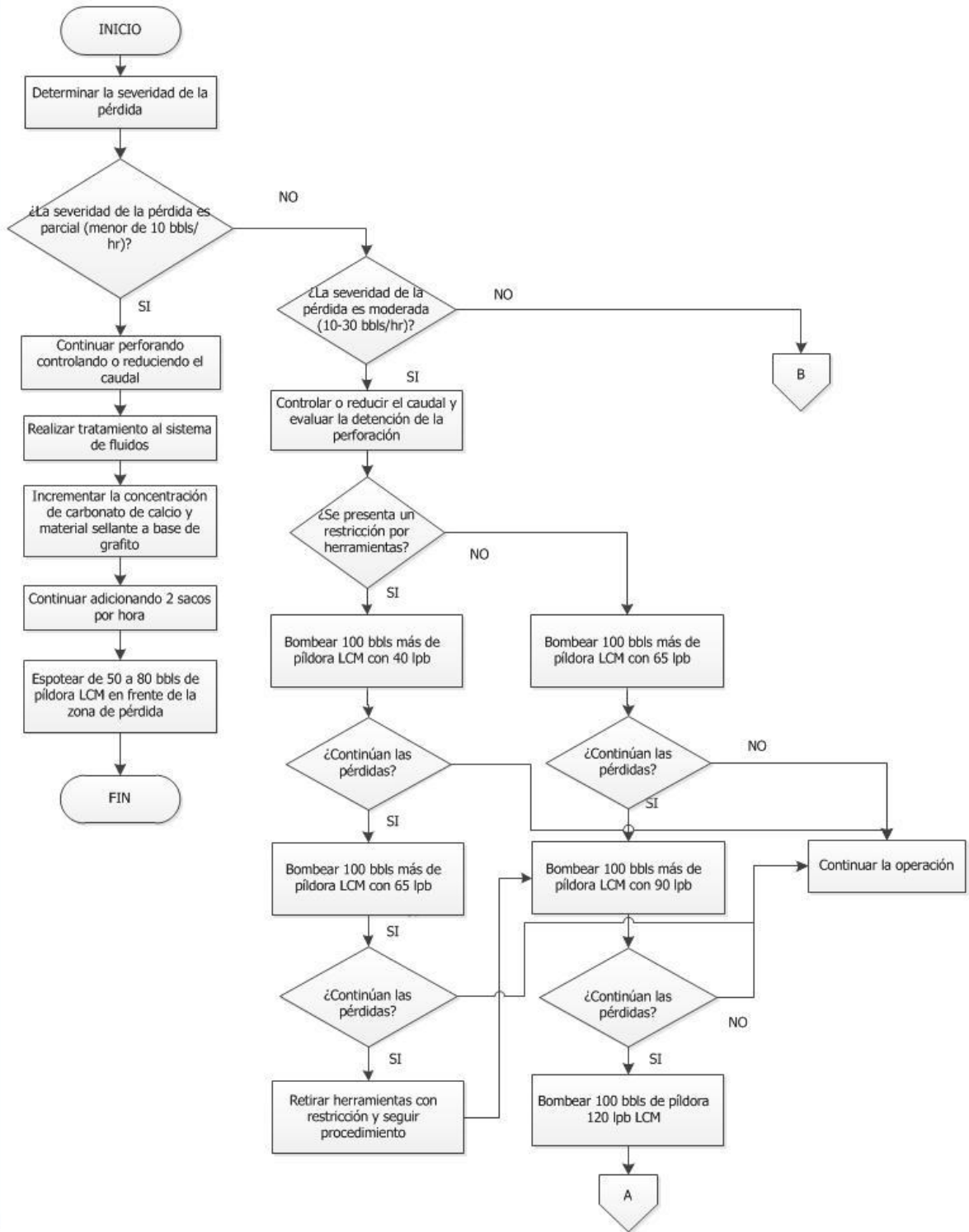
ÁRBOL DE DECISIÓN PARA LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN – SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO



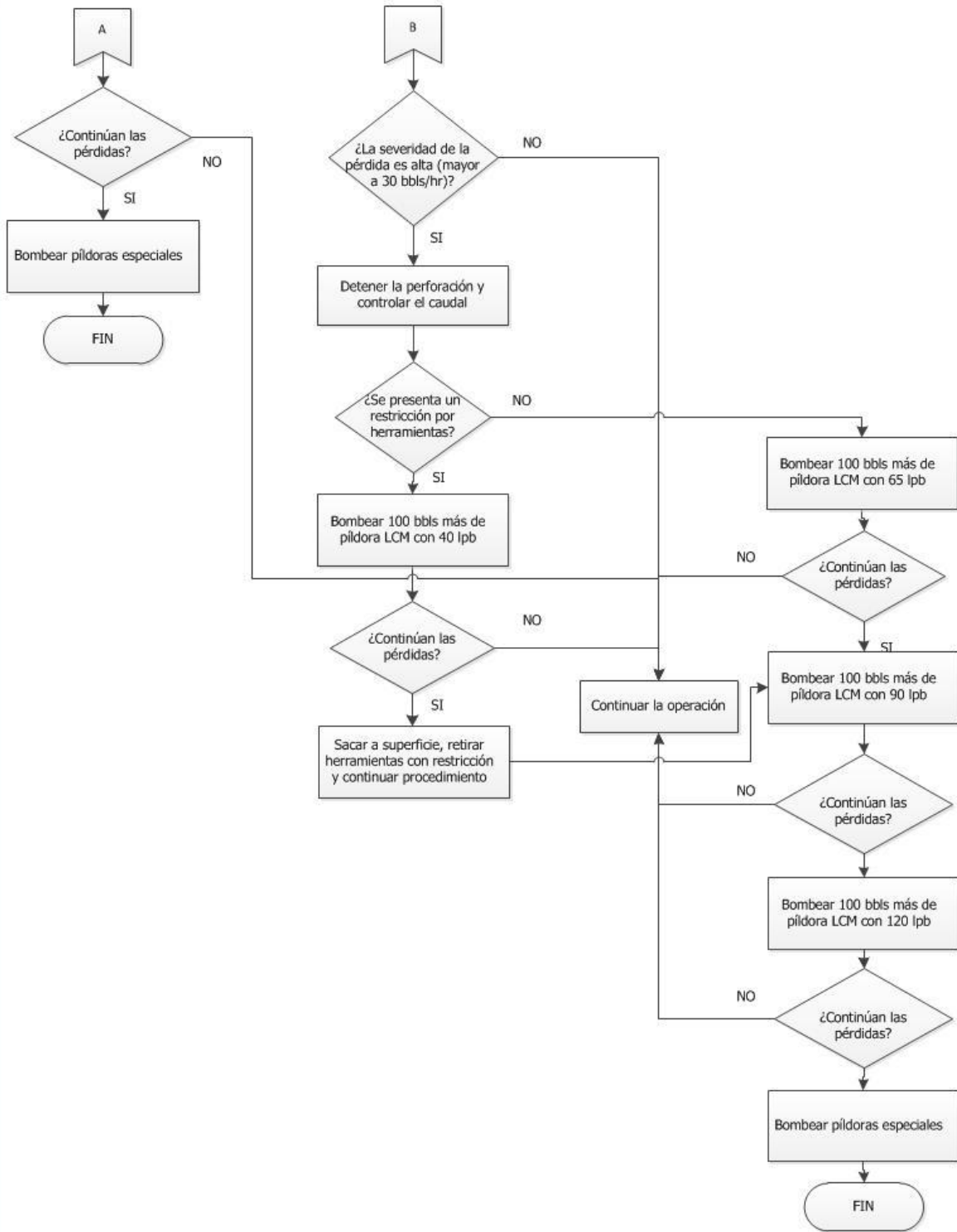
ÁRBOL DE DECISIÓN PARA LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN - SISTEMA DE ALTO DESEMPEÑO



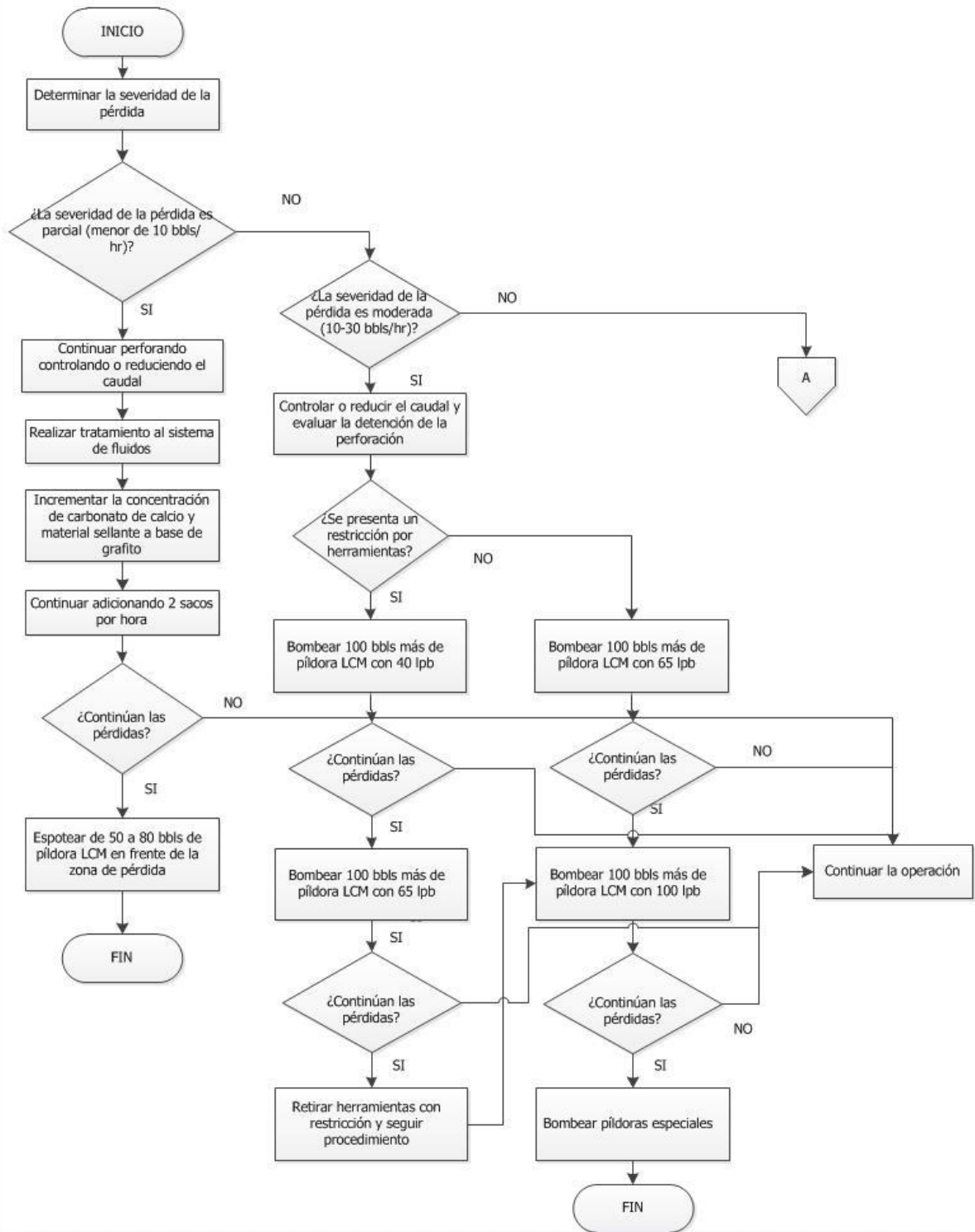
ÁRBOL DE DECISIÓN PARA LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN – SISTEMA OBM



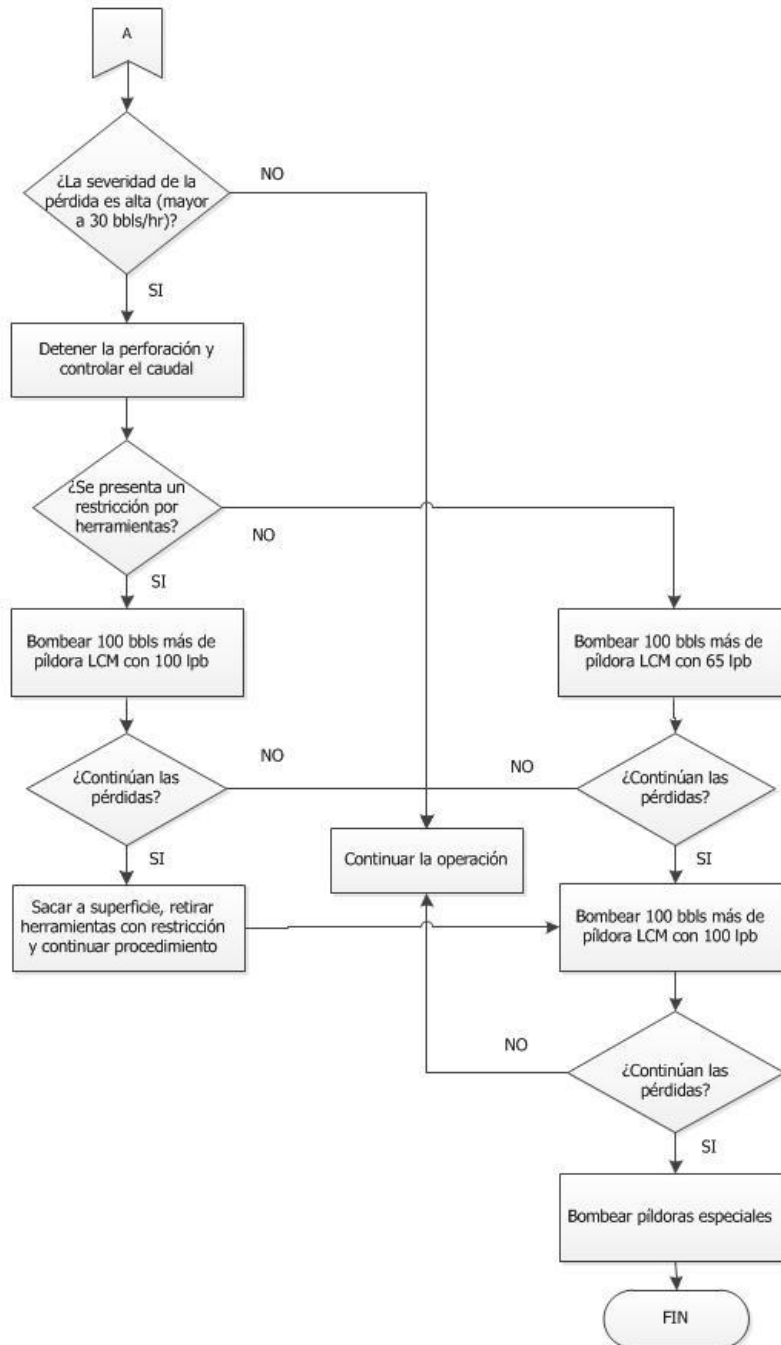
ÁRBOL DE DECISIÓN PARA LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN – SISTEMA OBM



ÁRBOL DE DECISIONES PARA LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN – SISTEMA OBM DE YACIMIENTO



ÁRBOL DE DECISIÓN PARA LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN - SISTEMA OBM DE YACIMIENTO

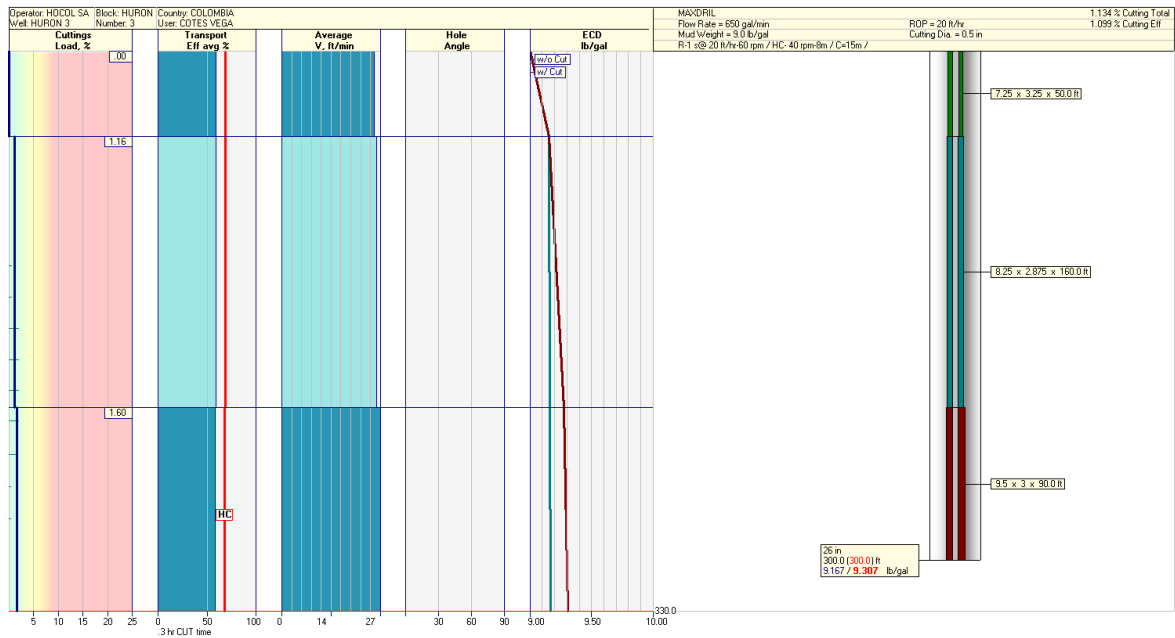


**Anexo B. Simulaciones de limpieza del hueco durante la perforación de cada uno de los intervalos utilizando el software DFG™ de Halliburton Baroid Drilling Fluids.**

## INTERVALO I

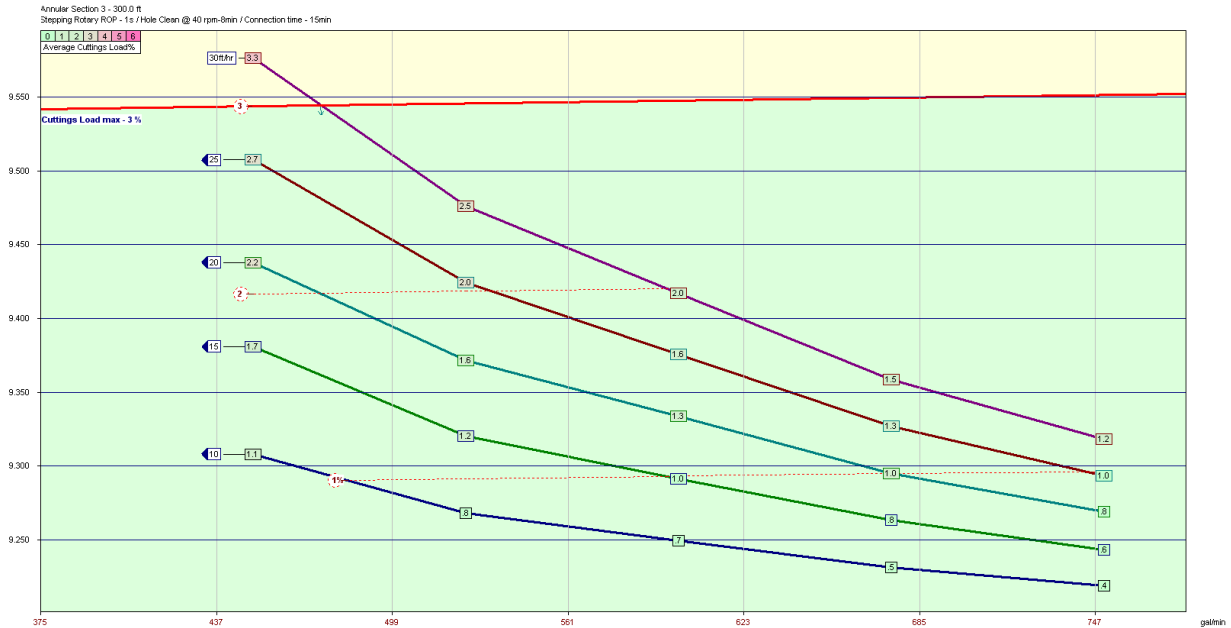
Profundidad (ft)	Diámetro del Huevo (in)	Tipo de fluido: Tixotrópico			Parámetros de perforación	
300	36	Densidad (lb/gal)	VP (cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	Tasa de penetración (ROP) (ft/hr)	Caudal (GPM)
		9.2	17	61	20	650

La gráfica de limpieza durante la perforación del huevo se muestra a continuación:



Es posible observar que a las condiciones de perforación establecidas de 650 gal/min y 20 ft/hr la limpieza del huevo es buena.

Si optimizamos estos parámetros obtenemos la siguiente gráfica:



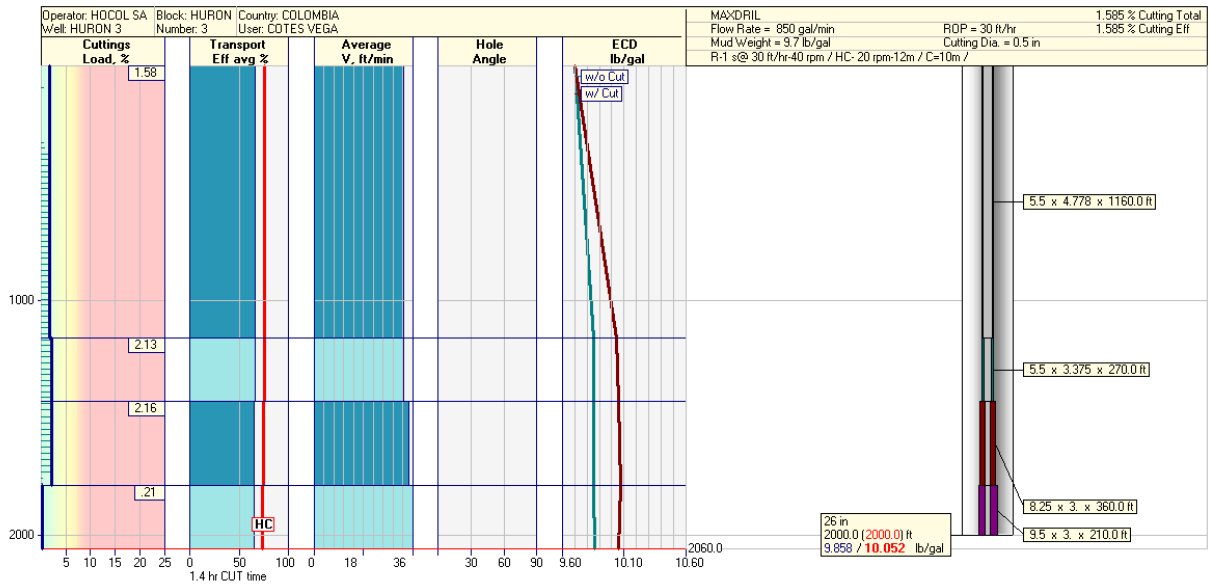
De acuerdo a esto podemos perforar con una ROP máxima de 30 ft/hr y un caudal mínimo de 550 gal/min y tendremos una buena limpieza del hueco con una carga de cortes por debajo del 3%.

Se recomienda perforar los primeros pies de la sección anular con ROP y caudal controlado con el fin de evitar inducir pérdidas o sobre cargas en el anular.

### INTERVALO II (Opción 1)

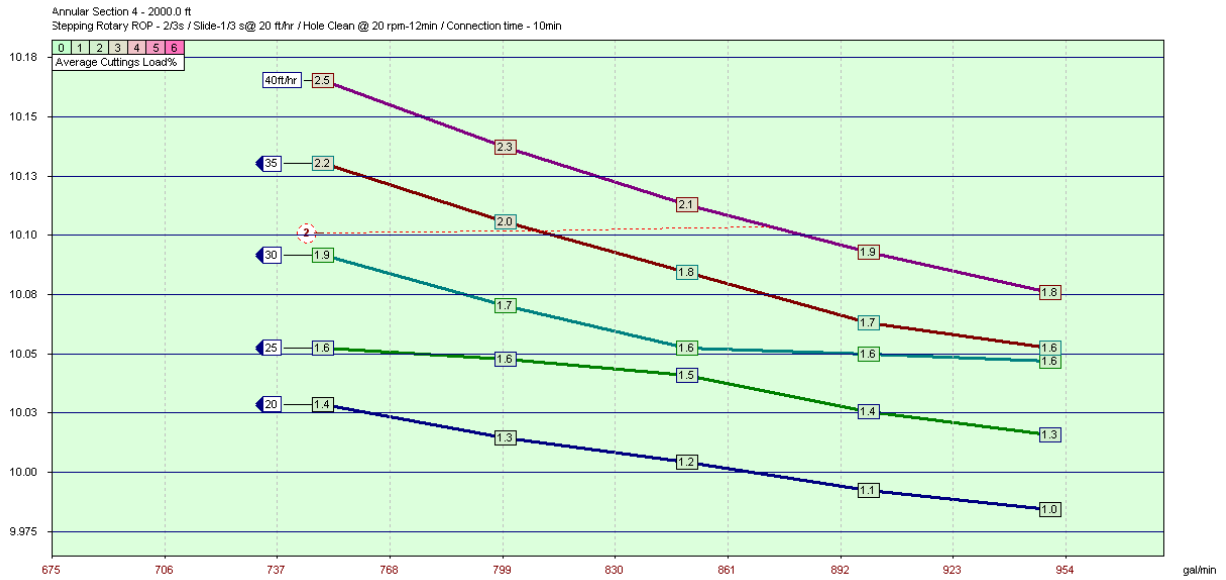
Profundidad (ft)	Diámetro del Hueco (in)	Tipo de fluido: Tixotrópico			Parámetros de perforación	
		Densidad (lb/gal)	VP (cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	Tasa de penetración (ROP) (ft/hr)	Caudal (GPM)
2000	36	9.7	17	61	30	850

De acuerdo a los parámetros establecidos, la gráfica de limpieza durante la perforación del hueco es la siguiente:



Podemos observar que a las condiciones de perforación establecidas de 850 gal/min y 30 ft/hr la limpieza del hueco es buena.

Al optimizar estos parámetros se tiene:

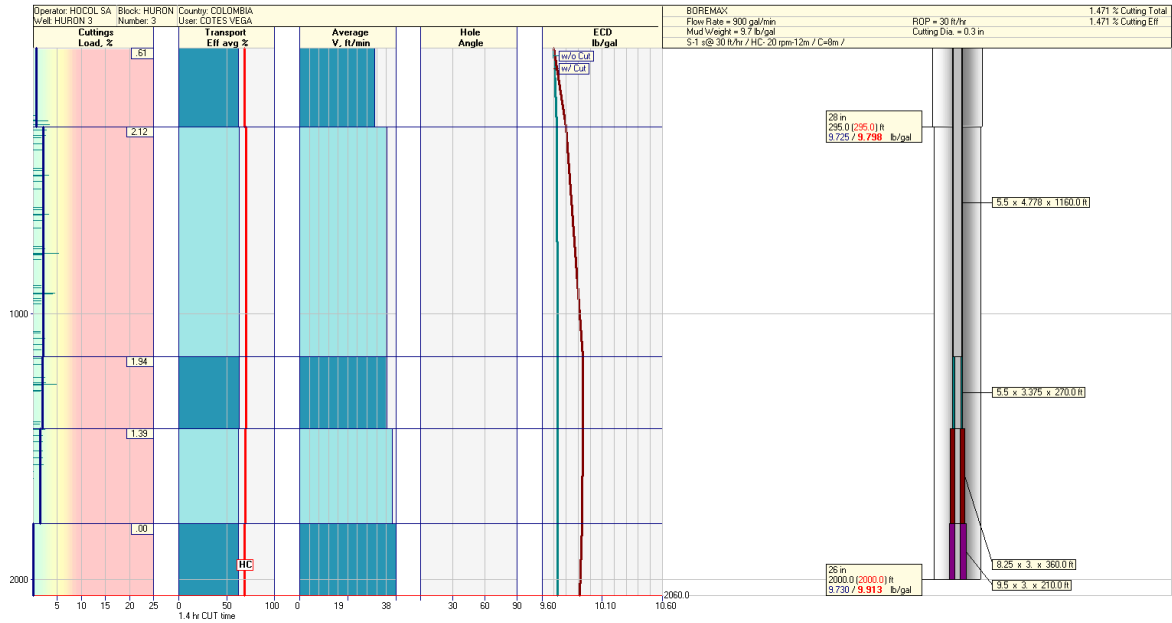


De acuerdo a esto podemos perforar con una ROP máxima de 40 ft/hr y un caudal mínimo de 750 gal/min y tendremos una buena limpieza del hueco con una carga de cortes por debajo del 3%.

### INTERVALO II (Opción 2)

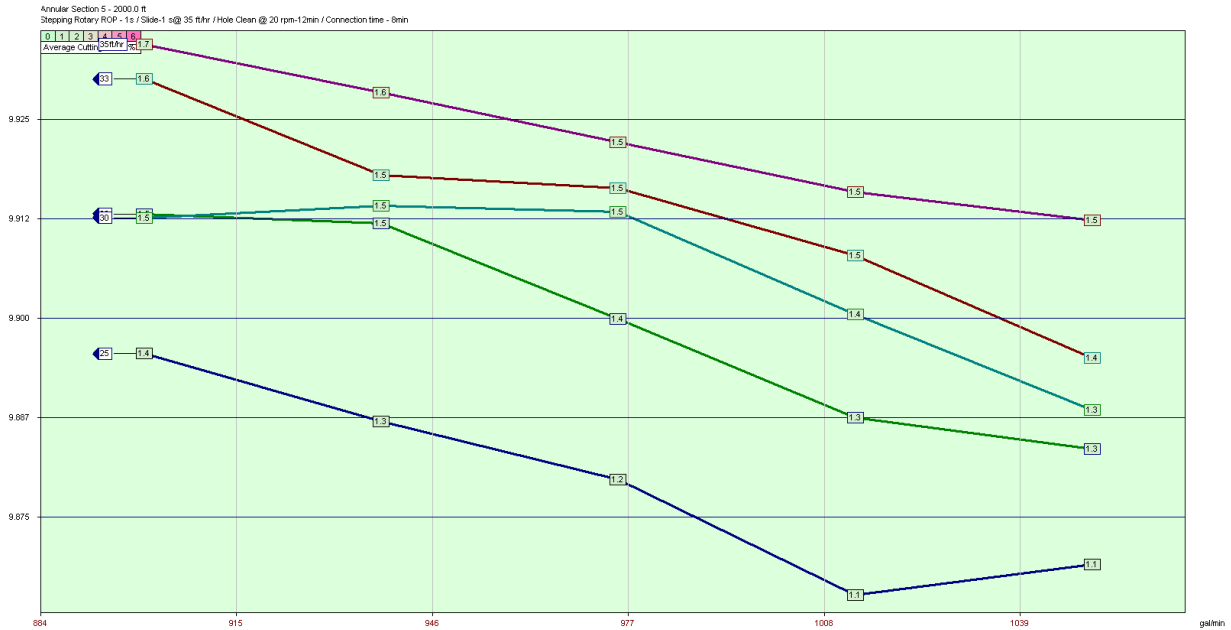
Profundidad (ft)	Diámetro del Hueco (in)	Tipo de fluido: Inhibido de Alto Desempeño			Parámetros de perforación	
		Densidad (lb/gal)	VP (cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	Tasa de penetración (ROP) (ft/hr)	Caudal (GPM)
2000	26	9.7	14	22	30	900

De acuerdo a los parámetros establecidos, la gráfica de limpieza durante la perforación del hueco es la siguiente:



Es posible observar que a las condiciones de perforación establecidas de 900 gal/min y 30 ft/hr la limpieza del hueco es buena.

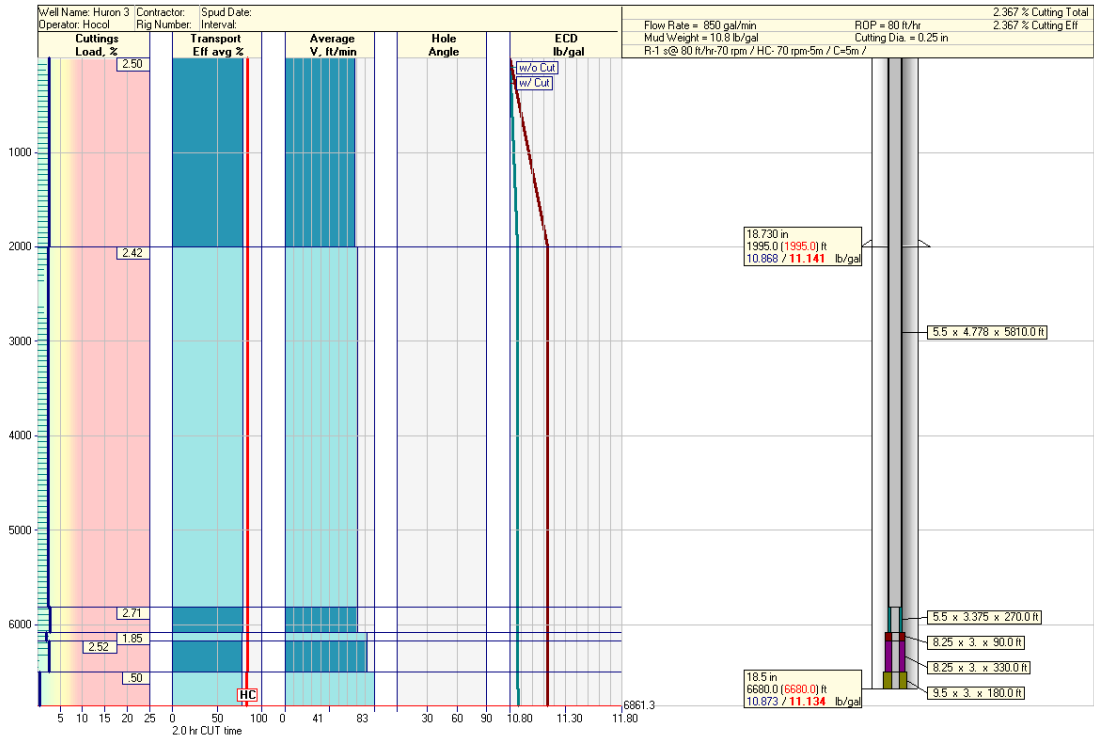
Al optimizar estos parámetros se tiene:



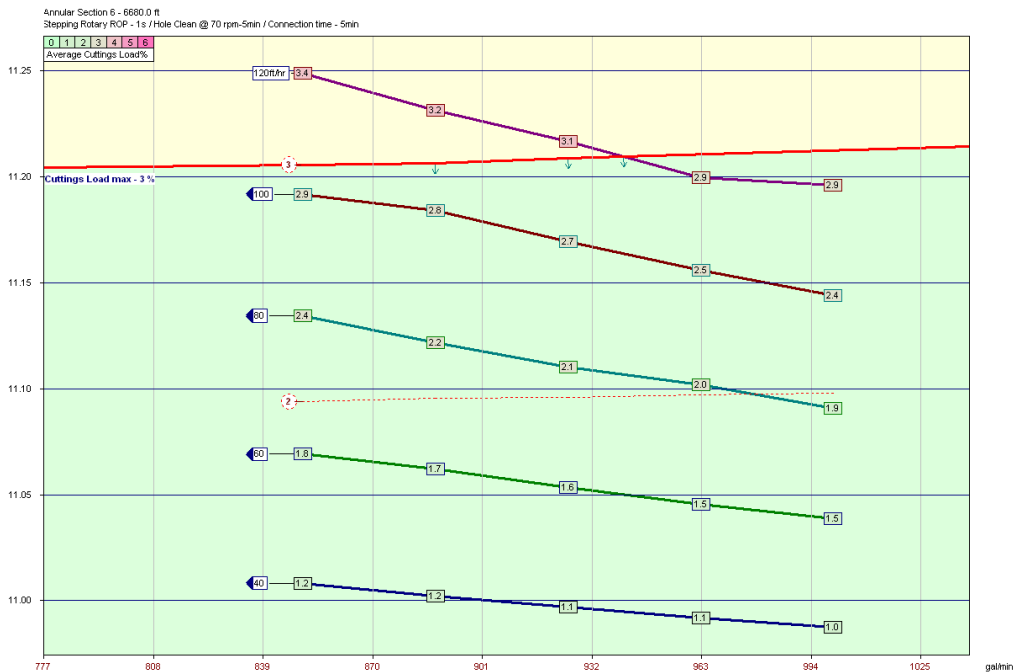
### INTERVALO III

Profundidad (ft)	Diámetro del Hueco (in)	Tipo de fluido: OBM			Parámetros de perforación	
		Densidad (lb/gal)	VP (cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	Tasa de penetración (ROP) (ft/hr)	Caudal (GPM)
6680	18.5	10.8	20	25	80	850

## Gráfica de Limpieza del Hueco



## Gráfica de Optimización

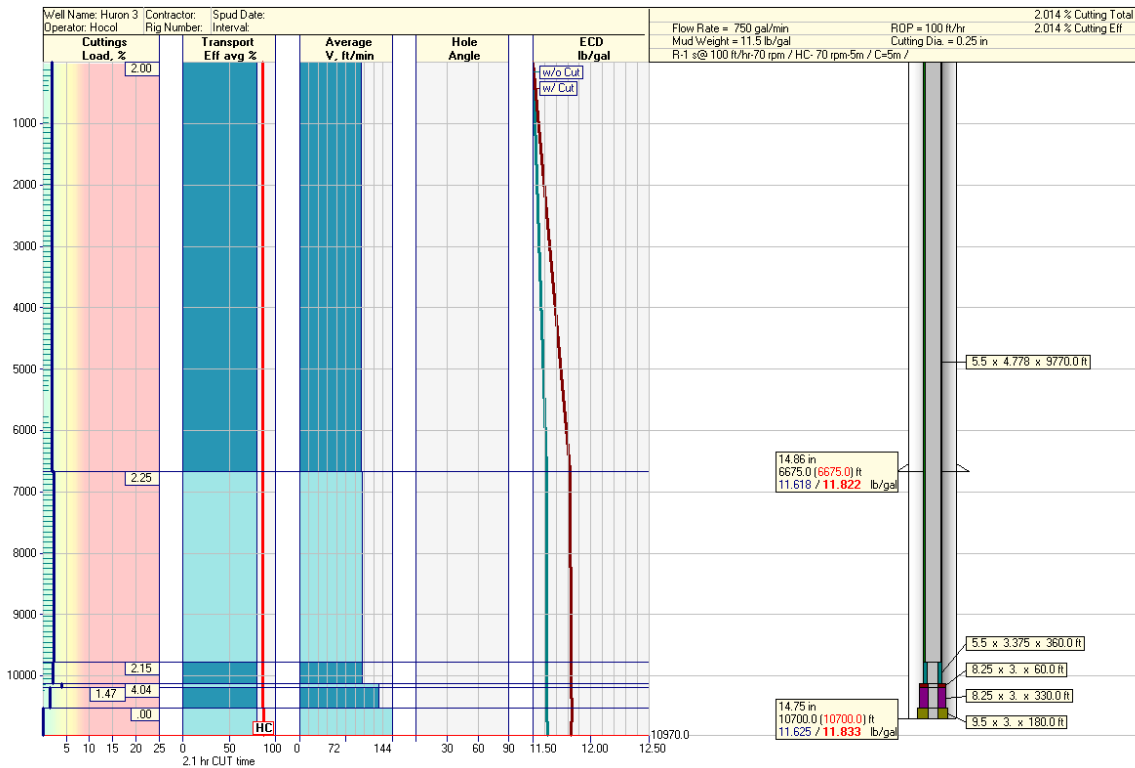


Para la buena limpieza del hueco se recomienda perforar con un caudal mínimo de 850 gal/min a una ROP máxima de 80 ft/hr.

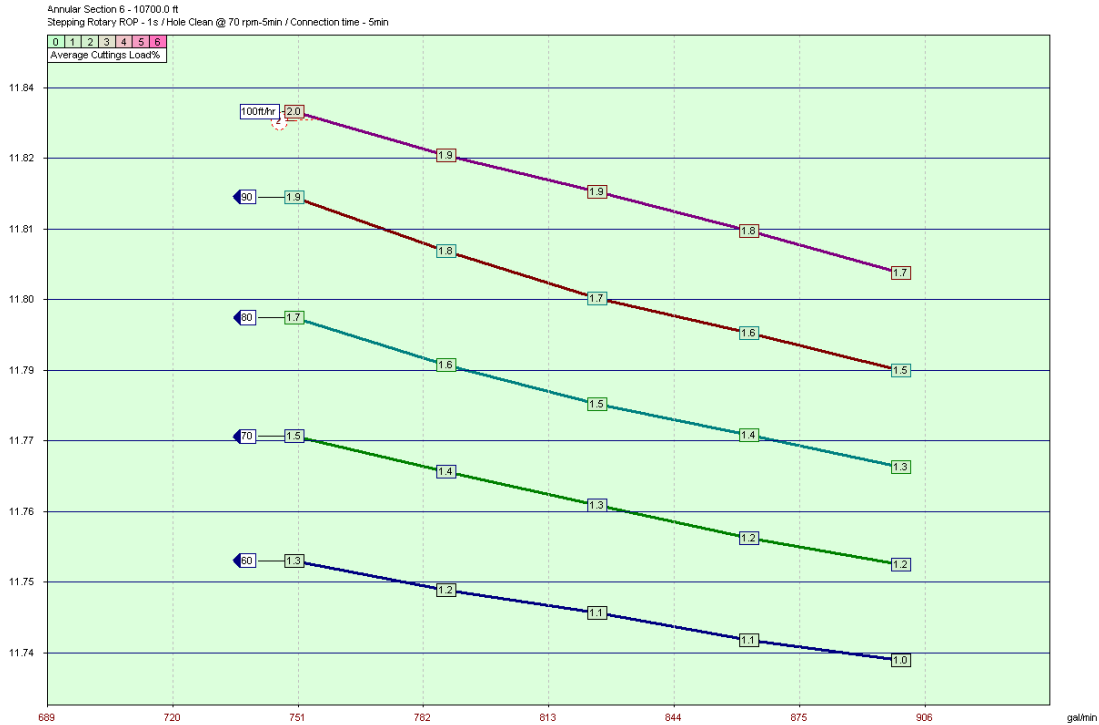
### INTERVALO IV

Profundidad (ft)	Diámetro del Hueco (in)	Tipo de fluido: OBM			Parámetros de perforación	
		Densidad (lb/gal)	VP (cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	Tasa de penetración (ROP) (ft/hr)	Caudal (GPM)
10700	14.75	11.5	20	25	100	750

### Gráfica de Limpieza del Hueco



## Gráfica de Optimización

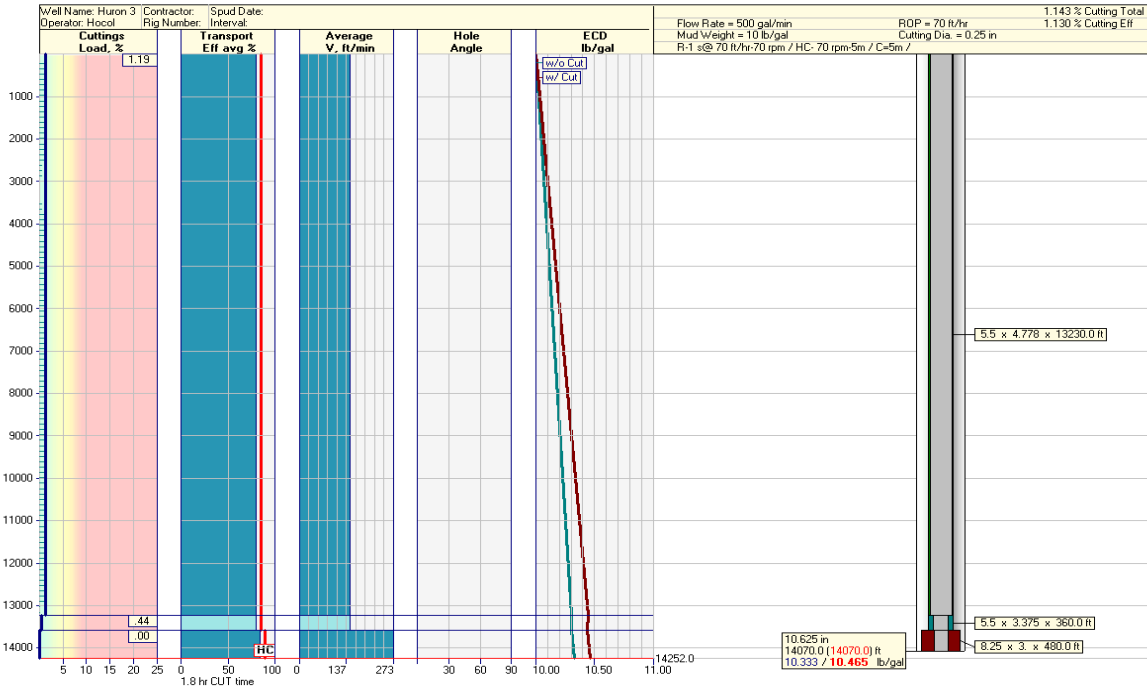


Para la buena limpieza del hueco se recomienda perforar con un caudal mínimo de 750 gal/min a una ROP máxima de 100 ft/hr.

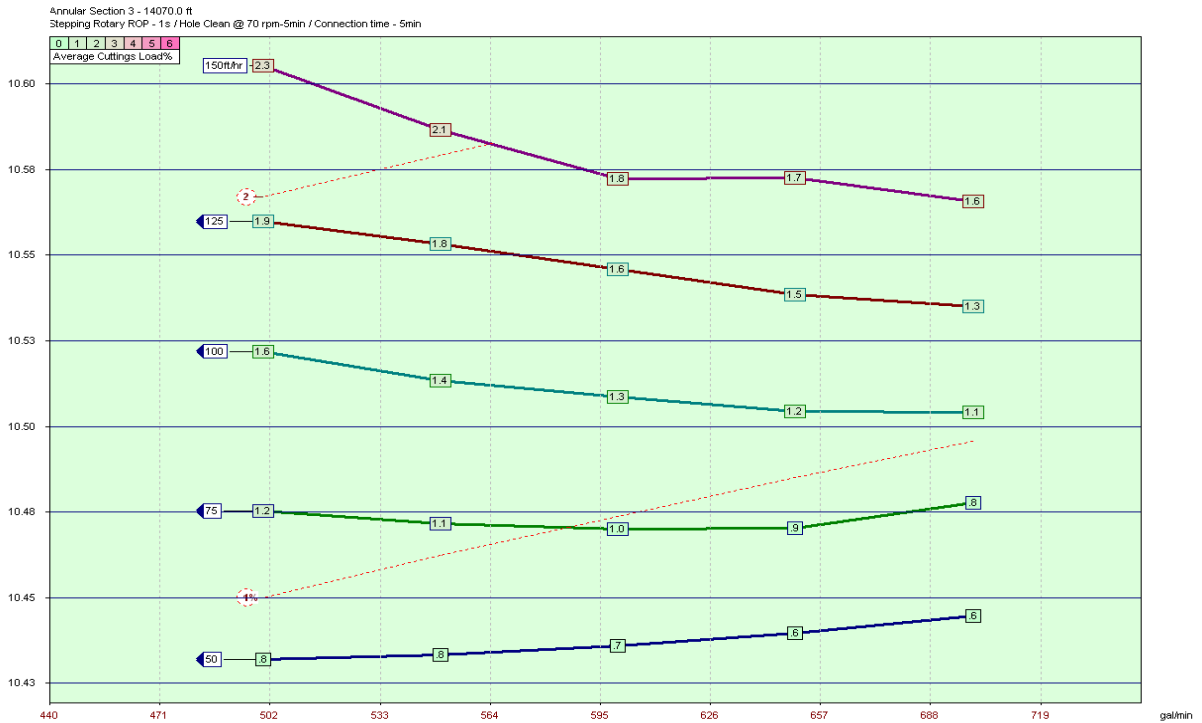
## INTERVALO V

Profundidad (ft)	Diámetro del Hueco (in)	Tipo de fluido: Tixotrópico			Parámetros de perforación	
		Densidad (lb/gal)	VP (cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	Tasa de penetración (ROP) (ft/hr)	Caudal (GPM)
14070	10.625	10	20	25	20	650

## Gráfica de Limpieza del Hueco



## Gráfica de Optimización

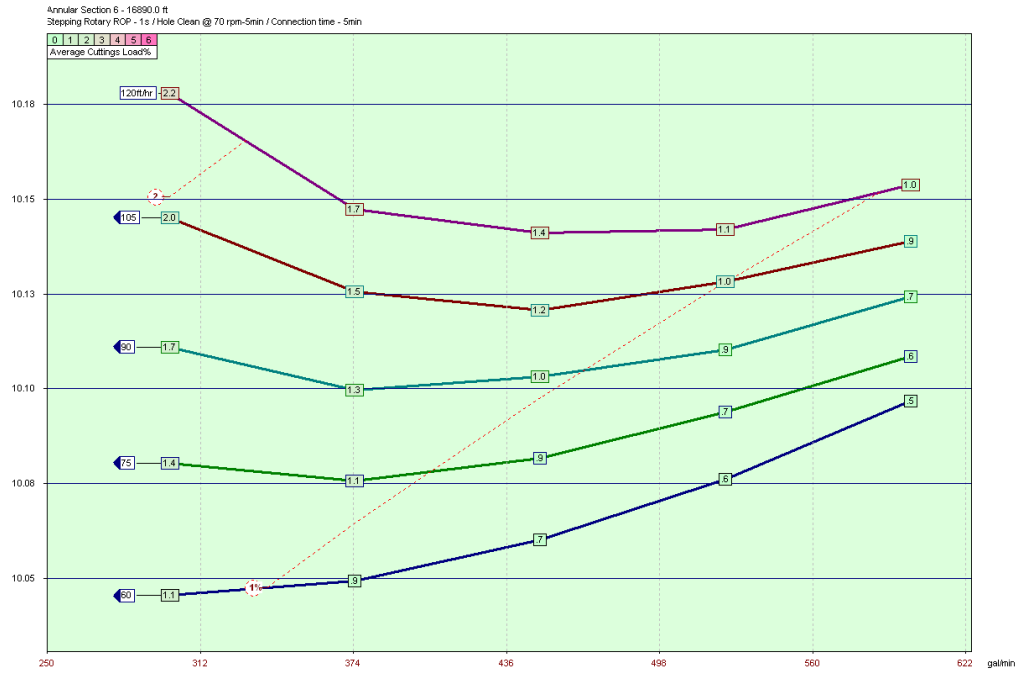


Para la buena limpieza del hueco se recomienda perforar con un caudal mínimo de 500 gal/min a una ROP máxima de 70 ft/hr.

### INTERVALO VI

Profundidad (ft)	Diámetro del Hueco (in)	Tipo de fluido: Tixotrópico			Parámetros de perforación	
		Densidad (lb/gal)	VP (cp)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	Tasa de penetración (ROP) (ft/hr)	Caudal (GPM)
16890	8.5	9.5	20	25	100	450

### Gráfica de Optimización



Para la buena limpieza del hueco se recomienda perforar con un caudal mínimo de 450 gal/min a una ROP máxima de 100 ft/hr.