

**ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA PERFORAR SECCIONES DE  
BITUMENES O CRUDOS EXTRAPESADOS UTILIZANDO FLUIDOS DE  
PERFORACION BASE AGUA CONVENCIONALES**

**ISMAEL MARTINEZ POLANIA**

**GERMAN EDUARDO COBALEDA MOLINA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA**

**2010**

**ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA PERFORAR SECCIONES DE  
BITUMENES O CRUDOS EXTRAPESADOS UTILIZANDO FLUIDOS DE  
PERFORACION BASE AGUA CONVENCIONALES**

Director:

Luis Fernando Bonilla Camacho

Ingeniero de Petróleos. Universidad Surcolombiana

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de

**INGENIEROS DE PETROLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA**

**2010**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

Neiva, Febrero de 2010

## DEDICATORIA

*Principalmente a Dios por permitir que cada una de mis metas se cumplan, a mi padre Germán Cobaleda Castiblanco y mi madre Gladys Molina Navarro por el apoyo constante e incondicional en las decisiones tomadas durante la carrera y mi vida, a mi hermana por sus consejos y a mis amigos y compañeros por tantas experiencias vividas en la universidad y enseñanzas que me dejaron.*

*Germán Eduardo Cobaleda Molina.*

*Esta tesis es una parte de mi vida y comienzo de otras etapas por esto y más, la dedico a Dios por las oportunidades que me ha dado para salir triunfante en todos los propósitos de mi vida, a mis padres Arnulfo Martínez y Esther Polanía por su apoyo constante y desmesurado, a mis hermanos y muy especialmente a mi tía María Del Carmen Martínez (ZEPD) por haberme brindado su apoyo cuando más lo necesitaba, por darme siempre palabras de aliento y de fuerza; no voy a olvidar sus consejos, enseñanzas y ayuda; Doy gracias a mis amigos y a todas las personas que contribuyeron de manera especial en que cada uno de mis propósitos se hiciera una realidad.*

*Ismael Martínez Polanía*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo expresan sus agradecimientos a:

La **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** por su aporte en la formación de profesionales en la carrera de ingeniería de petróleos.

A **SAUL GOMEZ**, por su colaboración en la adquisición del tema de grado junto con sus compañeros de trabajo.

Al Ingeniero **RICARDO CASTRO**, por habernos dado la oportunidad de realizar este proyecto.

Al ingeniero **ERNESTO NARVÁEZ**, por su apoyo y por permitir los permisos necesarios en Qmax para obtener la información del proyecto.

Al Ingeniero **FERNANDO BONILLA**, director del proyecto, por su apoyo y orientación en el desarrollo del mismo.

Al Geólogo **ROBERTO VARGAS**, profesor del Programa de ingeniería petróleos, evaluador del proyecto. Por el interés prestado y la colaboración dada desde el inicio del este proyecto.

Al Ingeniero **LUIS HUMBERTO ORDUZ**, Profesor titular del Programa de ingeniería petróleos y evaluador del proyecto.

A **Qmax Solution Colombia** por brindarnos el apoyo con la información necesaria y pautas para el desarrollo del proyecto.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCION</b> .....	<b>17</b>
<b>1.CRUDOS PESADOS</b> .....	<b>18</b>
1.1 CLASIFICACION DE LOS CRUDOS PESADOS, EXTRAPESADOS Y BITUMEN .....	18
<b>1.1.1 Clasificación de crudos pesados por criterio de la UNITAR</b> (United nations institute for training and research).....	19
<b>1.1.2 Clasificación del crudo pesado por criterio de China</b> .....	20
1.2 BITUMEN.....	21
1.2.1 Definición de bitumen.....	21
1.2.2 propiedades de los crudos extrapesados y bitumen.....	23
<b>1.2.3 Origen de los bitúmenes</b> .....	23
1.2.4 Clases de bitumes o breas.....	24
1.3 CAMPOS CON EXPERIENCIAS EN CRUDOS PESADOS.....	24
<b>2. PRINCIPIOS DE PERFORACION</b> .....	<b>28</b>
2.1 DESCRIPCIÓN.....	28
2.2 DEFINICIONES.....	28
2.3 OPERACIONES DE PESCA.....	30
2.3.1 Cuándo se produce una pesca.....	31
2.3.2 Causas de trabajos de pesca.....	31
2.4 PEGA DE TUBERIA.....	33
<b>2.4.1 Pega Mecánica</b> .....	33
2.4.2 Pega por presión diferencial.....	37
2.4.3 Prevención de pegas.....	39
2.5 TRABAJO DE TUBERIA.....	44
2.6 PERDIDAS DE CIRCULACION.....	47
<b>3. FLUIDOS DE PERFORACION</b> .....	<b>49</b>
3.1 DEFINICION.....	49
3.2 DISEÑO DE FLUIDOS.....	49

3.3 FUNCIONES DE LOS LODOS.....	49
3.4 ADITIVOS MÁS USADOS.....	50
3.5 PRUEBAS FUNDAMENTALES DE LODOS DE PERFORACIÓN.....	51
3.5.1 Densidad del lodo.....	51
3.5.2 Propiedades reológicas.....	51
3.5.3 PH de lodo y alcalinidad.....	51
3.5.4 Características de filtración.....	52
3.5.5 Análisis del filtrado.....	52
3.5.6 Análisis de sólidos.....	52
3.5.7 Temperatura.....	52
3.6 TIPOS DE LODOS.....	53
3.6.1 Lodos base agua.....	53
3.6.2 Lodos de agua dulce.....	54
3.6.3 Lodos de agua de mar.....	54
3.6.4 Lodos de agua saturada.....	54
3.6.5 Lodos de emulsión de petróleo.....	55
3.7 CICLO DEL LODO.....	55
3.8 HIDRAULICA DE PERFORACION.....	57
3.8.1 Modelos reológicos.....	57
3.8.2 Análisis hidráulico.....	62
3.8.2.1 Potencia hidráulica por pulgada cuadrada de área de la broca (HSI).....	63
<b>4. GENERALIDADES DEL CAMPO TISQUIRAMA.....</b>	<b>68</b>
4.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA.....	70
4.2 MARCO GEOLÓGICO.....	71
4.2.1 Geología del petróleo en el valle del Magdalena medio.....	73
4.3 ESTRATIGRAFIA.....	74
<b>5. PROBLEMA DE APLICACIÓN.....</b>	<b>78</b>
5.1 POZO TISQUIRAMA 8.....	78
5.2 RESUMEN OPERACIÓN DE PERFORACION.....	79
5.2.1 Sección 1.....	79
<b>5.2.1.1 Desempeño del fluido de perforación</b>	
5.2.1.2 Desempeño del fluido de perforación.....	80

5.2.2 Sección 2.....	81
5.2.2.2 Desempeño del fluido de perforación.....	84
5.3 ESTADO MECANICO FINAL DEL POZO TISQUIRAMA 8.....	88
<b>6. FLUIDOS DE PERFORACION CAMPO TISQUIRAMA.....</b>	<b>89</b>
6.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE FLUIDO “Q DRILL”.....	89
6.2 RELACION DE POZOS DEL CAMPO TISQUIRAMA PERFORADOS CON EL FLUIDO Q DRILL.....	92
6.3 FLUIDO POZO TISQUIRAMA 6.....	93
6.4 FLUIDO POZO TISQUIRAMA 7.....	98
6.5 FLUIDO POZO TISQUIRAMA 8.....	103
6.5.1 Conclusiones de la perforación.....	104
6.6 ANALISIS Y DISEÑO DEL FLUIDO PARA MEJORAR LA PERFORACION ....	105
<b>7. PRUEBAS DE LABORATORIO.....</b>	<b>113</b>
7.1 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION DEL POZO TISQUIRAMA 8 EN EL INTERVALO PROBLEMA.....	113
7.2 PRODUCTOS A UTILIZAR.....	117
7.3 CONCENTRACIONES DURANTE LAS PRUEBAS.....	119
7.4 PRUEBAS A REALIZAR.....	120
<b>8. RESULTADOS Y ANALISIS.....</b>	<b>120</b>
8.1 PRIMERA PRUEBA.....	121
8.2 SEGUNDA PRUEBA.....	122
8.3 TERCERA PRUEBA.....	122
8.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE A CUERDO A CADA PRUEBA.....	123
8.4.1 Análisis de resultados.....	124
8.5 PRUEBA DE DISPERSION DEL BITUMEN.....	125
<b>9. CONCLUSIONES.....</b>	<b>128</b>
<b>10. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>131</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>133</b>



## INDICE DE ABREVIATURAS

Bbls: barriles

BHA: ensamblaje de fondo de pozo.

BOPD: barriles de petróleo por día.

BPD: barriles por día.

Cp: centipoise

ECS: equipo de control de sólidos

ECD: densidad equivalente de circulación.

Fm: formación.

gpm: galones por minuto.

HWDP: heavy weight drill pipe

Lpg: libras por galón.

MBOPD: miles de barriles de petróleo por día.

MBT: bentonita total en lodo

MMBO: millones de barriles de petróleo.

MMMB: mil millones de barriles.

MW: mud weight

MWD: midiendo mientras se perfora.

PDC: broca policristalina y de diamante

ppb: libras por barril

ROP: rata de penetración en la perforación.

RPM: revoluciones por minuto.

SPV: superintendencia provincia.

TFA: área total de flujo

Tisq: Tisquirama.

TPC: tera pies cúbicos.

VMM: valle medio del magdalena.

VP: viscosidad plástica.

YP: punto de cedencia

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1. CLASIFICACIÓN DE CRUDOS PESADOS POR UNITAR.....	20
TABLA 2 CLASIFICACIÓN DEL CRUDO PESADO POR CRITERIO DE CHINA .....	20
TABLA 3. PROPIEDADES DE LOS CRUDOS EXTRAPESADOS Y BITUMEN .....	23
TABLA 4. PROPIEDADES DEL CRUDO DE CAMPO RUBIALES.....	25
TABLA 5. PRINCIPALES CAMPOS DE CRUDOS PESADOS EN EL MUNDO .....	27
TABLA 8. COMPONENTES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN LA SECCIÓN 1 DEL POZO TISQUIRAMA 8.....	80
TABLA 9. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN LA SECCIÓN 1 DEL POZO TISQUIRAMA 8.....	81
TABLA 10. COMPONENTES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN LA SECCIÓN 2 DEL POZO TISQUIRAMA 8.....	86
TABLA 11. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN LA SECCIÓN 2 DEL POZO TISQUIRAMA 8.....	87
TABLA 12. COMPONENTES DEL FLUIDO Q DRILL .....	89
TABLA 13. MATERIAL ADICIONAL COMO ADITIVOS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	90
TABLA 14. RELACIÓN POZOS PERFORADOS CON EL SISTEMA DE FLUIDOS Q DRILL.....	92
TABLA 15. PROBLEMAS POTENCIALES Y FRECUENTES EN LOS POZOS DEL ÁREA.....	106
TABLA 16. PROPIEDADES FLUIDO DE PERFORACIÓN POZO TISQUIRAMA 8.....	113
TABLA 17. PROPIEDADES PROPUESTAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN A PREPARAR. ....	116
TABLA 18. PRODUCTOS A UTILIZAR EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	117
TABLA 19. CONCENTRACIONES DE PRODUCTOS A UTILIZAR EN LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN 2.....	118
TABLA 20. CONCENTRACIONES UTILIZADAS EN LABORATORIO .....	119

<b>TABLA 21. CONCENTRACIÓN FINAL DE LOS PRODUCTOS DEL FLUIDO PROPUESTO. ....</b>	<b>121</b>
<b>TABLA 22. CONCENTRACIONES MÁS CONTENIDO DE GLYMAX.....</b>	<b>122</b>
<b>TABLA 23. CONCENTRACIÓN FINAL DEL FLUIDO CON ADICIÓN DE Q DRILL UP. ....</b>	<b>123</b>
<b>TABLA 24. PROPIEDADES TÍPICAS EN CADA PRUEBA DE FLUIDO. ....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>TABLA 25. LODO BASE PARA LA PRUEBA DE DISPERSIÓN.....</b>	<b>125</b>
<b>TABLA 26. REOLOGIA DEL FLUIDO CON DIESEL Y QCLEAN .....</b>	<b>126</b>
<b>TABLA 27. RESULTADOS DE LA DISPERSIÓN .....</b>	<b>126</b>
<b>TABLA 28 PESOS DE LOS FLUIDOS .....</b>	<b>126</b>

## LISTA DE GRÁFICAS

<b>GRÁFICA 1. CORRELACIÓN DE LAS CURVAS DE DENSIDAD DEL FLUIDO EN EL POZO TISQUIRAMA 6 Y TISQUIRAMA 8.....</b>	<b>94</b>
<b>GRÁFICA 2. PROPIEDADES DEL FLUIDO DURANTE LA PERFORACIÓN DE TISQUIRAMA 6 .....</b>	<b>97</b>
<b>GRÁFICA 3. CORRELACIÓN DE LAS CURVAS DE DENSIDAD DEL FLUIDO EN EL POZO TISQUIRAMA 7 Y TISQUIRAMA 8.....</b>	<b>100</b>
<b>GRÁFICA 4. PROPIEDADES DEL FLUIDO DURANTE LA PERFORACIÓN DE TISQUIRAMA 7 .....</b>	<b>102</b>
<b>GRÁFICA 5. CORRELACIÓN DE DENSIDADES DE POZOS EN EL CAMPO TISQUIRAMA .....</b>	<b>112</b>

## LISTA DE FIGURAS

FIG 1. CRUDO PESADO CONVENCIONAL.....	18
FIG 2. CRUDO EXTRA PESADO.....	19
FIG 3. CRUDO SÚPER PESADO .....	19
FIG 4. CLASIFICACIÓN DE CRUDOS POR VISCOSIDAD Y GRADOS API...22	
FIG 5. OJO DE LLAVE (KEY SEAT) .....	34
FIG 6. SECCIÓN Y VISTA SUPERIOR DE UN OJO DE LLAVE .....	35
FIG 7. PEGA POR CEMENTO .....	36
FIG 8. FORMACIONES MÓVILES	
FIG 9. FORMACIONES REACTIVAS .....	36
FIG 10. ILUSTRACIÓN PEGA DIFERENCIAL .....	38
FIG 11. RATA DE CORTE VS. ESFUERZO DE CORTE. FLUIDOS NEWTONIANOS.....	58
FIG 12. COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LOS FLUIDOS PLÁSTICOS. NO NEWTONIANOS .....	59
FIG 13. COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LOS FLUIDOS PLÁSTICOS. NO NEWTONIANOS .....	
FIG 13. CUENCA DEL VALLE MEDIO MAGDALENA (VMM) .....	70
FIG 14. DEPARTAMENTO DEL CESAR .....	70
FIG 15. CAMPO TISQUIRAMA .....	71
FIG 16. ELEMENTOS TECTÓNICOS QUE LIMITAN VMM.....	72
FIG 17. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO MAGDALENA .....	76
FIG 18. PROGRAMA DISEÑO MECÁNICO POZO TISQUIRAMA 8.....	78
FIG 19. DISEÑO MECÁNICO FINAL POZO TISQUIRAMA 8.....	88

## RESUMEN

La perforación de pozos petroleros cada día se hace mayor en todo el mundo, buscando petróleo en lugares inexplorados para obtener una mayor producción a nivel mundial y responder a la demanda, esto ha llevado a la exhaustiva búsqueda del mejoramiento y optimización de las operaciones y más cuando se trata de extraer crudos con características más complejas para su perforación y producción.

Se hizo el análisis a un fluido de perforación base agua convencional que se diseñó para perforar una zona del valle medio del Magdalena (VMM) que cuenta con presencia de arcillas muy activas que alteran las condiciones del lodo, por tal razón se realizan las perforaciones en el campo Tisquirama con un fluido base agua inhibidor, pero en unos de sus pozos, el Tisquirama 8 se presenta un problema particular que es la presencia de bitumen ocasionando una pega de la tubería y generando daños y mayores costos en la perforación; lo que hizo necesario un estudio más detallado de las propiedades de este fluido usado en el pozo Tisquirama 8 para buscar alternativas que permitan perforar esta zona con ese mismo tipo de fluido.

Para llegar a proponer un fluido que optimice la operación de perforación fue necesario analizar el desempeño del fluido en los pozos del campo Tisquirama donde fue utilizado, y correlacionar algunas propiedades, consideradas de mayor importancia en la función del fluido y que pudieran generar mejoras en el sistema de lodo, como son la densidad, la viscosidad y la capacidad de inhibición, también fue necesario la documentación acerca de las propiedades físico-químicas de los bitúmenes y caracterizar muy bien su clasificación dentro de los crudos pesados, los cuales han tomado mucho interés hoy en día en la industria petrolera y por ende es necesario conocer más acerca de estos crudos, más aun cuando en nuestro país no se tiene gran experiencia en dicho campo.

Luego de analizar las características a cambiar del fluido para utilizar en estas secciones, se realizaron pruebas de laboratorio para comprobar las propiedades del fluido y observar su comportamiento, y así poder realizar algunas modificaciones de acuerdo a los resultados arrojados en las pruebas; para estas pruebas se contó con la ayuda de la empresa Q Max Solution puesto que ella suministró los productos necesarios para preparar el fluido además de algunos resultados de pruebas que se hicieron en los laboratorios de la empresa.

Se mejoraron las propiedades que fueron deficientes en el fluido de perforación del pozo Tisquirama 8 y se realizaron las recomendaciones respectivas para utilizar este fluido en otros pozos al igual que el mejoramiento en las operaciones de perforación ya que el fluido se comporta de acuerdo a los procedimientos que se lleven durante la perforación.



## INTRODUCCION

---

El fluido de perforación juega un papel fundamental en la perforación de pozos petroleros, de él depende el éxito de una perforación, se trata de hacer el mejor diseño de este revisando el comportamiento de cada una de sus propiedades frente a eventualidades como el aporte de arcillas reactivas de parte de la formación entre otras eventualidades, y la utilización del aditivo que contrarreste dicho problema.

Existen muchas alternativas para perforar secciones con bitúmenes pero son demasiado costosas; se trata de buscar una alternativa que económicamente sea rentable y que sea eficiente, los bitúmenes reaccionan ante la perforación con lodos base aceite, pero pueden presentar problemas de pega de tubería y embotamiento a parte de que son costosos, de ahí que debemos descartar esta posibilidad; se trata de buscar un lodo convencional que cumpla con los requerimientos necesarios para perforar secciones bituminosas y para ello se han correlacionado las propiedades de los lodos utilizados en las perforaciones de los pozos Tisquirama.

Con el presente trabajo se realiza un análisis a las propiedades del fluido de perforación a utilizar, mas no se va a hacer un análisis económico de él.

## 1. CRUDOS PESADOS

En la última década los crudos pesados han tomado gran fuerza en el campo energético dentro de los hidrocarburos, esto ha generado cada vez mayores retos en la ingeniería de perforación, producción y yacimientos para una mayor eficiencia en la producción de ésta clase de hidrocarburos. Teniendo en cuenta las exigencias de la industria se hace cada vez más necesario la clasificación de los tipos de crudo de acuerdo a su calidad, características de fluidez y composición, para conocer sus comportamientos bajo diferentes condiciones en las que puede estar presente, ya sean geológicas y de yacimientos como en el manejo en superficie.

### 1.1 CLASIFICACION DE LOS CRUDOS PESADOS, EXTRAPESADOS Y BITUMEN

**Crudo pesado convencional:** Este es el tipo de aceite pesado con viscosidad menor de 10000 Cp, el aceite pesado convencional tiene cierta fluidez a condiciones de temperatura normal.

**Figura 1. Crudo pesado convencional**



**FUENTE:** artículo de congreso internacional de crudos pesados, " Heavy oil development techniques in Liaohe oilfield". 2008

**Crudo extra pesado:** Este es un crudo que tiene una viscosidad entre 10000 y 50000 Cp. Comparado con el crudo pesado convencional a condiciones de temperatura normal, el aceite extra pesado muestra una baja fluidez, similar a una crema de helado.

**Figura 2. Crudo extra pesado**



**FUENTE:** artículo de congreso internacional de crudos pesados, "Heavy oil development techniques in Liaohe oilfield". 2008

**Crudo súper pesado:** Este es un tipo de crudo que tiene viscosidades mayores a los 50000 Cp, comparado con el crudo pesado convencional bajo condiciones de temperatura normal, el crudo súper pesado está generalmente lejos de tener fluidez

**Figura 3. Crudo Súper pesado**



**FUENTE:** artículo de congreso internacional de crudos pesados, "Heavy oil development techniques in Liaohe oilfield". 2008

### 1.1.1 Clasificación de crudos pesados por criterio de la UNITAR (United nations institute for training and research)

**Tabla 1. Clasificación de crudos pesados por UNITAR**

Categoría	1er criterio	2do criterio	
	Viscosidad	60 °F	
	Cp	Densidad (Kg/m3)	API°
Heavy oil	100- 10,000	934- 1,000	20,0 - 10,0
Bitumen	> 10,000	> 1,000	< 10,0

**FUENTE:** artículo de congreso internacional de crudos pesados, " Heavy oil development techniques in Liaohe oilfield". 2008

### 1.1.2 Clasificación del crudo pesado por criterio de China

**Tabla 2 Clasificación del crudo pesado por criterio de China**

Categoría	1er Criterio		2do Criterio	
	Viscosidad (Cp)		Gravedad específica (20°C)	API°
Crudo pesado convencional	50* (100- 10.000)		> 0,92	< 21.0
	A	50* <sup>1</sup> - 150*		
	B	150*- 10.000		
Crudo Extrapesado	10.000 - 50.000		> 0.95	< 17.0
Crudo Super pesado	> 50.000		> 0.98	< 12.5

**FUENTE:** artículo de congreso internacional de crudos pesados, " Heavy oil development techniques in Liaohe oilfield". 2008

En conclusión los crudos pesados eran generalizados en un solo tipo de fluido y se trataban de manejar de igual manera pero al darse cuenta de las diferentes complicaciones especialmente en la fluidez de algunos de ellos, se opta por dividirlos en tres grupos que son crudos pesados, extrapesados y bitúmenes o también llamados breas, dicho de esta forma para un mejor entendimiento de conceptos generalizados en nuestro texto, teniendo en

<sup>1</sup> \*Datos referentes a la viscosidad bajo las condiciones de formación, los otros son viscosidades asignadas bajo condiciones de temp. Iguales a 50 °C.

cuenta que el principal parámetro de clasificación es viscosidad encontrándolos de la siguiente manera, crudo pesado<extrapesado< bitumen y de allí podemos decidir su capacidad de fluidez, seguida su clasificación por la calidad del fluido o calidad API siendo crudo pesado> extrapesado> bitumen.

## 1.2 BITUMEN

### 1.2.1 Definición de bitumen

El bitumen o asfalto es un sólido, negro, oscuro, café o líquido viscoso; insoluble al agua a 20 °C, parcialmente soluble en solventes alifáticos orgánicos y soluble en disulfuro de carbón, cloroformo, éter y acetona.

Existen depósitos naturales que tienen características físicas similares a las del asfalto derivado del petróleo, la composición es diferente. Los depósitos naturales del asfalto ocurren en varias partes del mundo, principalmente como resultado de la filtración del aceite mineral de la tierra. El depósito natural más conocido es lago Pitch de Trinidad; los depósitos de asfalto se pueden también encontrar en Venezuela, el Mar Muerto, Suiza, y las arenas de aceite de Athabasca en Alberta del noreste.

Los crudos de menos de 10 grados API son crudos extrapesados, de los cuales los de menor densidad son calificados como bitumen.

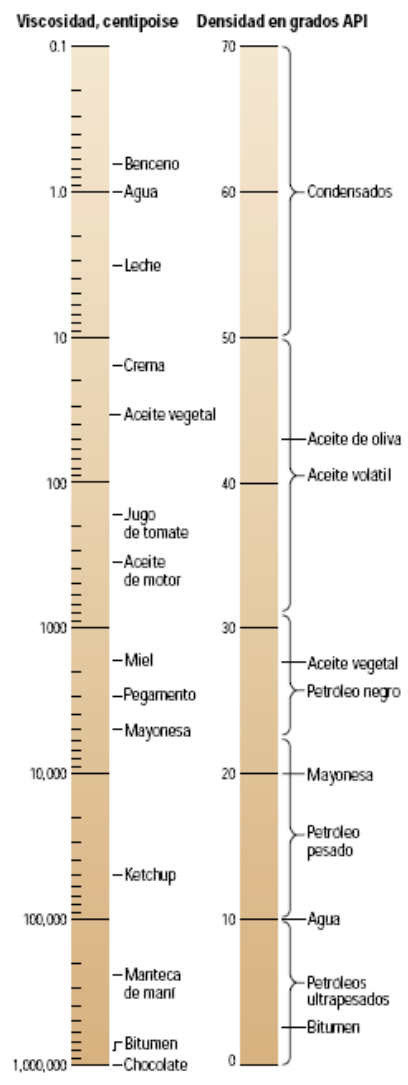
Con respecto a la definición de bitumen se han encontrado diferentes conceptos o formas de caracterizarlo; una definición que ha sido aceptada por la sociedad de ingenieros de petróleo, la asociación norteamericana de geólogos petroleros y la asociación de ingenieros evaluadores de reservas es la que cita el geólogo venezolano Anibal Martínez que se basa en la tasa de fluidez de la sustancia, si tiene un valor menor de los 10.000 milipascales/segundo (10000cp), a la temperatura del yacimiento, es un crudo pero, si tiene un valor igual o mayor de los 10.000 milipascales/segundo, es un bitumen.

Una forma más sencilla de definir bitumen y siendo menos riguroso en lo que se refiere a su fluidez en exactos milipascales por segundo es decir que la sustancia que fluye a la temperatura del subsuelo y se bombea a la superficie, como cualquier crudo pesado, es un crudo. La sustancia que no fluye a la temperatura del subsuelo y que no puede ser bombeada a la superficie, es un bitumen.

Teniendo en cuenta que el crudo posee propiedades tales como viscosidad y densidad podemos también definir bitumen de acuerdo a esta última; La densidad se define usualmente en grados API y está relacionada con la

gravedad específica; mientras más denso es el petróleo más baja es la densidad API. Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. El departamento de energía de los Estado Unidos de Norteamérica define el petróleo pesado como aquel que presenta densidades API de entre 10° y 22.3° sin embargo la naturaleza no reconoce tales limites. En algunos yacimientos de petróleo con densidades tan bajas como 7° u 8° API se considera pesado más que ultrapesado, porque puede ser producido mediante métodos de producción de petróleo pesado.

**Figura 4. Clasificación de crudos por viscosidad y grados API**



**FUENTE:** artículo de Carl Curtis y Robert Kopper "Yacimientos de petróleo pesado"

Según análisis fisicoquímicos los crudos extrapesados tienen gran facilidad para formar emulsiones de agua en crudo; posee surfactantes naturales como asfaltenos, resinas y ácidos carboxílicos que hacen que puedan mejorar su fluidez.

Además el bitúmen es una sustancia rica en carbón y pobre en hidrógeno, que permite el mejoramiento de su calidad con un proceso que es remover una parte del carbón y agregar hidrógeno para producir un aceite más valioso. El mejoramiento se realiza en cuatro partes:

1. La coquefacción elimina al carbón y rompe las moléculas de bitumen grandes en piezas más pequeñas.
2. La destilación se realiza para ordenar las mezclas de hidrocarburo en sus componentes.
3. La conversión catalítica se aplica a los hidrocarburos convirtiéndolos en formas más valiosas.
4. El hidrotreamiento remueve el sulfuro y el nitrógeno, mientras que agrega el hidrógeno al bitumen. Una vez que este proceso está completado, el resultado es petróleo crudo que puede ser transportado a través de tuberías subterráneas hacia varias refinerías para ser refinado más a fondo en productos petrolíferos.

### 1.2.2 propiedades de los crudos extrapesados y bitumen

Tabla 3. Propiedades de los crudos extrapesados y bitumen

Propiedades	Crudo extrapesados	Bitumen
API	Entre 4° y 10°	Menor o igual a 4°
Viscosidad (Cp)	Entre 10.000 y 50.000	De 50.000 a 1.000.000
Contenido de Azufre	Mayor a 1% peso	Mayor a 3% peso
Acides. TAN (número total de ácidos) mgKOH/gr	Mayor a 2	Mayor a 2

FUENTE: autor

### 1.2.3 Origen de los bitúmenes

Los expertos en geoquímica afirman que la roca generadora produce petróleo crudo entre los 30 y 40 °API, el petróleo se vuelve extrapesado luego de la degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento; las bacterias transportadas por el agua superficial

metabolizan los hidrocarburos parafínicos, nafténicos, y aromáticos en moléculas más pesadas. Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua; también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen o escapen.

El petróleo pesado se produce típicamente en formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado.

#### **1.2.4 Clases de bitumes o breas**

*Brea de alquitrán de hulla:* es un residuo de la destilación o tratamiento térmico del alquitrán de hulla. Están constituidas por mezclas complejas de numerosos hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) y compuestos heterocíclicos.

*Brea de petróleo:* son residuos del tratamiento térmico y destilación de distintas fracciones del petróleo. En estas breas abundan los hidrocarburos aromáticos con sustituyentes alquilo y grupos nafténicos.

*Brea vegetal o de biomasa:* se obtienen a partir de alquitranes de origen vegetal por procedimientos similares a los empleados en la obtención de breas de alquitrán de hulla o petróleo.

*Brea sintética:* se obtiene mediante “polimerización” de compuestos aromáticos puros como el naftaleno, o mediante pirólisis de polímeros. Su estructura y propiedades dependen del compuesto de partida.

Las anteriores 4 clases de breas o bitúmenes no son de nuestro total interés puesto que es el producto de los procesos térmicos de laboratorios por el contrario la clase de bitumen que vamos a trabajar es un bitumen natural.

### **1.3 CAMPOS CON EXPERIENCIAS EN CRUDOS PESADOS**

➤ Campos en Colombia:

**Campo Castilla:** está ubicado al sur-oeste de la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales en el departamento del Meta en cercanías al municipio Castilla la nueva, allí opera la empresa colombiana Ecopetrol; La formación



productora es el grupo Guadalupe K1-K2 a 7347 Ft de profundidad y produce un crudo con API de 9<sup>o</sup>-13,4<sup>o</sup> y una producción de 72 MBOPD, viscosidad del aceite 76 cp, porosidad 19%.

**Campo Rubiales:** está ubicado al este de la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales en el departamento del Meta, municipio de Puerto Gaitán; La formación Carbonera de profundidad de 2800 Ft, es la formación de interés de este campo y produce 18 MBOPD con viscosidad del aceite 103 Cp y calidad API 12,3<sup>o</sup>, porosidad 25%, este campo actualmente está siendo operado por la empresa Pacific Rubiales.

### Propiedades del petróleo campo rubiales.

**Tabla 4. Propiedades del crudo de Campo Rubiales**

Cenizas	0,04 % m
Viscosidad Cinética @ 150 °F	367,8 cSt
Calor de combustión total	43,199 MJ/Kg
Sulfuro de hidrogeno	<3 (3 ppm)
Punto de inflamación	180,86 °F
°API	12,3
Numero de Neutralización	0,45 mg KOH/gr
Punto de fluidez	+ 50 °F
BSW	81%

**FUENTE:** artículo SPE, "Comparative analysis of productive method with PCP systems at Rubiales oil fields (Colombia)". 2008

**Campo Teca- Nare:** están ubicados en la cuenca sedimentaria del valle medio del Magdalena (VMM) en cercanías al municipio de Puerto Nare (Antioquia), Puerto Triunfo (Antioquia) y Puerto Boyacá (Boyacá), campo operado por Mansarovar Energy Colombia en asociación con Ecopetrol; La formación productora de este campo es la formación Colorado y está a 2200 Ft de profundidad, produce 16 MBOPD de un crudo de 12.8<sup>o</sup> API y viscosidad de 12000 cp.

**Campo Jazmín:** está ubicado en la cuenca sedimentario del valle medio del Magdalena (VMM), cerca al municipio de Puerto Boyacá (Boyacá), este campo es operado por Mansarovar Energy Colombia en asociación con Ecopetrol, la formación de interés se encuentra a 1600 Ft de profundidad y produce 10 MBOPD de un crudo de 12.8 °API, contenido de azufre mayor de 1,5% peso, viscosidad 11228 cp, la formación tiene una porosidad de 28%.

En la actualidad se destacan proyectos de perforación y desarrollo de campos en yacimientos con estas características, donde los últimos pozos perforados se han inclinado por la tendencia de hacer pozos direccionados desde una misma plataforma, principalmente campo Castilla y campo Jazmín han arrojado excelentes resultados tanto en reducción de costos en perforación como en aumento de la producción, complementados con diversos proyectos de recobro mejorado.

➤ Campos en el mundo:

### Principales campos de crudo pesado en el mundo

Tabla 5. Principales campos de crudos pesados en el mundo

CAMPO/ AREA	UBICACIÓN	FORMACION	°API	VISCOSIDAD ACEITE (Cp)	PRODUCCION	
Liaohe	Cuenca NE China	Lian	10,5	34.590	30000 ton/dia	
Shuguang	Cuenca central China	C	16,8	345,2 – 7859	70,7 ton/dia*pozo	10000 ton/dia
		E (E1 y E2)	15,7	1.050	#	
		F	12,2	2.950	51,3 ton/dia*pozo	
Huanxiling	Cuenca Sur china	Shahejie	9,2	5.495	29 ton/dia*pozo	3000 ton/dia
Gaosheng	Cueca Norte china	Bloque JIN A- D	18,6	3.000	25 ton/dia*pozo	3500 ton/dia
Frog Lake	Alberta, Canada	Waseca	10,0 - 14,0	25.000	650 BPD	2400 BOPD
		Manville		20.000	800 BPD	
		Mclaren		25.000	800 BPD	
		Dina		50.000	175 BPD	
Oil sands Athabasca	Alberta, Canada	Colorado, Manville	7,5- 9	1.000.000	813 MBOPD	
Midway- Sunset	california, USA	Monterrey	10,0- 15,0	500- 10.000	1 MMMB	
kern River		kern River	13	4.000	80 MBPD	
South belridge		Tulare	10,0- 15,0	500- 10.000	1 MMMB	
Boscan	Oeste Venezuela	Misoa	10	150-350	115 MBPD	
<b>FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO</b>						
Carabobo	Centro Venezuela	Mesa, Las pedras, Freites y Oficina	8,5	> 5.000	642 BPD/pozo	600 MBOPD
Ayacucho			8,0 - 9,0			
Junín			9			
Boyaca			8			

FUENTE: autor

## 2. PRINCIPIOS DE PERFORACIÓN

---

### 2.1 DESCRIPCIÓN

El objetivo principal de un pozo petrolero es alcanzar la zona de hidrocarburos. Se perforan varias capas de formaciones litológicas cada vez más profundas, que contienen diversos elementos contaminantes, entre ellas las temperaturas y presiones de la formación perforada afectan a los sistemas de fluidos de control, sobre todo a los de base agua; sin embargo, en la actualidad ya se diseñan fluidos con aditivos químicos resistentes y estables a los contaminantes, así como biodegradables y no tóxicos para proteger a los ecosistemas donde se perfora un pozo petrolero.

### 2.2 DEFINICIONES

- **Fluido de control:** es el fluido circulatorio que se utiliza en un equipo de perforación o en el completamiento del pozo, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar. La estabilización de sus parámetros físico-químicos, así como la variación de los mismos al contacto con los contaminantes liberados en la formación perforada son controladas mediante análisis continuos.
- **Tanque de lodos:** son recipientes metálicos que almacenan el fluido de control en un equipo de perforación, con capacidad variable entre 40 y 70 m, cuenta con agitadores electromecánicos, pistolas hidráulicas, tanto de fondo como superficial; válvulas y líneas para la recirculación del fluido.
- **Bomba de lodos:** es la encargada de hacer circular el fluido de control a

través del sistema circulatorio integrado por las tuberías de perforación, tanques metálicos, barrena y espacio anular del pozo. Debe tener un gasto y presión de bombeo que depende del diámetro de la barrena empleada y de las características de la formación que se perfora.

- **Tubería de perforación:** tiene como función principal transmitir la rotación y peso a la barrena, para que ésta al girar, corte la formación. A la vez, será el ducto para conducir al fluido de perforación hacia el área del corte de la barrena.
- **Barrena:** es el elemento principal que efectúa el corte de la formación con la ayuda del fluido de control, cuyo flujo pasa a gran velocidad a través de sus toberas.
- **Espacio anular:** se trata de la separación entre la formación litológica y la tubería de perforación, y depende del grado de estabilización del agujero perforado con las propiedades físico-químicas del fluido de control y las condiciones operativas empleadas.
- **Equipo de control de sólidos:** son dispositivos auxiliares empleados en el sistema circulatorio del fluido de control. Separa los sólidos de tamaños variables provenientes del corte de la barrena así como de los gases de la formación perforada, limpia y aprovecha mejor el fluido de control para optimar.

### 2.3 OPERACIONES DE PESCA

"Pescar" es el término común usado en la industria petrolera, para designar la actividad de recuperar objetos o herramientas atascadas o innecesarias, denominadas "pescado", del pozo.

Los trabajos de pesca no son esperados ni mucho menos bienvenidos, pero hay que afrontarlos cuando se presentan y buscar la forma más rápida y económica de resolverlos.

Con el fin de sacar un pescado del pozo, se han diseñado multitud de herramientas, que se usan de acuerdo con el tipo de objeto que se necesita extraer del hueco. En ocasiones deben diseñarse herramientas exclusivas para pescar en un pozo en particular, por la complejidad que pueden presentar estos problemas. Esto demuestra que los procedimientos deben servir como guía o asimilarse en parte a problemas que puedan presentarse, pero no deben ser tomados de forma tan rígida que resulte aumentando la dificultad del caso.

Lo deseable es que los problemas de pesca nunca se presenten, para lo cual se debe prevenir al máximo su ocurrencia, pero una vez presentes, lo más valioso es tanto el conocimiento que se tenga del pozo y de todo lo que se encuentre dentro de él, como de la experiencia y habilidad del personal encargado de resolverlos.

Muchas veces los problemas de pesca son tan graves, que es mejor técnica y económicamente abandonar la parte afectada del hueco y proceder a desviar el pozo.

Dentro de la planeación del pozo se debe prever este tipo de riesgos, para programar con qué herramientas básicas se debe contar en el equipo, en donde se pueden conseguir herramientas especiales y en qué tiempo pueden tenerse en el pozo.

El presupuesto debe incluir un porcentaje para estos casos imprevistos, de tal forma que dé margen a realizar una operación de pesca sin agotar el presupuesto asignado a las actividades normales de perforación.

Se han de prever planes alternos en caso de presentarse problemas graves a profundidades representativas que no ameriten el abandono del pozo, teniendo en cuenta que toda operación de pesca por sencilla que parezca tiene riesgos que a la postre están representados en costos.

La decisión de pescar o no, es económica, hay ecuaciones que ayudan a tomar tal determinación, o por cuánto tiempo hacerlo, pero no pueden incluirse todos los factores por ser tantos los que afectan la decisión.

### **2.3.1 Cuándo se produce una pesca**

Una pesca se origina cuando:

- Se queda en el pozo parte de la sarta de perforación.
- Se queda en el pozo parte de un componente de la sarta de perforación (cono de la broca, aleta de estabilizador, etc.).
- Se cae al pozo un elemento que impida continuar con la perforación.
- Ante una pega de la tubería se hace necesario desconectar parte de ella y dejarla en el pozo para proceder a las actividades de lavado.
- Se quiere rescatar objetos temporales o permanentes usados en el pozo (tapones, empaques, revestimiento, etc.).

### **2.3.2 Causas de trabajos de pesca**

Hay muchas causas que contribuyen a originar trabajos de pesca, pero la predominante es el "error humano", por imprevisión, negligencia o desconocimiento de los eventos que pueden ocasionar problemas. Cuando se producen trabajos de pesca, es importante evitar que las fallas humanas aumenten el tiempo y los costos. Cada esfuerzo que se haga debe mejorar en algo la situación; los viajes sin éxito causan pérdidas de dinero y aumento de riesgos. La probabilidad indica que después de un número determinado de viajes aparece un nuevo problema.

Los problemas más frecuentes que conducen a trabajos de pesca es la pega de tubería y entre otros casos de pescado en pozo están los causados por fallas en los materiales, ya sea por mala calidad, desgaste natural o sometimiento a esfuerzos superiores a su diseño y esto son:

- Sobrepasar el torque máximo.
- Agrandamiento de un hueco.
- Falla por demasiado desgaste.
- Cambio de esfuerzo (máximo a mínimo) en el mismo punto.
- Perforar con tubería en compresión.
- Tubería no adecuada al trabajo (mal diseñada).
- Tensión excesiva con los arietes cerrados.
- Por caída de tubería de las cuñas.
- Caída de chatarra al pozo (cuñas, rodamientos, conos, aletas de estabilizador, etc.).
- Se puede considerar también el caso de pega por acuñaamiento de tubería en hueco revestido, por caída de algún objeto sobre ella.

Aunque es imposible evitar totalmente los trabajos de pesca, se puede reducir su ocurrencia tomando precauciones durante la planeación de la perforación. Normalmente el perforador es la primera persona en detectar el problema, por lo tanto debe tener claridad sobre la acción inmediata a tomar.

Como regla general, toda sarta que se baje al pozo debe incluir un martillo, elemento esencial en la solución de los problemas de pega.

Las recomendaciones para evitar problemas de pesca, se basan en el conocimiento que el usuario tenga de las resistencias, capacidades y forma de uso de los materiales y herramientas que va a utilizar.

Es muy importante la inspección regular (de acuerdo con su uso) de tuberías, cuñas, equipo de levante, anclas, torre, equipo de manejo de tuberías, control de trabajo del martillo, calibrar continuamente los instrumentos de medición, control



de trabajo del cable y desechar lo que no cumpla con los requerimientos y/o normas establecidas.

Cuando se tiene conocimiento de un pateperro (dog leg) y hay baja tasa de perforación, es conveniente instalar tubería nueva de alta resistencia en ese punto y cambiarla de lugar en cada viaje.

Es recomendable en los viajes de salida, desconectar cada vez por una conexión diferente.

Asegurar con collares las botellas, y el revestimiento hasta cuando tenga suficiente peso (muchas veces la flotación hace que no se ajuste en las cuñas y cualquier golpe lo suelta).

La caída de un objeto sobre la broca, sobre todo en hueco revestido, puede ocasionar una pega grave por acuñamiento, el trabajo de recuperación puede romper el revestimiento.

## 2.4 PEGA DE TUBERIA

La pega de tubería es un problema muy común en la perforación de pozos y reacondicionamiento, es por ello que se realizan actividades prácticas operacionales para la prevención de estas; y de presentarse lo primero que hay que hacer es tratar de determinar el tipo de pega, para usar el tratamiento más efectivo. Las clases más comunes son:

### **2.4.1 Pega mecánica**

Producida por empaques, anclas, chatarra, tubería doblada, revestimiento colapsado, atascamiento contra un pescado, partidura y caída a fondo de la tubería.

### **Pega por cortes o sedimentos**

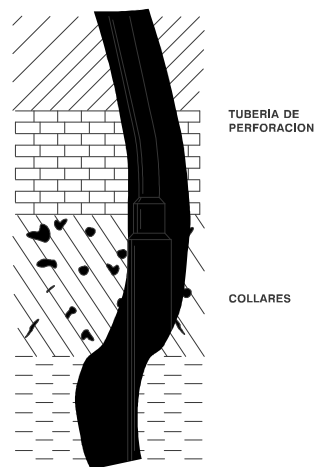
Causada por:

- Asentamiento de las partículas sólidas presentes en el lodo, por deshidratación al exponerse a altas temperaturas, baja reología, etc.
- Huecos en el revestimiento que permiten la entrada de ripios (arcilla, arena, etc.) que caen sobre herramientas, pegándolas.
- Falta de capacidad de limpieza durante la perforación, produce acumulación de cortes que pueden pegar la tubería.
- Perforar cemento duro sin suficiente limpieza, los cortes acumulados pueden pegar la tubería.

### **Pega por Ojos de Llave**

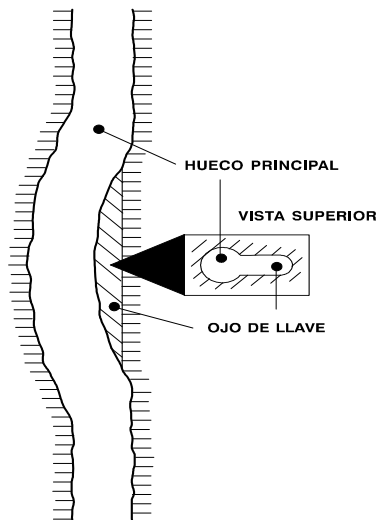
La continua rotación de la tubería sobre el área de un pateperro, causa una ranura en la pared del pozo más pequeña que el diámetro de él, similares al agujero para introducir la llave de las cerraduras antiguas.

**Figura 5. Ojo de llave (key seat)**



**FUENTE:** documento Ecopetrol “Manual de operaciones de perforación versión 1”. 1994

**Figura 6. Sección y vista superior de un ojo de llave**



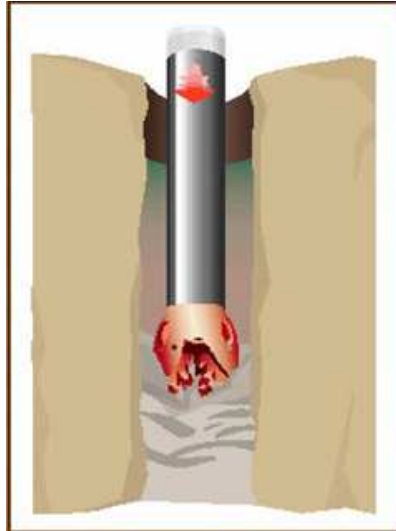
**FUENTE:** documento Ecopetrol “Manual de operaciones de perforación versión 1”. 1994

Estas secciones de bajo diámetro crean un peligro en los viajes de sacada de tubería, cuando pasan a través de él las botellas de perforación, que por tener mayor diámetro y rigidez son empujadas hacia estos ojos de llave, produciéndose el atascamiento y la pega. Este fenómeno se acentúa particularmente cuando se tiene tubería con uniones endurecidas y secciones desviadas del hueco relativamente blandas, ver figuras 5 y 6.

### **Pega por cemento**

Ocurre en operaciones de cementación y/o forzamiento, por fallas en alguna herramienta o hueco en la tubería, meter la tubería en cemento sin fraguar o demorar en retirarla cuando se balancea un tapón intencionalmente, para controlar un reventón, ver figura 7.

**Figura 7. Pega por cemento**

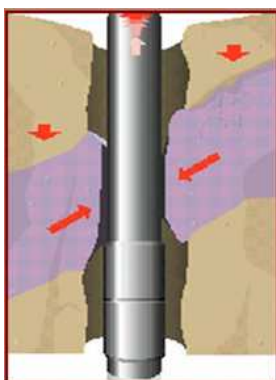


**FUENTE:** documento de Schlumberger "Drillers stuck pipe handbook". 1997

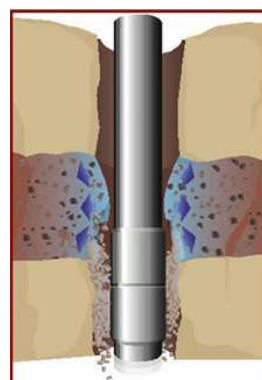
**Pega por caída del hueco**

La mayor presión de formación bombea hacia el pozo (por así decirlo) arena, lutita, arcilla, etc. y provoca derrumbes que causan puentes y pegan la tubería, ver figuras 8 y 9.

**Figura 8. Formaciones móviles**



**Figura 9. Formaciones reactivas**



**FUENTE:** documento de Schlumberger "Drillers stuck pipe handbook". 1997

La caída de grandes secciones de lutita (por inestabilidad) forma tapones de difícil remoción, que si no son bien tratados al momento de producirse, ocasionan pegas muy severas.

El mismo efecto puede ocurrir cuando hay pérdidas de circulación y la hidrostática es insuficiente para soportar las paredes del hueco.

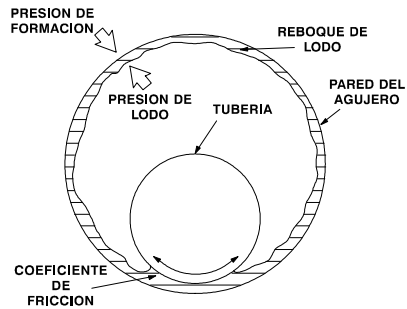
#### **Pega por reducción en el diámetro normal del pozo**

Causado por hinchamiento de arcilla, lo que hace que al tratar de pasar herramientas de diámetro cercano al normal del pozo (estabilizadores, botellas, brocas, etc.) se atasquen. También puede ser ocasionado cuando se baja un conjunto de fondo nuevo muy rápido, habiendo retirado la broca anterior con alto desgaste.

#### **2.4.2 Pega por presión diferencial**

Cuando la presión hidrostática del lodo en el pozo produce una alta fuerza diferencial en contra de la formación, en una zona permeable con gruesa torta. Si parte de la tubería se incrusta en la torta, se produce una diferencia de presión con la parte que se expone a la hidrostática del pozo, que si es mucho mayor, causa un empuje contra la formación (o succión de la formación) que mantiene pegada la tubería. Se acentúa por varios factores como: diámetro de las botellas muy grande en comparación con el diámetro del hueco, alta rata de filtración, alto contenido de sólidos en el lodo, excesivo tiempo de la tubería quieta en presencia de zonas permeables, mayor área de contacto de la tubería, alta inclinación del pozo en la zonas permeables de gruesa torta, baja lubricidad del lodo.

**Figura 10. Ilustración pega diferencial**



**FUENTE:** documento Ecopetrol “Manual de operaciones de perforación versión 1”. 1994

Existe una fórmula para calcular la fuerza por unidad de longitud de tubería pegada, necesaria para liberar la tubería.

$$F = HP - PP * 75.4 * x * r * F_f$$

Donde:

F: fuerza por unidad de longitud, lb/pie

HP: presión hidrostática, lppc

PP: presión de poro, lppc

x: fracción de la tubería en contacto con la pared del hueco

r: radio de la tubería, pulg

F<sub>f</sub>: coeficiente de fricción: lodos base agua = 0.05 - 0.25, base aceite = 0.04 - 0.15, un valor aceptable es 0.2

- Cualquier trabajo tendiente a liberar la tubería debe atacar lo siguiente:

F, ser suficiente para superar la de pega.

HP, disminuirla hasta donde sea permisible, para reducir el diferencial.

F<sub>f</sub>, reducirlo para facilitar el deslizamiento.

### **2.4.3 Prevención de pegas**

#### **Mecánica**

Cuando se trata de liberar empaques, documentarse de las dimensiones del empaque, de ser posible conseguir uno igual y tenerlo en la localización como referencia; para recuperar empaques, bajar la tubería que resista las cargas para el trabajo, circular suficientemente para levantar todo el ripio del anular, aplicar el correcto mecanismo para soltar; si usa stinger<sup>2</sup>, ajustarlo fuertemente para que no se suelte. Si se baja a pescar, incluir siempre una junta de seguridad para soltar, si es necesario. Cuando se bajen empaques para pruebas, acondicionar el fluido en el pozo para que esté bien limpio y/o tenga buena capacidad de soporte en estado estático (Geles 10",10').

#### **Chatarra**

Evitar su caída al pozo, colocando el empaque protector en la tubería, la tapa del pozo, la tapa de la tubería, cerrar el ariete ciego tan pronto saque la sarta.

Revisar todos los elementos de trabajo en superficie (cuñas, llaves, muelas, pines, etc.). Cuando se calibre tubería, tener cuidado con el conejo<sup>3</sup>.

La chatarra producida en el pozo proviene de las brocas, los estabilizadores, el equipo de flotación, etc. Para evitar producir chatarra, se debe mantener buena supervisión sobre estos elementos, teniendo en cuenta que es más económico retirarlos en buen estado que tener que pescarlos. Utilizar alto punto de cedencia al moler chatarra y pescar residuos metálicos.

#### **Revestimiento colapsado**

No hay que descuidarse al bajar tubería en hueco revestido, porque si está colapsado ocurre una pega. Esto es crítico en pozos viejos donde se hayan utilizado revestimientos débiles; un correcto diseño de revestimiento es de vital importancia.

---

<sup>2</sup> Es una herramienta que va conectada punta de la sarta para bombear cemento.

<sup>3</sup> Herramienta para calibrar el ID de la tubería y permite asegurar que la tubería este totalmente limpia en su interior, que no hay mugre o restricciones.

## **Pegas por cortes o sedimentos**

Es indispensable mantener el caudal de circulación y la reología del lodo, de acuerdo con la tasa de perforación y el tamaño del hueco. Cuando se sospeche que una de estas condiciones no está funcionando como debería, ya sea por cavernas, cambios de diámetros en las sartas y los revestimientos, inclinación del hueco, implementar una de las siguientes soluciones:

- Incrementar el caudal de circulación.
- Bombear píldoras de baja viscosidad seguidas por píldoras de alta viscosidad y algo más pesadas (0.1 - 0.3 lpg).
- Incrementar reología: punto de cedencia, viscosidad, geles, etc.
- Circular para los viajes, no sólo el tiempo de los fondos, sino el necesario para despejar los cortes del anular, mover la tubería arriba y abajo y rotarla suavemente; los retornos en la rumba darán el verdadero tiempo de circulación.
- Usar tuberías de perforación de acuerdo con los diámetros del hueco programados, con el ánimo de incrementar las velocidades anulares.
- Cuando por alguna circunstancia, no sea posible mantener una buena limpieza, detenga la perforación y circule o controle la tasa de penetración, hasta corregir la causa originaria.
- Revisar la eficiencia de las bombas, no siempre el número indicado de golpes corresponde al caudal requerido.
- Si se perfora cemento fraguado y utiliza agua (no se recomienda), el caudal debe ser suficiente para levantar los cortes, puesto que normalmente son grandes; perfore unos pies y observe los retornos.
- Si hay experiencia en pozos vecinos de zonas de hueco grande, averigüe la causa y prevéngase contra ello.



### **Ojos de llave**

La mejor precaución es evitar formarlos, así: rimar las zonas de pateperros (keyseat wiper), no aplicar excesivo peso en formaciones blandas; cuando sea necesario construir pateperros, hacerlos lo menos severos posible, no dejar demasiado hueco abierto bajo el zapato.

Si ya existen, lo más importante es la precaución durante el viaje de sacada cuando las botellas lleguen al punto crítico.

Los viajes de sacada en hueco abierto deben hacerse lentamente y evitar ocasionar tensiones instantáneas altas (30000 lbs pueden pegar una sarta).

Cuando se presente tensión, bajar la sarta para quitarla y sacar rotando con tensión de hasta 5000 lb, o la que permita rotar, hasta pasar el ojo de llave.

### **Pega por cemento fresco**

Estos casos no son muy frecuentes, pero ocurren. Después de una cementación, squeeze, tapón, etc., reverse suficientemente para sacar el cemento de la tubería y estime la cantidad retornada. Permita suficiente tiempo de frague (observar los testigos<sup>4</sup>) antes de bajar la sarta. Al bajar, circule unas juntas arriba del tope teórico; si la tubería tranca, no descargue peso instantáneamente, colocar peso (10000 lb) y levantar, repetir con más peso cada vez, hasta asegurarse que el cemento está duro.

Al realizar squeeze o tapones, asegurarse de sacar la tubería del cemento para reversar, también asegurarse de abrir las preventoras para sacar la tubería.

### **Caída o desestabilización del hueco**

La prevención comienza con el diseño mecánico y del lodo, escogiendo los pesos adecuados y cubriendo las zonas problema.

---

<sup>4</sup> Muestras del cemento que se bombea para ver el frague del cemento con el transcurso del tiempo de bombeabilidad.

En huecos desestabilizados, como no se debe circular a ratas que aumenten el problema, trabajar sobre la reología para ayudar a despejar los cortes del anular, manteniendo la sarta en movimiento, arriba, abajo y en rotación suave. Si es una caída continua, ayudarse con píldoras viscosas permanentemente. Limpiar por lo menos tres juntas antes de llegar al fondo y circular antes de reiniciar la perforación.

Mantener siempre el hueco lleno, si es necesario colocar la bomba durante el viaje, evitar suabeos y surgencias que provoquen pérdidas de circulación.

Es importante analizar los indicios que se presenten en cada conexión, ellos pueden indicar la acción a tomar. Cuando el sencillo sale con bomba, es indicio de sobrecarga de cortes.

Cuando el pozo viene mostrando problemas, el ingeniero interventor debe permanecer en la mesa de perforación durante las quince primeras y últimas paradas del viaje, para tomar cualquier decisión inmediata. También en las partes donde haya problema.

### **Reducción del diámetro del pozo**

Identificar las arcillas problemáticas en pozos vecinos, con el fin de recomendar el tipo de lodo que más las inhiba y/o encapsule. Persiga el MBT, él le dará información útil.

Si la tubería tranca bajando, no aplicar peso, rimar con alta RPM y bajo peso, circulando a alto caudal.

En los viajes de salida, entrar muy despacio en las zonas hinchadas, sacar trabajando arriba (máximo el 70% del peso en el lodo de las botellas) y abajo y/o rotando, de esta forma puede ir tensionando cada vez un poco más, evaluando el avance y comprobando hacia abajo que esté libre.

Repase los tubos durante la perforación con altas RPM.

Registre las máximas tensiones y las profundidades, para rimar cuando baje la tubería.

Realice viajes cortos sacando y entrando en las últimas secciones de arcillas perforadas.

Cuando se saque con arrastre severo, colocar la bomba para llenar el pozo y ayudar a empujar.

No utilice ensamblajes de fondo muy largos, ni cambie de conjuntos flexibles a rígidos sin la debida precaución.

Calibrar las brocas y los estabilizadores cuando salgan del pozo, para conocer la precaución que ha de tomarse bajando, rimar si es necesaria toda la sección recién perforada.

Al sacar tubería con conjuntos rígidos, debe hacerse lentamente y permitirles que roten (naturalmente) y se acomoden al pozo.

### **Pegas diferenciales**

Como no se sabe donde estarán las zonas permeables, las mejores recomendaciones son:

- Utilizar tantas botellas acanaladas como sea posible.
- Mantener buena lubricidad en el lodo.
- Mantener bajo contenido de sólidos (LGS) y pérdida de filtrado.
- Una torta delgada, plástica y consistente.
- Perforar con el mínimo peso de lodo necesario.
- No dejar quieta la tubería y circular siempre.
- Usar los estabilizadores de la parte superior, con diámetro un poco menor (1/8" - 1/4") que el estándar.
- Rote suavemente en las cuñas mientras hace la conexión.
- Evitar crear diferenciales de presión muy altos (mayores de 500 lppc puesto que presentan riesgo).
- Utilizar el peso de lodo para matar el pozo sin margen de seguridad.
- Disponer en la localización del pozo de los materiales químicos necesarios para despegar, sobre todo aquellos que han dado buen resultado en el área.

Si la pega es diferencial y la tubería está en el fondo, continúe con el control. Muchas veces se detecta la pega cuando se termina control y se va a sacar la tubería.

Si la pega es mecánica, es decir por empaquetamiento, la presión en la tubería se aumenta, en el revestimiento puede o no haber un pequeño cambio. El tratamiento puede hacerse combinando baches de liberar tubería y movimiento-rotación. Cuando el pozo tiene alto riesgo de pega, es aconsejable estar rotando y reciprocando la tubería.

## 2.5 TRABAJO DE TUBERIA

Puesto que los primeros intentos son los más efectivos para liberar la tubería, es necesario estar preparado para cuando se presente un evento que requiera tensionar la sarta.

Hay que considerar que para calcular fuerzas aplicadas en la sarta con la tubería fija o pegada, la fuerza de flotación, aunque está presente, tiene un efecto diferente, por lo cual puede tomarse el peso de la sarta en el aire como valor de referencia.

Asegurarse de la máxima resistencia del punto más débil de la sarta además que la instrumentación es la que guiará las condiciones de la tubería, por lo tanto debe ser lo suficientemente confiable. Revise el indicador de peso y su ancla, así:

- Revisar el nivel de fluido en la tubería.
- El ancla debe estar libre para moverse, por eso debe ser engrasada regularmente y su pin mantenerse libre de pintura y corrosión. Por lo menos una vez por semana debe ser limpiado y engrasado.
- El movimiento del ancla se puede revisar usando una barra entre la rueda y el tope, al aplicar fuerza el indicador debe reaccionar instantáneamente.

- Revise los indicadores, asegurándose que la escala apropiada al número de líneas esté instalada. Las agujas deben tener libre movimiento y no tocar el vidrio, el tablero, entre sí o a algún tornillo.
- El regulador de flujo debe estar lo suficientemente abierto para permitir el paso de fluido y prevenir movimientos fuertes. Cerrarse al viajar y al martillar.
- Revisar las mangueras hidráulicas para estar seguro que no tienen fugas.
- Determinar la máxima tensión que debe marcar el indicador de peso y no sobrepasarla por ningún motivo.

De acuerdo a los diferentes problemas presentes en el pozo se puede realizar una operación diferente de trabajo de tubería, que se explican a continuación:

**Cuando se presenta pega diferencial:** si se pegó tomando un registro de desviación (fondo), la solución es tratar de rotar hacia la derecha (sin peso); si no hay éxito, tensionar hasta el máximo permitido y martillar. Si está fuera del fondo, mantener el torque y descargue peso. Si no hay éxito, continuar trabajando en tensión y tratando de rotar, midiendo cada vez el avance. Es importante no dejar de trabajar la tubería hasta tomar la nueva decisión.

**Cuando se presenta ojo de llave:** si se tiene conocimiento de su existencia, cuando saque tubería y llegue con las botellas a este punto, entre muy despacio observando siempre el indicador de peso, permitiendo aumentos hasta máximo 10000 lb; si con la tensión permitida no es posible pasar, coloque rotación con tensión de 5000 lb, o la que le permita rotar y continúe sacando de esta forma hasta pasar el problema.

Cuando no se tiene conocimiento de la existencia de ojos de llave, y como regla general, fuera del fondo no se debe tensionar la tubería más de 20000 Lb. Si no

se está seguro de que no es un ojo de llave o en sitios donde haya cambios de desviación.

Cuando ocurre una pega, la primera acción es empujar la tubería hacia abajo descargando peso, tratar de rotar sin peso y si no hay éxito, martillar hacia abajo. Importante no tensionar, porque a mayor tensión mayor severidad del problema. Continuar trabajando hasta tomar una nueva decisión (lavar).

**Cuando hay caída del hueco:** cada caso tiene condiciones particulares, todo depende de la habilidad del personal para detectar o aproximarse a la realidad del evento. Estas guías pueden ayudarle si son conocidas con anticipación.

**Cuando se está perforando:** habrá incremento inmediato de la presión, por lo tanto se debe parar la bomba e iniciarla lentamente; si mantiene circulación, se usa el galonaje mínimo o un poco más para evitar empaquetar fuertemente el anular, se aumenta a medida que la obstrucción se vaya despejando, mientras haya circulación no parar el bombeo.

Levantar la tubería observando siempre el indicador de peso, si la tensión aumenta gradualmente y permite subir y bajar la tubería, y repetir la operación sacando cada vez más la tubería, desconecte y continúe con la operación hasta lograr salir del problema. Si la tensión incrementa instantáneamente, tense hasta lo máximo permitido, accione el martillo, intente rotar (sin tensión).

**Cuando se está sacando tubería:** puede suceder que la sarta venga arrastrando y acumulando gran cantidad de ripio sobre las botellas, que al llegar a una parte estrecha del hueco se atascan, o que sea caída del hueco (esto se puede determinar de acuerdo con los antecedentes del pozo). En el primer caso empujar la tubería hacia abajo (martillándola si es necesario), colocar la bomba y tratar de establecer circulación moviendo siempre arriba y abajo.

En caso de derrumbe, no tensionar inmediatamente, mueva la tubería hacia abajo; si se logra, colocar la bomba y tratar de circular, moviendo continuamente hacia arriba y hacia abajo. Si no tiene éxito o la pega no da margen de movimiento, inicie el trabajo martillando hacia abajo, evaluando el avance, intente rotar y si hay éxito, entonces colocar la bomba e intentar circular, luego sacar circulando y rotando con tensión. Si no hay éxito, tensionar hasta el límite permisible y martillar observando el avance, evalúe los resultados y tome decisiones.

**Cuando hay hueco estrecho:** por hinchamiento de arcillas; si está bajando, lo primero es tensionar lo máximo permitido y martillar hacia arriba, no descargar peso, el trabajo debe hacerse aplicando y quitando la tensión extra máxima.

Si está sacando, trabaje hacia abajo primero; si no tiene éxito, hágalo hacia arriba como en el caso anterior.

Por reducción del diámetro debido a desgaste de broca; al perforar una formación dura y/o abrasiva, la broca va perdiendo su diámetro aceleradamente, produciendo una especie de cono. Si al bajar tubería para continuar perforando se colocan unidades nuevas (estabilizadores, brocas compactas, barriles de corazonar, etc.) sin la debida precaución al llegar a la parte estrecha, la sarta se acuña fuertemente y se produce la pega. Para liberarla tense y/o martille hacia arriba hasta lo máximo permisible.

## 2.6 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Es uno de los problemas más serios durante el control. Se detecta por uno o una combinación de los siguientes factores: reducción de volumen en los tanques, aumento en la presión del revestimiento (por compensación de la columna pérdida), disminución repentina en la presión de la tubería (por el efecto de tubo en U).

Lo primero es tratar de determinar la profundidad de la zona de pérdida. Cuando se sabe de una zona de pérdida puede suponerse esa profundidad, si no, la del zapato.

De todas maneras es aconsejable controlar primero las pérdidas y después la presión. Algunas recomendaciones son: usar material contra pérdida y reducir la contrapresión sobre el pozo. Colocar una píldora disel-bentonita, cerrar el pozo y forzar. Colocar un tapón de barita (agua, barita y un adelgazante) sobre el amago para aislarlo.

Colocar una columna de lodo de peso suficiente para controlar el pozo, si la distancia entre la profundidad de la pérdida y el amago lo permiten. En este caso se controla primero la presión y después la pérdida.



### 3. FLUIDOS DE PERFORACION

#### 3.1 DEFINICION

El lodo o fluido de perforación es el elemento vital en el proceso giratorio de la perforación. El término fluido, incluye aire, gas, agua y lodo. El lodo se refiere a líquidos que contiene sólidos en agua o aceite.

#### 3.2 DISEÑO DE FLUIDOS

Para el diseño de un fluido, se debe contemplar si se trata de un pozo exploratorio o de desarrollo a fin de poder seleccionar los datos correlativos que faciliten la obtención de parámetros óptimos en el fluido de control, de acuerdo a las profundidades de cada contacto litológico. De esta forma, se determinan sus densidades y se selecciona el fluido a utilizar y los aditivos químicos para contingencias, con la finalidad de asentar correctamente las tuberías de revestimiento, para ello debe considerarse lo siguiente:

Pozos exploratorios: los datos proporcionados por los registros sísmicos, y de geopresiones, levantamientos geológicos, profundidad del pozo, número de tuberías de revestimiento que se van a asentar y cálculo de las densidades requeridas.

Pozos de desarrollo: en la determinación de estos programas se cuenta con muchos datos disponibles tales como programas de fluidos de los pozos aledaños, interpretación de registros eléctricos y pruebas de laboratorio y de campo; máster de interpretación litológica de la compañía operadora, asentamiento de tuberías de revestimiento en los pozos vecinos, comportamiento del fluido utilizado en cada etapa perforada en pozos correlacionados, etcétera.

#### 3.3 FUNCIONES DE LOS LODOS

- ✓ 1. Remover las partículas del fondo del pozo y llevarlas a la superficie.
- ✓ 2. Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.

- ✓ 3. Formar una pared impermeable (cake)
- ✓ 4. Controlar las presiones de las formaciones.
- ✓ 5. Mantener en suspensión las partículas perforadas y el material pesante.
- ✓ 6. Dejar fácilmente las partículas perforadas y la arena en superficie.
- ✓ 7. Soportar parte del peso de la tubería de perforación y revestimiento del pozo.
- ✓ 8. Evitar que se derrumben las paredes del pozo
- ✓ 9. No interferir la información dada por las muestras y registros eléctricos
- ✓ 10. Evitar el bloqueo de las formaciones productoras

### 3.4 ADITIVOS MÁS USADOS

#### **BENTONITA**

La bentonita es una arcilla que se hincha con el agua y los operarios normalmente la añaden al lodo de perforación tanto en base agua como base aceite para darle viscosidad y ayudar a limpiar los ripios del pozo y proporcionar otras propiedades deseadas.

#### **BARITA**

Es un mineral pesado que es añadido al lodo para hacerlo más pesado o más denso, la barita es alrededor de cuatro veces más densa que el agua. El lodo denso ejerce más presión que el lodo ligero, el lodo pesado controla la presión del yacimiento esto se llama control primario del pozo.

#### **SODA CAUSTICA O HIDROXIDO DE SODIO**

Es utilizada para controlar el PH del lodo, aumenta el PH y lo hace más alcalino; los cáusticos son los químicos mas peligrosos que se manejan en una torre de perforación. Las soluciones altamente concentradas pueden quemar la piel, por eso se debe vestir con el quipo de protección adecuado. Se debe

añadir siempre lentamente soda cáustica el agua, nunca agua a la soda cáustica ya que esta borbotará.

El control de muchas propiedades del lodo depende de su PH. Es la medida de la acidez o alcalinidad y va de 0 a 14, si el lodo es neutro tiene un PH de 7, por debajo de 7 es ácido y por encima de 7 es alcalino; la mayor parte de las perforaciones requieren un PH alto por lo menos de 9.

### **3.5 PRUEBAS FUNDAMENTALES DE LODOS DE PERFORACIÓN**

Las propiedades físicas y químicas de un lodo de perforación deben ser controladas debidamente para asegurar un desempeño adecuado del lodo durante las operaciones de perforación. La información recogida se registra en un formulario denominado: "informe de lodo API".

#### **3.5.1 Densidad del lodo**

La densidad del lodo de perforación determina cuanta presión hidrostática debe ejercer la columna de lodo en el yacimiento. Se determina utilizando una balanza de lodo y se lee directamente.

#### **3.5.2 Propiedades reológicas**

Importante para determinar la capacidad del lodo para elevar los recortes hasta la superficie, para analizar la contaminación del lodo por sólidos, sustancias químicas o la temperatura y determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante el viaje

Propiedades reológicas son viscosidad (embudo de Marsh) y resistencia del gel (el viscosímetro rotatorio se emplea también para determinar las características tixotrópicas de los lodos, es decir para medir la capacidad de desarrollar una estructura de gel rígida o semirrígida durante periodos de reposo)

#### **3.5.3 PH de lodo y alcalinidad**

El PH de los lodos afecta la dispersibilidad de las arcillas, la solubilidad de varios productos y sustancias químicas. Para esto se tiene dos métodos, el de calorimétrico y el electrométrico.

#### **3.5.4 Características de filtración**

El líquido que se pierde por filtración hacia la formación es el filtrado y la velocidad relativa a la cual ocurre este fenómeno es lo que se llama la pérdida de fluido o filtrado (agua). La pérdida de fluido afectada por la permeabilidad de la formación, por la presión diferencial entre el lodo y la formación, y por las características de la filtración del lodo.

Para medir la pérdida relativa de fluido de un lodo. El lodo se vuelca en una pequeña cámara que contiene un papel filtro, esta cámara es sellada herméticamente y se aplica presión de gas CO<sub>2</sub> sobre el lodo. El filtrado se recoge en una probeta graduada durante 30 minutos.

#### **3.5.5 Análisis del filtrado**

El fluido filtrado se somete a ensayos químicos para determinar la presencia de contaminantes, para ayudar a controlar las propiedades del lodo y para asistir en la determinación de los tratamientos de lodo que se requieren.

Ensayo de sal o de cloruros:

Es importante para saber si hay contaminación con sal y para determinar las concentraciones de cloruros en lodos de agua salada o en lodos tratados con sal.

#### **3.5.6 Análisis de sólidos**

El contenido en sólidos afecta la mayor parte de las propiedades de los lodos, incluyendo la densidad, la viscosidad, la resistencia de gel, la pérdida de fluido y la estabilidad a la temperatura.

Los elementos importantes en el análisis de sólidos son: el contenido de arena, el contenido total de sólidos, el contenido de petróleo, el contenido de agua y la capacidad de intercambio catiónico.

#### **3.5.7 Temperatura**

Las propiedades reológicas del lodo y la eficacia de varios aditivos son afectadas por la temperatura. Las temperaturas en el inferior y el fondo del pozo son de gran importancia pero no es posible determinarlas con facilidad.

La medición de la temperatura en la línea de descarga mediante un termómetro ordinario permite tener una indicación razonable de las condiciones en el fondo del pozo. Las propiedades reológicas se determinan en el laboratorio a estas temperaturas de descarga.

### 3.6 TIPOS DE LODOS

El lodo apropiado para un pozo es aquel que es más económico en la perspectiva total de seguridad, costos de perforación y eventualmente costos de producción.

El término fluido incluye a los líquidos y los gases, así un líquido se denominara lodo de perforación o simplemente lodo. El aire, el gas y la espuma son fluidos neumáticos de perforación y se emplean solamente en casos especiales.

Hay dos tipos básicos de fluidos básicos, los newtoniano y no newtoniano.

Los fluidos **newtonianos** tienen una viscosidad constante a determinadas condiciones de temperatura y presión, comúnmente incluyen

- Diesel
- Agua
- Glicerina
- Salmueras claras

Los fluidos **no newtonianos** tienen viscosidades que dependen de velocidades de corte medidas para determinadas condiciones de temperatura y presión. Normalmente incluyen

- La mayoría de los fluidos de perforación
- El cemento

#### 3.6.1 Lodos base agua

Son lodos simples y poco costosos. Los aditivos utilizados son viscosificantes, dispersantes, soda cáustica y tal vez barita.

A menudo el agua es la base de los lodos de perforación; esta agua puede ser:

- Agua dulce
- Agua de mar
- Agua saturada concentrada

Cual se usara depende de la disponibilidad y de su brinda al lodo las propiedades necesaria para perforar un pozo eficazmente

### **3.6.2 Lodos de agua dulce**

Para perforar formaciones duras, compactas; puede ser agua dulce o salada, se utiliza para limpiar el pozo, a veces se añade soda cáustica para el control de de la corrosión. Una forma eficiente de remover sólidos es utilizando la sedimentación para la cual se agregan flocculantes químicos

- **Lodos nativos**

En algunas formaciones perforadas hay arcillas o lutitas productoras de lodo, cuando se bombea agua hasta el fondo del pozo, esta regresa lodosa; la viscosidad de esta aumenta con la circulación continua

- **Lodos de agua – bentonita**

La bentonita y el agua dulce producen un lodo con buena capacidad de acarreo, características favorables de reducción de viscosidad por corte y buen control de pérdida de filtrado.

### **3.6.3 Lodos de agua de mar**

Contenido de sal 10000 a 20000 ppm. Se encuentra generalmente en bahías donde el agua de constitución de la formación es salobre. En este lodo se necesita cantidades mayores de gel y de arcilla que los utilizados en un lodo de agua dulce.

### **3.6.4 Lodos de agua saturada**

Utilizada para perforar lechos masivos de sal o domos de sal, para evitar un ensanchamiento excesivo del pozo a nivel de esas secciones.

### **3.6.5 Lodos de emulsión de petróleo**

- Mejoran la lubricidad con lo que se logra una reducción en la torsión y un aumento de la penetración.
- Estabiliza el yacimiento
- Reduce problemas de perforación en el fondo del pozo

#### **Emulsión de petróleo en agua**

Este tipo de lodo disminuye la pérdida de filtrado. Los glóbulos de petróleo desempeñan una acción de taponamiento al ser forzados dentro de los capilares del revoque.

- Aumenta la velocidad de penetración al reducir la fricción
- Reduce la probabilidad de una sarta aprisionada
- Aumenta la vida del trépano
- Ahorra energía y reduce la torsión
- Emulsión de agua en petróleo o inversa.

#### **Emulsión de agua en petróleo**

Diseñados para ser dejados en el espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento, se emplean para mantener la presión entre la parte interna del revestimiento y la parte externa de la tubería de producción, toleran altas temperaturas hasta 450°F o más sin pérdida de propiedades químicas o físicas, son no conductores, ofrecen protección contra la corrosión de la tubería, fácil reentrada en el pozo.

### **3.7 CICLO DEL LODO**

La mayor parte del lodo que se utiliza en una operación de perforación se recircula en un ciclo continuo:

1. El lodo se mezcla y guarda en el tanque de lodo.
2. Una bomba extrae el lodo del tanque y lo envía a través de la tubería de perforación directo hacia el pozo.
3. El lodo emerge a través de la tubería de perforación, desde el fondo del pozo, donde la broca de perforación está fragmentando la formación rocosa.
4. Ahora el lodo comienza el viaje de regreso a la superficie, arrastrando los fragmentos de roca, denominados detritos, que se han desprendido de la formación por acción de la broca.
5. El lodo sube a través del anular, el espacio existente entre la tubería de perforación y las paredes del pozo. El diámetro típico de una tubería de perforación es de aproximadamente 4 pulgadas (10 centímetros). En el fondo de una excavación profunda, el pozo puede llegar a tener 8 pulgadas (20 centímetros) de diámetro.
6. En la superficie, el lodo viaja a través de la línea de retorno del lodo, una tubería que conduce a la zaranda vibratoria.
7. Las zarandas vibratorias son una serie de rejillas vibratorias de metal que se utilizan para separar el lodo de los detritos. El lodo gotea a través de las rejillas y regresa al tanque de lodo.
8. Los detritos de las rocas se deslizan por la deslizadora de detritos que se encarga de desecharlos. Pueden lavarse antes de ser desechados, pero esto dependerá de factores ecológicos u otro tipo de consideraciones. Algunos de los detritos son examinados por los geólogos en busca de indicios acerca de qué es lo que está sucediendo en la profundidad del pozo.



### 3.8 HIDRÀULICA DE PERFORACIÒN

En relaci3n con los fluidos de perforaci3n, el t3rmino “hidr3ulica” se refiere a la operaci3n donde el fluido se utiliza para transferir presi3n desde la superficie a la broca, y la ca3da de presi3n a trav3s de la misma, se usa para mejorar la tasa de penetraci3n. Parte de la energ3a del fluido tambi3n se gasta al barrer el 3rea que est3 por delante de la broca y limpiarla de los ripios generados, evitando la aglomeraci3n de los mismos en el cuerpo y cara de la broca.

Para que el fluido realice algunas de sus otras funciones (como la de arrastrar los ripios a la superficie), la bomba del fluido deber3 ser capaz de vencer las p3rdidas acumuladas de presi3n asociadas con el equipo superficial, la sarta de perforaci3n, la broca y el anular. La bomba tambi3n deber3 ser capaz de enviar un caudal, a esa presi3n antes mencionada, que sea suficiente como para transportar los ripios hacia arriba y fuera del pozo.

Estas p3rdidas de presi3n tambi3n afectan la presi3n total ejercida por la columna de fluido sobre la cara del pozo, potencialmente aumentando la p3rdida de circulaci3n, el control de arremetidas y otros asuntos relacionados con la estabilidad del pozo.

Debido a que la reolog3a del fluido de perforaci3n afecta directamente las p3rdidas de presi3n del sistema circulante, cuanto m3s precisos sean los modelos reol3gicos utilizados para describir el fluido de perforaci3n, m3s preciso podr3 ser el an3lisis hidr3ulico.

#### 3.8.1 Modelos reol3gicos

##### **Modelo newtoniano**

Un modelo reol3gico es una descripci3n de la relaci3n entre el esfuerzo de corte ( $\tau$ ) que experimenta el fluido y la tasa de corte ( $\dot{\gamma}$ ). Para un fluido newtoniano, la relaci3n del esfuerzo de corte a la tasa de corte es constante. Esta constante es la viscosidad ( $\mu$ ) del fluido. As3, la ecuaci3n que describe la reolog3a de un fluido newtoniano se puede expresar como

$$\mu = \tau / \dot{\gamma}$$

Donde:

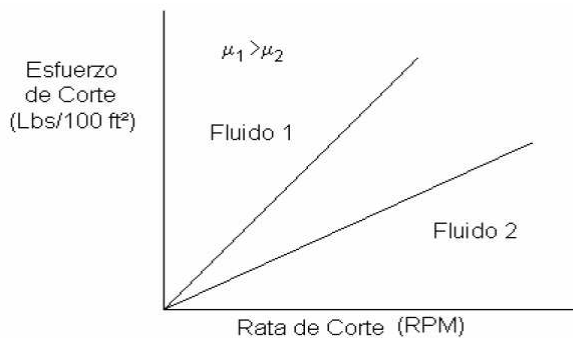
$\mu$  = viscosidad, poise (dina-seg/cm<sup>2</sup>)

$\tau$  = esfuerzo de corte (fuerza/área), dinas/cm<sup>2</sup>

$\dot{\gamma}$  = tasa de corte, seg<sup>-1</sup>

La ecuación se denomina “ley de viscosidad de Newton”.

### Figura 11. Rata de corte vs. Esfuerzo de corte. Fluidos newtonianos



**FUENTE:** artículo “Propiedades de los fluidos de perforación” preparado por ing. Fernando Bonilla

Todos los gases a temperatura y presión ambiente y los fluidos más sencillos (como el agua) presentan un comportamiento Newtoniano.

### Fluidos no- newtonianos

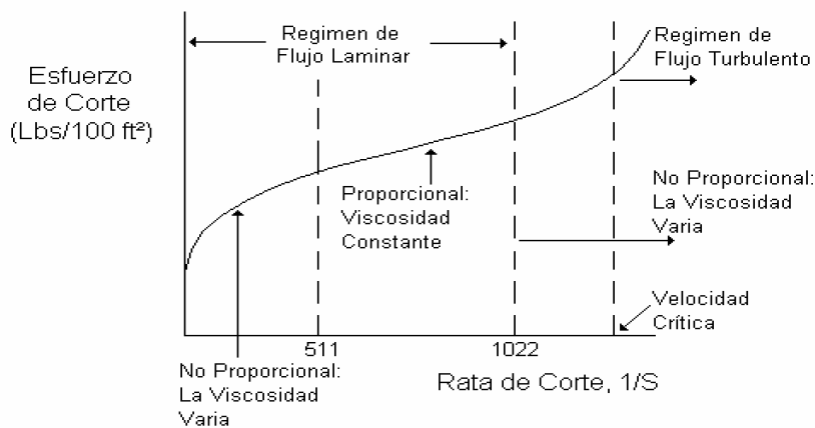
Los fluidos que no siguen la ley de viscosidad de Newton se denominan no newtonianos. El comportamiento de flujo de estos fluidos es mucho más complejo que el de los newtonianos. Para estos fluidos, la viscosidad varía con la tasa de corte. La mayoría de los fluidos de perforación son no newtonianos y varían considerablemente en su comportamiento de flujo. Para tener realmente significado, una medición de la viscosidad con un fluido no newtoniano debe siempre especificar la tasa de corte. El término “viscosidad efectiva” ( $\mu_e$ ) se utiliza para diferenciar las mediciones de la viscosidad en fluidos no newtonianos en relación a los newtonianos.

La viscosidad efectiva siempre se mide o calcula a la tasa de corte que se corresponde con las condiciones de flujo existentes en el pozo o la tubería de perforación.

Los fluidos de perforación presentan adelgazamiento por esfuerzo cortante cuando tienen una menor viscosidad a tasas de corte más altas que a tasas menores. Un tipo de fluido con adelgazamiento por esfuerzo cortante comenzará a fluir tan pronto como se aplique una fuerza o presión de corte. Una tasa de corte en aumento causa la disminución progresiva de la viscosidad. Este tipo de fluido se denomina “seudoplástico”.

Otro tipo de fluido seudoplástico no comenzará a fluir hasta que se aplique un esfuerzo de corte “umbral”. Este esfuerzo se denomina “esfuerzo de cedencia”.

**Figura 12. Comportamiento reológico de los fluidos plásticos. No newtonianos**



**FUENTE:** artículo “Propiedades de los fluidos de perforación” preparado por ing. Fernando Bonilla

### **Modelo plástico de Bingham**

Por su sencillez, el modelo reológico más común utilizado para describir las propiedades reológicas de los fluidos de perforación es el modelo plástico de Bingham. Este modelo supone que el esfuerzo de corte es una función lineal de la tasa de corte, una vez que se ha excedido un esfuerzo de corte específico (el esfuerzo de corte umbral o punto cedente) y se expresa como:

$$\tau = PC + VP (\dot{\gamma})$$

Donde:

PC = Punto cedente, lbf/100 ft<sup>2</sup>

VP = Viscosidad Plástica, cP (centipoise, 1/100 Poise)

Debido a que este modelo se desarrolló a partir de datos determinados entre las tasas de corte de 500 a 1000 seg-1, caracteriza mejor un fluido a tasas de corte más altas.

El PC y la VP se calculan a partir de datos obtenidos con un viscosímetro concéntrico convencional, a 600 y 300 rpm, mediante las ecuaciones siguientes:

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

Donde:

- VP = viscosidad plástica, cP
- $\theta 600$  = lectura del cuadrante para 600 rpm
- $\theta 300$  = lectura del cuadrante para 300 rpm

$$PC = \theta 300 - VP$$

La tasa de corte en rpm, multiplicada por 1,702, nos da la tasa de corte en seg-1, para los reómetros convencionales utilizados en campos petroleros. Una vez que se han determinado los valores de VP y PC, se puede utilizar el modelo para determinar el esfuerzo de corte a cualquier tasa de corte.

### **Ley exponencial**

El modelo de la Ley exponencial describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte graficado en función de la tasa de corte es una línea recta, cuando se utiliza papel de coordenadas doblemente logarítmicas. Debido a que se aproxima más al comportamiento de un fluido de perforación a bajas tasas de corte, en comparación con el modelo plástico de Bingham, con frecuencia se emplea para monitorear las características de suspensión y calcular la pérdida de presión del fluido de perforación en el anular. El modelo de la ley exponencial es:

$$\tau = K\gamma^n$$

Donde:

K=índice de consistencia del fluido, lb-segn/100 ft<sup>2</sup>

n=exponente de la ley exponencial, adimensional

Los parámetros reológicos n y K se pueden calcular a partir de dos puntos de datos cualesquiera de tasa de corte/esfuerzo de corte. Debido a que no es usual que, en un gráfico de coordenadas doblemente logarítmicas, todos los datos sean una línea recta, es mejor determinar **n** y **K** a las tasas de corte dentro de la sarta de perforación ( $n_p$  y  $K_p$ ) y dentro del anular ( $n_a$  y  $K_a$ ). Se puede tener una mayor precisión si se utiliza n y K en intervalo de tasas de corte de 5 a 200 seg<sup>-1</sup>, para el anular, y en el intervalo de 200 a 1000 seg<sup>-1</sup> para el interior de la tubería.

### **Viscosímetro Fann o rotativo (lectura rpm = seg-1 /1,7)**

Las lecturas del cuadrante del viscosímetro para un instrumento estándar de seis velocidades se pueden emplear para determinar las constantes de la ley exponencial. La práctica usual consiste en utilizar las lecturas de 3 rpm y 100 rpm para la tasa *baja* de corte y las lecturas de 300 rpm y 600 rpm para el intervalo de *alta* tasa de corte.

Las fórmulas generales para n y K son:

$$n = \frac{\log(\tau_2/\tau_1)}{\log(\gamma_2/\gamma_1)}$$

$$K = \frac{\tau_2}{(\gamma_2)^n}$$

Donde:

$\tau_2$  = lectura del esfuerzo de corte a la tasa de corte más alta

$\tau_1$  = lectura del esfuerzo de corte a la tasa de corte más baja

$\gamma_2$  = tasa de corte más alta (rpm),

$\gamma_1$  = tasa de corte más baja (rpm).

Si se utilizan las lecturas del cuadrante del reómetro a 600 y 300 rpm, las ecuaciones se simplifican como sigue:

$$n = 3.32 \log \left[ \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right]$$

$$k = \frac{300}{511^n}$$

### 3.8.2 Análisis hidráulico

El objetivo del análisis hidráulico es el de evaluar los efectos de la viscosidad del fluido de perforación en ciertos parámetros críticos. Los parámetros siguientes se evalúan en el análisis:

#### Parámetros

1. Determinación de las pérdidas de presión anular para establecer la densidad equivalente de circulación (ECD). La ECD es importante para evitar la pérdida de circulación y proteger la integridad de la zapata de la tubería de revestimiento.
2. Evaluación de los efectos de los cambios del fluido sobre el desempeño hidráulico del sistema.
3. Optimización de la hidráulica para un mejor desempeño de la perforación (por ejemplo, una mayor tasa de penetración).
4. Asegurar una buena limpieza del hoyo (transporte de recortes y su concentración en el anular).
5. Evitar la erosión del hoyo debido al flujo turbulento en el anular.
6. Evitar la inestabilidad del hoyo y problemas para el control de la presión, debido a que se está sacando la tubería demasiado rápidamente (succión).
7. Evitar la pérdida de circulación al correr la tubería en el hoyo demasiado rápidamente (surgencia).

El proceso de análisis consiste de siete pasos básicos después de conocer la geometría del hueco.

1. Calcule la caída total de presión anular, utilizando las propiedades del fluido de perforación, la tasa de flujo y la geometría del pozo
2. Establezca la densidad equivalente de circulación (ECD) a partir de la caída de presión anular.
3. Establezca la velocidad de flujo crítica y la tasa de flujo alrededor de los cuellos de perforación (“portamechas”).
4. Establezca las presiones de surgencia y succión.
5. Calcule la eficiencia de transporte de recortes y la concentración en el anular.
6. Calcule la caída de presión en la tubería
7. Determine y optimice la hidráulica de la broca

Por medio de los flujogramas y acompañada de los cálculos, se lleva a cabo un análisis hidráulico y se rige por la norma de API 13D.

Dentro del proceso de análisis hidráulico está el determinar y realizar un análisis muy detallado en las boquillas (jets) de la broca para optimizar la hidráulica de la broca, considerándola como la más importante en la hidráulica de perforación se explica a continuación.

### **3.8.2.1 Potencia hidráulica por pulgada cuadrada de área de la broca (HSI)**

Hay un término que se usa en la hidráulica de perforación para tener una mejor idea de la magnitud de la potencia hidráulica. A este término se le llama potencia hidráulica por pulgada cuadrada de área de cara de la broca (H.S.I, por sus siglas en inglés) y básicamente se obtiene al dividir la potencia hidráulica en la broca entre el área del diámetro del pozo que está perforando la broca.

**H.S.I = HHP disponible en la broca/área de la cara de la broca (tamaño broca)**

**Potencia Hidráulica:**

HHP en la broca =  $(\Delta P_b * Q) / 1714$

Donde:

HHP, potencia hidráulica,

$\Delta P_b$ , pérdida de presión en la broca en psi,

Q, gasto o caudal de la bomba en gpm.

HHP en la bomba =  $(\Delta P_t Q) / 1714$

Donde;

HHP, potencia hidráulica,

$\Delta P_t$ , pérdida de presión total en psi (SPP),

Q, gasto o caudal de la bomba en gpm.

Existen reglas para determinar el caudal de las bombas para efectuar una limpieza más efectiva del hueco denominadas “**Reglas**” **misceláneas**.

- El caudal mínimo para limpiar el hoyo es de 30 gpm por pulgada de diámetro del hoyo, es decir, un hoyo de 8 ½ requiere 255 gpm.
- El caudal máximo es de 50 gpm por pulgada de diámetro del hoyo.

Al igual que se debe conocer las pérdidas de presión del fluido durante todo el recorrido desde superficie hasta la broca, que es lo que conocemos como pérdidas de presión total (SPP), para optimizar la hidráulica en las boquillas de la broca y así permitir una mejor rata de penetración, para ello también se hace la selección del chorro de acuerdo a los equipos de superficie y al fluido de perforación.

Para determinar los parámetros en los equipos de superficies del taladro como las bombas principalmente y poder seleccionar las boquillas de la broca y el área de flujo se deben relacionar el caudal para la buena limpieza del hueco y el galonaje, además del tipo de equipos se puede optimizar las pérdidas de presión del fluido y la hidráulica en la perforación.



Como el caudal es de suma importancia para la hidráulica y este va relacionado con la presión que se emplea en la perforación, se debe conocer las pérdidas totales de presión para llegar con la presión indicada a las boquillas de la broca; esto se puede realizar de acuerdo a las tablas que se muestran a continuación:

**Tabla 6. Tipo de equipos superficiales**

Tipo	Tubo vertical		Manguera		Unión giratoria		Kelly	
	Long. (ft.)	I.D. (in.)	Long. (ft.)	I.D. (in.)	Long. (ft.)	I.D. (in.)	Long. (ft.)	I.D. (in.)
1	40	3	45	2	4	2	40	2¼
2	40	3½	55	2½	5	2¼	40	3¼
3	45	4	55	3	5	2¼	40	3¼
4	45	4	55	3	6	3	40	4

**FUENTE:** documento de Baker Hughes INTEQ, "Fluidos Manual de Ingeniería". 1998

**Tabla 7. Pérdidas de presión a través del equipo superficial (psi)**

GPM	Tipo de equipo superficial				GPM	Tipo de equipo superficial			
	1	2	3	4		1	2	3	4
50	2	1	-	-	410	137	49	30	20
60	3	1	-	-	420	144	51	31	21
70	5	1	1	-	430	150	54	33	22
80	6	2	1	1	440	157	56	34	23
90	8	3	1	1	450	164	59	36	24
100	10	3	2	1	460	170	61	37	25
110	11	4	2	1	470	177	64	39	26
120	14	5	3	2	480	184	66	40	27
130	16	5	3	2	490	192	69	42	28
140	18	6	4	2	500	199	71	43	29
150	21	7	4	3	510	207	74	45	31
160	24	8	5	3	520	214	77	47	32
170	26	9	5	4	530	222	80	48	33
180	29	10	6	4	540	230	82	50	34
190	33	11	7	4	550	238	85	52	35
200	36	13	8	5	560	246	88	54	37
210	39	14	8	6	570	254	91	56	38
220	43	15	9	6	580	262	94	57	39
230	47	16	10	7	590	271	97	59	40
240	50	18	11	7	600	280	100	61	42
250	55	19	12	8	610	288	104	63	43
260	59	21	13	8	620	297	107	65	44
270	63	22	14	9	630	306	110	67	46
280	67	24	14	10	640	315	113	69	47
290	72	26	15	10	650	325	117	71	48
300	77	27	17	11	660	334	120	73	50
310	82	29	18	12	670	343	123	75	51
320	87	31	19	13	680	353	127	77	53
330	92	33	20	13	690	363	130	79	54
340	97	35	21	14	700	373	134	82	56
350	102	37	22	15	710	383	137	84	57
360	108	39	23	16	720	393	141	86	59
370	114	41	25	17	730	403	145	88	60
380	119	43	26	18	740	413	148	91	62
390	125	45	27	18	750	424	152	93	63
400	131	47	29	19	760	434	156	95	65

FUENTE: documento de Baker Hughes INTEQ, "Fluidos Manual de Ingeniería". 1998

Continuación tabla. Pérdidas de presión a través del equipo superficial (psi)

GPM	Tipo de equipo superficial				GPM	Tipo de equipo superficial		
	1	2	3	4		1	2	3
770	445	160	98	66	1140	–	332	203
780	456	164	100	68	1150	–	338	206
790	467	168	102	70	1160	–	343	210
800	478	172	105	71	1170	–	349	213
810	489	176	107	73	1180	–	354	216
820	500	180	110	75	1190	–	360	220
830	512	184	112	76	1200	–	366	223
840	523	188	115	78	1210	–	371	227
850	535	192	117	80	1220	–	377	230
860	547	197	120	82	1230	–	383	234
870	559	201	123	83	1240	–	389	237
880	571	205	125	85	1250	–	394	241
890	583	209	128	87	1260	–	400	244
900	595	214	131	89	1270	–	406	248
910	607	218	133	91	1280	–	412	252
920	620	223	136	93	1290	–	418	255
930	632	227	139	94	1300	–	424	259
940	645	232	142	96	1310	–	430	263
950	658	237	144	98	1320	–	437	267
960	671	241	147	100	1330	–	443	270
970	684	246	150	102	1340	–	449	274
980	697	251	153	104	1350	–	455	278
990	710	256	156	106	1360	–	461	282
1000	724	260	159	108	1370	–	468	286
1010	–	265	162	110	1380	–	474	290
1020	–	270	165	112	1390	–	481	294
1030	–	275	168	114	1400	–	487	297
1040	–	280	171	116	1410	–	494	301
1050	–	285	174	119	1420	–	500	305
1060	–	290	177	121	1430	–	507	309
1070	–	295	180	123	1440	–	513	314
1080	–	300	183	125	1450	–	520	318
1090	–	306	187	127	1460	–	527	322
1100	–	311	190	129	1470	–	533	326
1110	–	316	193	131	1480	–	540	330
1120	–	321	196	134	1490	–	547	334
1130	–	327	200	136	1500	–	554	338

Es de tener en cuenta:

- El caudal ( $Q$ ) afecta todo el programa de hidráulica. Con frecuencia, el aumento del caudal produce un efecto mayor en la hidráulica que la optimización a un caudal específico. El cambio del caudal depende de las capacidades de las bombas de fluido en uso, las presiones nominales de los equipos superficiales y el efecto de la tasa de bombeo mayor sobre la estabilidad del hoyo y la ECD. Estos factores deben considerarse como un grupo cuando se esperen cambios en el programa de hidráulica.
- La modificación de las propiedades de un fluido de perforación también puede tener un efecto drástico en la hidráulica. Generalmente, al disminuir la viscosidad también disminuyen las caídas de presión en el anular y la tubería, lo cual permite un aumento en el caudal a la misma presión del tubo vertical. El aumento en la viscosidad tendrá el efecto opuesto. El impacto que los cambios en la reología tienen sobre el transporte y suspensión de los ripios deberá evaluarse junto con los cambios en la hidráulica.
- Se pueden agregar, al sistema de fluidos, lubricantes de la capa de borde. Estos lubricantes, además de reducir el torque y el arrastre, también pueden reducir la pérdida total de presión del sistema mediante la modificación del régimen de flujo en la interfaz de la tubería y el fluido sin afectar drásticamente las propiedades reológicas del fluido de perforación. Desafortunadamente, no existe ningún buen método para probar este efecto antes del uso de un lubricante.

#### **4. GENERALIDADES DEL CAMPO TISQUIRAMA**

---

La empresa Ecopetrol S.A tiene bajo sus operaciones de explotación el campo Tisquirama perteneciente a la superintendencia Provincia-Gerencia Centro Oriente, localizada en jurisdicciones del departamento del Cesar, la empresa hace presencia allí desde 1955 y continúa su actividad petrolera con los campos Provincia, Bonanza y San Roque, pertenecientes a la misma superintendencia.

El campo Tisquirama es productor de hidrocarburos líquidos, es un campo maduro con un fluido de características muy particulares debido a su composición, consta de 9 pozos productores y las características del yacimiento en ocasiones hacen difíciles las operaciones de producción y perforación, el área aporta a la producción nacional de hidrocarburos 0.41% de la producción total diaria con un valor aproximado de 2500 BOPD, provenientes de la formación Umir y Lisama inferior esta última como principal productora, las dos son caracterizadas por presentar shales con intercalaciones de areniscas, lo que demuestra que son formaciones arcillosas y muy activas.

##### **4.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA**

El campo Tisquirama está localizado en la zona norte de la región Andina colombiana, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, al sur del departamento del Cesar en cercanías al municipio de San Martín. Perteneciente a la superintendencia provincia –SPV de Ecopetrol.

**Figura 13. Cuenca del Valle Medio Magdalena (VMM)**



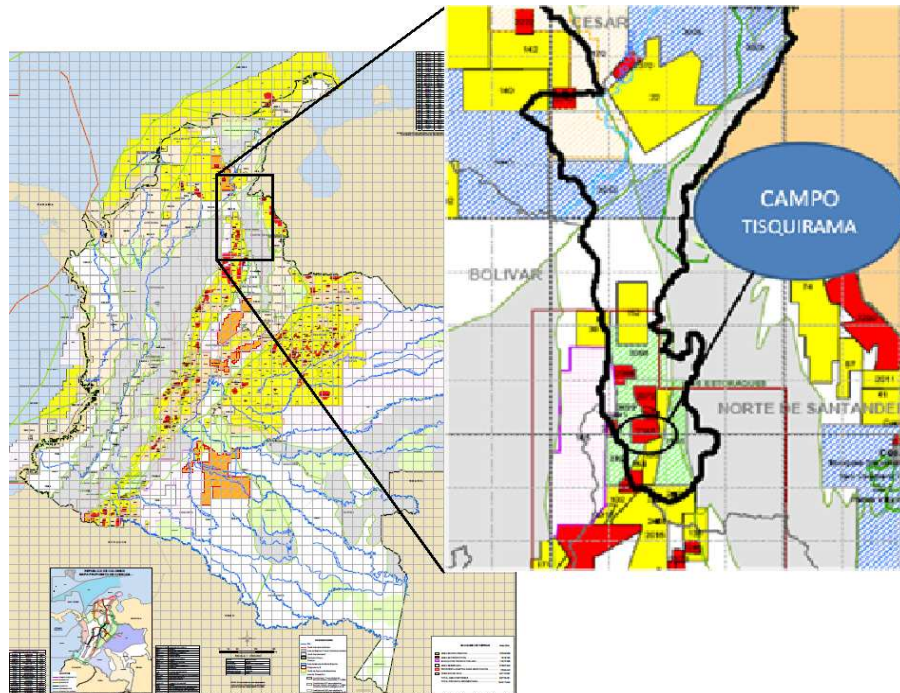
**FUENTE:** documento ANH "Colombian sedimentary basins: nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal". 2007

**Figura 14. Departamento del Cesar**



**FUENTE:** Instituto Geográfico Agustín Codazzi

**Figura 15. Campo Tisquirama**



**FUENTE:** autor

#### 4.2 MARCO GEOLÓGICO

El desarrollo estructural del Valle Medio del Magdalena (VMM) tomó lugar a través de diferentes etapas unidas por los eventos tectónicos de la esquina noroeste de América del Sur, que tuvo lugar durante el Triásico tardío al Cretácico medio y entre Paleógeno temprano y el Neógeno medio. La cuenca se extiende a lo largo del tramo central del río Magdalena y está limitada al norte y sur por el sistema de fallas del Espíritu Santo (E.S.F.S por sus siglas en inglés) y la sub-cuenca de Girardot (GFB) respectivamente, al noreste la cuenca está limitada por el sistema de fallas Bucaramanga-Sta. Marta (B.S.M.F) y al sureste por los sistemas de fallas Bituima y La salina (B.S.F.S). El límite oeste está enmarcado en su mayoría por el onlap<sup>5</sup> de sedimentos del Neógeno sobre la serranía de San Lucas y el basamento de la cordillera central

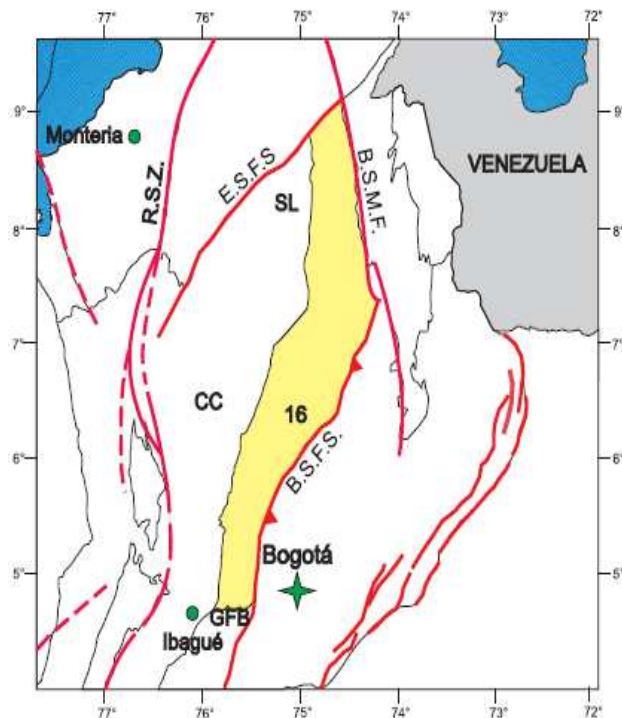
<sup>5</sup> Una relación base-discordante en la cual los estratos horizontales terminan inicialmente y progresivamente contra una superficie inicialmente inclinada, o en qué los estratos inicialmente inclinados terminan progresivamente contra una superficie de mayor inclinación inicial.

(figura 16). Geográficamente la cuenca VMM se localiza entre las cordilleras central y oriental de los Andes colombianos.

Los procesos exploratorios se han orientado significativamente hacia la identificación de trampas estructurales en secuencias del Paleógeno. Las trampas pequeñas que no han sido estudiadas adecuadamente aún. Los registros sedimentarios muestran una serie de ambientes continentales del Jurásico recubierto por sedimentos del Cretácico, ambas son calcáreas y siliciclásticas, son de origen transicional a origen marino. La secuencia del Paleógeno está dada por rocas siliciclásticas depositadas significativamente bajo condiciones de ambiente continental con alguna influencia de ambiente marino.

Tres grandes fases de deformación están presentes en la cuenca VMM; tensión, compresión y cizalladura, las cuales son las responsables de todo tipo de trampas geométricas.

**Figura 16. Elementos tectónicos que limitan VMM**



**FUENTE:** documento ANH "Colombian sedimentary basins: nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal". 2007



#### **4.2.1 Geología del petróleo en el valle del Magdalena medio**

Después de casi un siglo de exploración en la cuenca, se han descubierto cerca de 2412 MBP y 2,5 TPCG en 51 campos. Dentro de ellos, La Cira-Infantas es el primer campo gigante descubierto en Colombia.

La discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas de migración apropiado para el transporte de los hidrocarburos. Se han identificado tres tipos:

1. Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno.
2. Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno.
3. Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

En cuanto a los reservorios, el 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa), con promedios de porosidad entre 15-20% y permeabilidad de 20-600 md. Los depósitos calcáreos fracturados (grupo Calcáreo Basal y formación La Luna) poseen un importante potencial exploratorio; sin embargo, no han sido estudiados en detalle.

Las lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste, con arcillolitas plásticas continentales de las formaciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos.

Cuatro importantes tipos de trampas han sido identificadas:

1. Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento (Contractional fault-related folds hidden beneath surface thrust).
2. Estructuras "dúplex" de cabalgamiento con cierre independiente.
3. Cierres dependientes de falla.
4. Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.

### 4.3 ESTRATIGRAFIA

La estratigrafía de la zona involucra rocas que van desde el Jurásico con la formación Girón, seguida por la secuencia Cretáceo con las formaciones Los Santos, Rosablanca, Paja y Tablazo (Cretáceo-inferior), de las más antiguas a las más recientes, las tres últimas conocidas como el grupo calizas basales, donde hay gran presencia de calizas y shale y la formación más antigua de esa época son areniscas bien consolidadas sobre la cual existe una discordancia<sup>6</sup>; sobre éstas yacen las formaciones del Cretáceo medio y superior como son Simití (medio), La Luna y Umir (superior) respectivamente. Continuando con la secuencia estratigráfica en el tiempo geológico están las formaciones pertenecientes al Paleógeno, con las rocas de la formación Lisama (Paleoceno), Esmeralda- La paz (Eoceno), Colorado- Mugrosa (Oligoceno) y del Neógeno la formación Real (Mioceno); finalmente los depósitos de la formación La Mesa como la más reciente perteneciente al Cuaternario. A continuación está la descripción de las formaciones de la columna estratigráficas del VMM (ver figura 17).

**FORMACION LA MESA:** en cercanías de la cordillera predominan las arenas, mientras que al occidente, los limos y arcillas están en mayor proporción. Su espesor promedio es de 33 m, en esta zona.

**FORMACION REAL:** está constituida por arcillas abigarradas (de color gris, morado, pardo amarillento) que alternan con delgados bancos de areniscas amarillas, de grano fino a medio, friables y ricas en óxidos de hierro; hacia la base se presentan areniscas pardas de grano grueso a medio, friables. El espesor oscila entre 500 y 1.000 m, aproximadamente.

**FORMACION COLORADO-MUGROSA:** esta formación contiene arcillas pardo rojizas con intercalaciones de arena perteneciente al grupo Colorado, también hay presencia de arcillolitas varicoloreadas con menor cantidad de arenas o areniscas, espesores aproximados de 810 m en esta zona.

---

<sup>6</sup> De acuerdo a la descripción de las unidades estratigráficas del VMM tomadas del libro de cuencas sedimentarias de Colombia de la ANH.

FORMACION ESMERALDA – LA PAZ: está compuesta por secuencias de arcillolitas y arenas/areniscas de las cuales las arcillolitas son de alta solubilidad, el espesor aproximado de esta formación es de 200 m. En esta formación subyace una discordancia de 300 m aproximadamente, que contacta con el tope de la fm Lisama.

FORMACION LISAMA: esta unidad consta de shales abigarradas (de color rojo, pardo, gris), con intercalaciones de areniscas masivas grisáceas, de grano medio a fino que se hace más grueso hacia la parte superior de la formación. La estratificación cruzada se presenta esporádicamente así como los lentejones de carbón. Esta unidad representa el paso de las condiciones marinas de la formación Umir infrayacente a las condiciones continentales. Por las características litológicas se habría depositado bajo condiciones que variaban entre lagunares y deltaicas. El espesor de la formación Lisama puede llegar hasta 1225 m.

El contacto superior con el miembro Toro de la formación La Paz está determinado por una discordancia regional bien marcada.

La parte que comprende la formación Lisama basal consiste principalmente de gredas y lutitas de color rojo-violáceo. El espesor puede ser de unos 500 metros y corresponde a la estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano continentales.

Figura 17. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio Magdalena

ERA	SISTEMA	SERIE	FORMACION	MIEMBRO	ESPESOR (m)	LITOLOGIA
CENOZOICO	TERCIARIO		MESA		• 7 ** 0 - 1000	
		MIOCENO MEDIO (7)	REAL		• 0 - 604	
		MIOCENO INFERIOR (7)			• 0 - 1196 ** 0 - 3296	
		OLIGOCENO	COLORADO • MUGROSA		• 0 - 2000 ** 0 - 3200	
		EOCENO	ESMERALDAS • LA PAZ		• 0 - 120 ** 0 - 2200	
		PALEOCENO	LISAMA	INE. SUP.	• 0 - 800	
				INE. A B C D E	• 0 - 450	
		CRETACEO	SUPERIOR	UMIR	• 0 - 1100	
				LA LUNA	GALEMBO PUJAMANA SALADA	• 200 - 750
			MEDIO	SALTO • SIMITI	• 250 - 750	
DALLA BHEAL	• 150 - 550					
JURA-TRIASICO		GIRON	?			

FUENTE: Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena de Ecopetrol.

FORMACION UMIR: se describe esta formación con respecto a los pozos de petróleo perforados en el valle del Magdalena, la formación Umir está compuesta por lutita carbonácea, gris, blanda y de laminación delgada; son comunes los mantos de carbón hasta de 3 m de espesor en algunos lugares, lo mismo que bandas y nódulos de siderita. Presenta un espesor aproximadamente de 1100 m.

FORMACION LA LUNA: constituida por lodolitas calcáreas, gris oscuras, calizas arcillosas micríticas, calizas biomicríticas, gris oscuras, con nódulos y concreciones calcáreas, intercalaciones de calcarenitas y chert gris oscuro a negro, fosilífero. Algunas calizas expelen olor a petróleo al romperlas. La estratificación, en general, es delgada y los nódulos, hasta de más de 1 m de diámetro, son aplanados en el mismo sentido de la estratificación. En varios afloramientos se encuentra caliza gris a negra, localmente arenosa. Su espesor es aproximadamente de 200 a 750 m.

FORMACION SIMITI: constituida por arcillolitas físis, gris oscuras, laminadas, con intercalaciones de areniscas y calizas grises, en capas medianas y delgadas. El espesor de esta formación puede ser de 250 a 750 m.

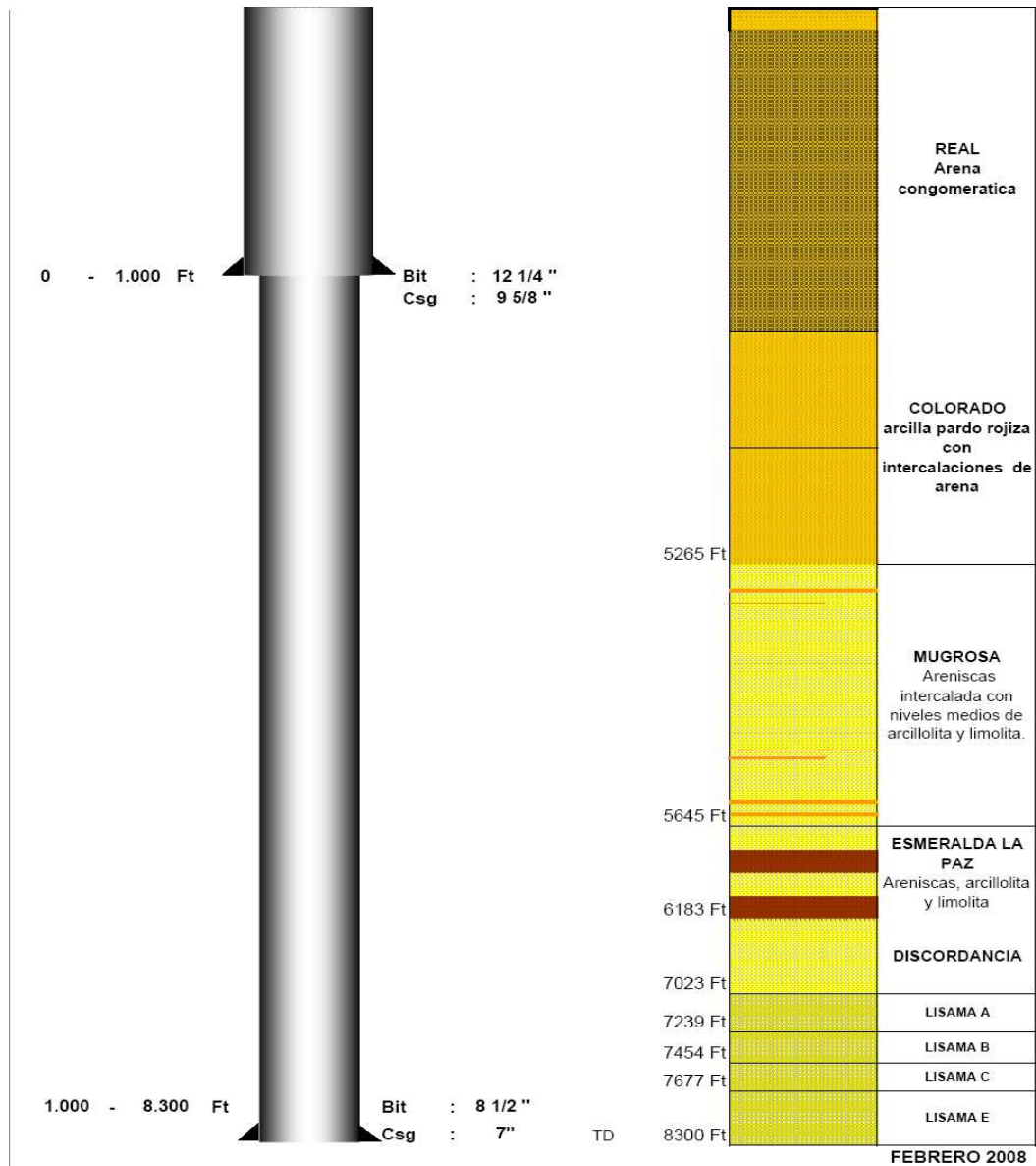
FORMACION TABLAZO: está constituida por calizas duras, gris a gris claras, en bancos gruesos, micríticas, localmente con abundantes conchas de bivalvos, delgadas intercalaciones de lodolitas calcáreas con nódulos elipsoidales y en la base un conglomerado gris con cantos de caliza, chert y cuarzo, hasta de 6 cm de diámetro en una matriz calcárea. Tiene un espesor de 150 a 550 m aproximadamente.

NOTA: los espesores dados en cada formación son tomados de acuerdo a reportes de perforación dados por Ecopetrol.

## 5. PROBLEMA DE APLICACIÓN

### 5.1 POZO TISQUIRAMA 8

**Figura 18. Programa diseño mecánico pozo Tisquirama 8**



**FUENTE:** documento Q max Solution "Propuesta de fluido de perforación, pozo Tisquirama 8". 2008

## 5.2 RESUMEN OPERACIÓN DE PERFORACION

### 5.2.1 Sección 1

Se inician las operaciones armando BHA No. 1 con broca de 12 1/4", jets 2x12" y 5x13", Drill Collars de 8" y 6 1/2" y HWDP de 5". Inicia a perforar con un galonaje bajo de 150 GPM hasta 200 pies para prevenir pérdidas de lodo hacia la formación. Después de los 200 pies aumenta el galonaje a 450 GPM, 500 y finalmente a 550 GPM. Se bombean píldoras viscosas para limpieza del hueco a los 601 y a profundidad final de 1545 ft para sacar tubería. Circula hasta limpios. Lanza Totco<sup>7</sup> para medir la desviación del pozo, (desviación 1 grado). Saca tubería a superficie sin problemas y quiebra BHA No. 1. Alista herramientas y corre revestimiento de 9 5/8" (P110 & N80) BTC sin problemas hasta 1537 ft, se circula hasta retornos limpios.

Alista herramientas de cementación bajando stinger<sup>8</sup> con tubería, se arma cabeza de cementación, prueban líneas y resultan sin problemas, circula fondos e inicia operación así:

1. Bombea 20 Bbls de agua fresca.
2. Mezcla y bombea 217 Bbls de lechada de 15 lpg y desplaza con 25 Bbls de agua. Retornos de lodo desplazado se recibe en el sistema activo, lodo contaminado con cemento y cemento retornado se recibe en catch tank de cortes.
3. Corta revestimiento e inicia arme y prueba de preventoras.
4. Arma BHA No. 2 para drill out

---

<sup>7</sup> Es un dispositivo lanzado a través de una barra que permite obtener información de la inclinación solamente de pozos verticales.

<sup>8</sup> Es una herramienta que va conectada en la punta de la sarta para bombear cemento.

### 5.2.1.1 Desempeño del fluido de perforación

Para la primera sección de 12 1/4" se mezclan inicialmente 670 Bbls de fluido nuevo "Q Agua Bentonita"<sup>9</sup> prehidratando bentonita en tanques del sistema y reserva con una concentración de 17.5 lpb. Adiciona soda cáustica antes de iniciar la perforación para acondicionar alcalinidad y control bacterias. Durante la perforación se observa buena remoción de cortes en superficie trabajando con viscosidad de embudo en promedio de 45 seg, VP de 15 Cp y yield point de 18 lb/pie<sup>2</sup>. Para asegurar una buena limpieza del hueco se bombean píldoras viscosas a los 610 ft y al final de la fase, la última píldora fue pesada (MW: 11 lpg). La densidad de inicio fue de 8,6 lpg la cual se fue incrementando con la incorporación de sólidos al sistema a medida que se perforaba hasta 9.3 lpg. La densidad y reología se controló con adición de fluido desde tanque de reserva y agua fresca.

En total se mezclaron para esta sección 1112 Bbls, valor aproximado al programado (1088 Bbls)

El uso de material o químico diferente al programado tal como la cascarilla de arroz fue utilizado como material preventivo para pérdidas de circulación, el uso de barita para densificar píldora pesada de limpieza y el uso de Tanino para acondicionar la reología del lodo para el trabajo de cementación del revestimiento de 9 5/8".

### 5.2.1.2 Descripción del fluido de perforación "Q Agua Bentonita"

Tabla 8. Componentes del fluido de perforación utilizado en la sección 1 del pozo Tisquirama 8

CONCENTRACIONES DEL FLUIDO DE PERFORACION (Lb/Bbl)	
PRODUCTO	CONCENTRACION
NATURAL GEL	12,25 – 16,28
SODA CAUSTICA	0,1 – 0,14
CASCARA DE ARROZ	0,2 – 1,33

FUENTE: documento Q max Solution "Reporte final de fluidos de perforación, pozo Tisquirama 8". 2008

<sup>9</sup> Nombre dado al sistema de fluido utilizado en la sección 1.



**Tabla 9. Propiedades del fluido de perforación utilizado en la sección 1 del pozo Tisquirama 8**

<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>	
DENSIDAD (ppg)	<b>8,6 - 9,3</b>
Viscosidad Embudo (Seg)	<b>40 - 55</b>
Viscosidad Plástica (Cp)	<b>11 - 16</b>
Punto de Cedencia (Lb/100 Ft <sup>2</sup> )	<b>15- 21</b>
Geles (10"/10'/30')	<b>4/6/8 - 11/22/30</b>
PH	<b>8,6- 9,0</b>
Perdida de Fluido API (cm <sup>3</sup> )	<b>NC</b>
MBT (Lb/Bbl)	<b>17,5 - 25</b>
Solidos (%)	<b>2 - 6</b>

**FUENTE:** documento Q max Solution "Reporte final de fluidos de perforación, pozo Tisquirama 8". 2008

### **5.2.2 Sección 2**

Se inicia la sección de 8 1/2" probando BOP's y armando BHA No. 2 con motor de fondo (Sperry) y broca #2 PDC con 5 boquillas de 11" y 2 de 12" TFA = 0.685. Se baja tubería a tocar cemento y realizar drill out<sup>10</sup> con agua - lodo, luego de perforar hasta 1556 pies se realiza el cambio de agua - lodo por el sistema de lodo "Q-Drill Max"<sup>11</sup> con el que se trabajara en la siguiente sección y se realiza prueba de integridad con 740 psi presentando una densidad equivalente de 17,9 ppg (MW: 8.8 ppg).

Se perfora hasta la profundidad de 6621 pies donde se hace viaje corto hasta el zapato de casing de 9 5/8" (1537 pies), incrementando la densidad del lodo de 9.1 a 9.4 lpg y enviando una píldora pesada de 11.5 ppg para limpiar el hueco, esperando fondos limpios.

Posteriormente se bombea píldora pesada para sacar tubería seca llenando hueco por el Kill Line. El viaje se realizó sin restricciones ni puntos apretados y

<sup>10</sup> Inicio de perforación después de haber terminado la cementación de la sección anterior.

<sup>11</sup> Nombre dado al sistema de fluido utilizado en la sección 2.

se llegó a fondo para continuar perforando hasta 7876 pies donde se presenta un incremento de la presión y el torque, quedando pegada la broca; se trabaja la sarta pegada, martillando hacia arriba y tensionando hasta 450 Klbs, pero se presentan problemas en el sensor de peso del Martín Decker, lo que obligó a parar por unos minutos el trabajo de tubería. Al continuar trabajando se presenta pérdida de rotación. Se envía una píldora con 10 % de lubricante y se circula, se trabaja sin presentar avance, se envía otra píldora con 25 Bbls de diesel ubicándola por una hora en fondo y se trabaja la tubería teniendo que parar por problemas en el equipo de perforación, se envía otra píldora de 33 Bbls de diesel y se trabaja pero de nuevo el equipo presenta problemas.

Se preparó y bombea píldora de Pipe Lax<sup>12</sup> ubicándola debajo del martillo se deja actuar por ocho horas, se tensiona sarta hasta 550 Klbs y finalmente libera la tubería.

Luego se realizó viaje sacando tubería a superficie, sacando la broca totalmente embotada con bitumen, se limpia y cambian boquillas a 3 de 11" y 4 de 12" TFA =0.720.

El equipo presenta daño en el pin de sacrificio y se cambió por otro, se baja BHA No 3 con motor de fondo sin MWD. Se baja libre hasta 7570 pies sin restricciones y rompiendo geles, conecta bomba y continúa bajando lavando hasta 7813 pies, al conectar la parada para llegar a fondo vuelve a fallar el pin de seguridad de tope drive en la conexión. Se saca tubería hasta 1496 pies (zapato casing 9 5/8") y se espera repuesto desde la base del taladro Erazo Valencia.

Luego se baja tubería libre hasta 7530', lava hasta 7867', continúa bajando sarta con motor de fondo restringido por incremento de torque y presión debido a la presencia de bitumen, se aumenta la densidad del lodo desde 9,6 lpg hasta 10 lpg, circulando fondos; Se trabaja sarta por presencia de cavings<sup>13</sup> sin lograr

---

<sup>12</sup> Concentrado de fluido para tubería pegada, de base aceite.

<sup>13</sup> Muestras de crudo que se recogen en las zarandas.

pasar, se saca tubería hasta superficie para quebrar motor y broca, armando BHA No 4 con broca tricónica con boquillas 3 de 16", se bajó tubería hasta 7628', repasando las tres últimas paradas, intentando perforar hasta 7872' sin éxito, entonces se bombeó 30 Bbls de píldora de diesel, sin lograr avanzar en la perforación.

Se saca tubería hasta superficie faltando la broca y el bit sub. Se arma y baja BHA No 5 con broca para tocar pescado, se encontró puntos apretados a 6896, 7545 y 7861 pies, se repasa cada uno de los puntos apretados, se hace contacto con el pescado a 7865 pies, se sacó tubería a superficie y se baja sarta con BHA de pesca repasando puntos apretados con circulación a 4680, 5100, 5600, 6200 y 6650 pies, se llega hasta el tope del pescado, se realiza trabajo de pesca y se saca sarta a superficie sin lograr recuperar el pescado.

Se arma entonces BHA No7 con broca para acondicionar hueco, se baja hasta el fondo, circulando y bombeando píldora de limpieza, se saca tubería hasta superficie y se arma herramienta de Schlumberger y se bajó para correr registros eléctricos así:

- 1ra corrida: Resistivos (AIT - GR - SP - CALI - MCFL), Nucleares (CNL - LDL - GR - SP - CALI) y Sónico, desde 7865 pies hasta 1537 pies.
- 2da corrida: FMI - GR - DSI desde 7865 pies hasta 5050 pies.
- 3ra corrida: 22 puntos de pruebas de presión con TLC.

Seguidamente se realiza viaje de acondicionamiento del pozo para corrida de revestimiento sin problemas, se circula píldora viscosa de limpieza en el fondo. Finalmente se arma y acondiciona mesa para corrida de revestimiento. Corriendo revestimiento de 7" P110 29#/ft BTC R3 con ID de 6,184 in con zapato @ 7860 pies. Se realiza trabajo de cementación, así:

1. 20 bbls de lavador (agua) de 8.3 lpg, 40 bbls de espaciador de 11 lpg.
2. Mezcla y bombea 50 bbls de lechada principal al vuelo de 16 lpg, 100 bbls de lechada principal de 16 lpg y desplaza con 291 bbls de agua fresca: El lodo retornado del desplazamiento se recibe en tanques y es transferido a frac tanks para su respectivo tratamiento.

### **5.2.2.1 Desempeño del fluido de perforación**

La perforación de esta sección se inicia con agua lodo para pasar el intervalo cementado, una vez perforado hasta 1556 pies se realiza el cambio por el lodo preparado para esta fase de 8 1/2" llamado Q-Drill Max.

EL volumen inicial preparado en los tanques del sistema fue de 625 bls y en las reservas de 301 bls. El lodo Q - Drill Max, se prepara usando como inhibidor de arcillas glicol polialquilenico (Glymax) garantizando la inhibición mecánica que evita que el agua entre en contacto con la arcilla y así no se presente hinchamiento o hidratación de las mismas. Debido a que solo se usa este tipo de inhibidor se debe mantener permanentemente una concentración adecuada para evitar la incorporación de sólidos finos al fluido. A pesar de esto el incremento de arcilla en el lodo se presenta, requiriendo sacar periódicamente lodo durante la perforación de formación como Real, Mugrosa y Colorado y diluir con lodo nuevo preparado.

El filtrado del lodo se ajusta con PAC-L y PAC-R iniciando con un API de 7.5 cc y llevándolo a 4 cc a medida que se llega a la formación de interés. La densidad inicial fue de 8.8 lpg, no se usó carbonato de calcio inicialmente pero luego se incrementó la densidad hasta llegar a 10.2 lpg con Carbonato de Calcio Malla 200. La reología del lodo se ajustó con goma de Xanthan y PAC R, manejándola dentro de los rangos establecidos por programa garantizando una adecuada limpieza del lodo.

Para esta sección no se usó lubricante por orden directa de Ecopetrol, así como no permitir MBT mayor de 20 lb / bbl, lo que no se pudo cumplir por la calidad de la arcilla perforada y por el uso restringido de un solo inhibidor, lo que causó tener que sacar constantemente lodo para cambiarlo por lodo nuevo a modo de dilución. El MBT a partir de los 4000 pies fue en promedio de 25 a pesar de la fuerte dilución que se realizó, sin embargo esto no causó que se incrementara drásticamente la reología controlada por lignito. Durante los viajes

se pudo observar un excelente comportamiento del hueco permitiendo sacar y bajar tubería sin restricciones.

A la profundidad de 7876 pies se presenta una pega en la broca por presencia de bitumen en la formación, donde se trabajó tubería y se bombearon dos píldoras de diesel sin tener resultados positivos. Por fallas en el equipo de perforación se perdió rotación provocando una pega diferencial por debajo del martillo en las arenas de Lisama, por tal razón se preparó y bombeó una píldora con Pipe Lax de 9.5 lpg en fondo cubriendo el BHA, dejándola actuar por 8 horas liberando la tubería.

Luego se intentó continuar bajando pero no se logró por el bitumen encontrado a 7876 pies, se enviaron píldoras de diesel pero su reacción no fue la esperada y continuaron los problemas con la sarta de perforación.

Entonces se mantuvo dilución permanente con agua para reemplazar el agua evaporada y con fluido nuevo desde tanque de reserva para mantener volumen.

Los equipos de control de sólidos utilizados durante la perforación de la fase de 8 1/2 fueron las zarandas vestidas inicialmente con mallas de referencia 200 de Swaco, el desilter, desander y zaranda del Mud Cleaner vestida con malla 250 referencia de Swaco y las centrífugas de alta velocidad de la empresa Qmax. Las zarandas funcionaron sin presentar problemas pero al presentarse un incremento de contenido de arcilla en el lodo se verificó el número de la malla encontrando que la referencia de la malla de referencia Swaco no corresponde al mesh siendo un número mucho menor al que se creía el número verdadero. Por esta razón se cambió a número 250 que equivale aproximadamente a 175 mesh, con esto se aseguró una mejor limpieza del lodo viéndose reflejado en el control de los parámetros medidos del lodo. El desilter funcionó bien presentándose algunas fallas pero reparadas oportunamente, las centrífugas

de alta velocidad funcionaron todo el tiempo de perforación manteniendo el nivel de sólidos en el fluido de perforación.

El costo del fluido de perforación en esta sección estuvo en 15,6% por encima de lo programado debido a la fuerte dilución del lodo para mantener el MBT exigido por Ecopetrol para este pozo, esta fuerte dilución significa mayor consumo de química para mantener las concentraciones y niveles de tanques. Por otro lado se requirió aumentar la densidad del lodo ya que la densidad máxima programada era 10.0 lpg y se llegó a densidad máxima de la sección de 10.2 lpg para mantener la estabilidad del hueco durante el proceso de pesca y perforación de la sección de bitumen. También aumentaron los costos por la química utilizada durante los procesos mencionados anteriormente y el costo de ingeniería fue mayor por 4 días utilizados en la recuperación de la sarta.

#### 5.2.2.2 Descripción del fluido de perforación “Q- DRILL MAX”

**Tabla 10. Componentes del fluido de perforación utilizado en la sección 2 del pozo Tisquirama 8.**

CONCENTRACIONES DEL FLUIDO DE PERFORACION (Lb/Bbl)	
PRODUCTO	CONCENTRACION
NATURAL GEL	0,04 – 0,25
NUT PLUG/WALL NUT (F M G)	0,00 - 0,36
SODA CAUSTICA	0,15 – 1,42
RHEOXAN	0,14 – 0,81
GLYMAX	2,42 – 3,69
Q DEFOAM OS	0,01 – 0,03
DESCO CF	0,07 – 0,18
Q-DRILL UP	0,00 - 0,21
BACTERICIDA Q-CIDE 14	0,01 – 0,10
CARBONATO DE CALCIO M200	12,16 – 97,85
CARBONATO DE CALCIO M325	0,00-0,00
CARBONATO DE CALCIO M40-100	0,0 – 4,19
BARITA	0,00 – 0,00
MAX-PAC L	1,42-1,79
MAX-PAC R	0,33 – 1,76
LIGNITO CAUSTIZADO K – 17	0,18 – 0,46

**FUENTE:** documento Q max Solution “Reporte final de fluidos de perforación, pozo Tisquirama 8”. 2008

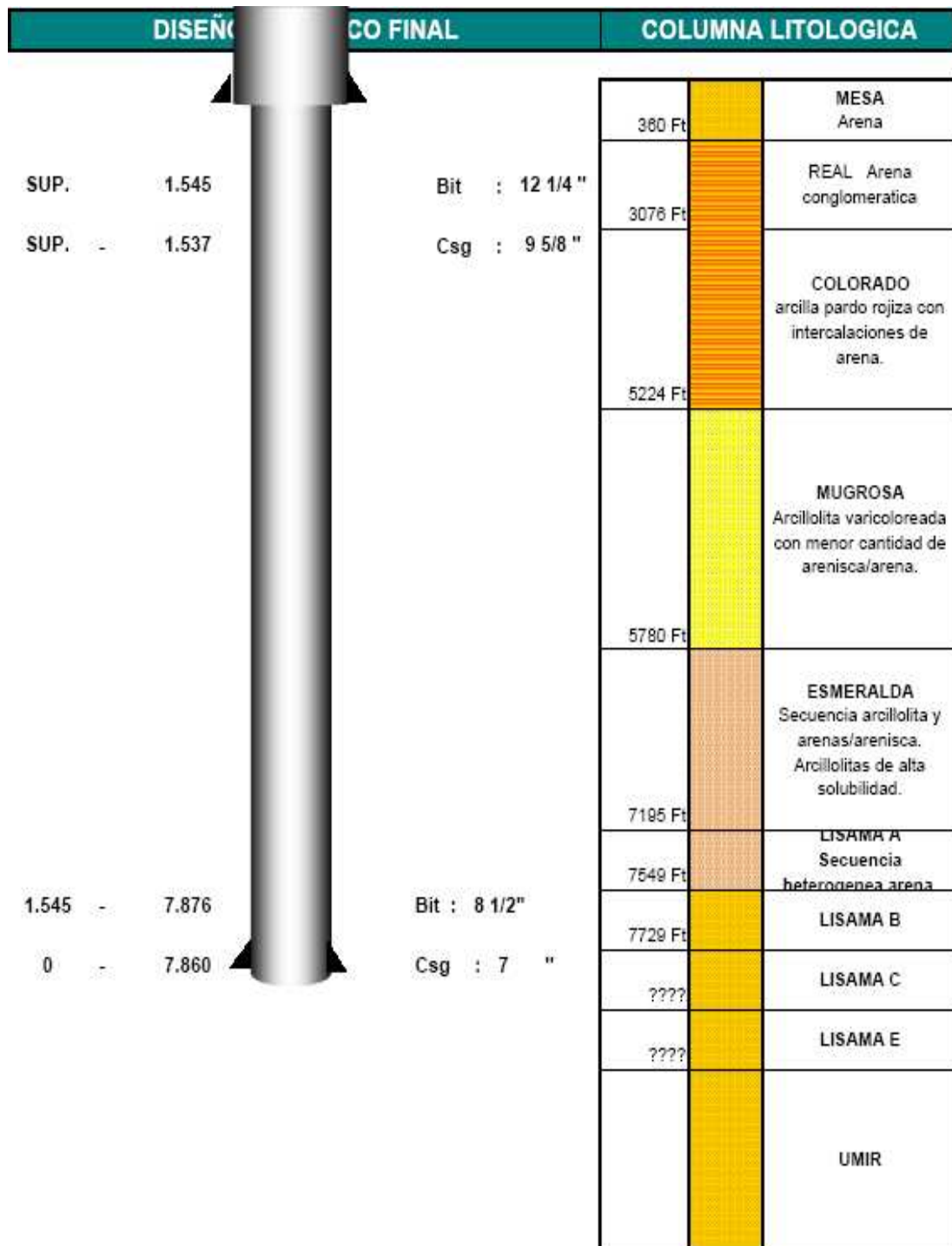
**Tabla 11. Propiedades del fluido de perforación utilizado en la sección 2 del pozo Tisquirama 8**

<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>	
DENSIDAD (ppg)	<b>8,8 - 10,2</b>
Viscosidad Embudo (Seg)	<b>44 - 70</b>
Viscosidad Plástica (Cp)	<b>12 - 28</b>
Punto de Cedencia (Lb/100 Ft <sup>2</sup> )	<b>17 - 24</b>
Geles (10"/10'/30')	<b>4/5/6 - 11/18/22</b>
PH	<b>9,0 - 9,5</b>
Pérdida de Fluido API (cm <sup>3</sup> )	<b>3,6 - 7,5</b>
MBT (Lb/Bbl)	<b>2,5 - 27,5</b>
Sólidos (%)	<b>2 - 11</b>

**FUENTE:** documento Q max Solution "Reporte final de fluidos de perforación, pozo Tisquirama 8". 2008

### 5.3 ESTADO MECANICO FINAL DEL POZO TISQUIRAMA 8

**Figura 19. Diseño mecánico final pozo Tisquirama 8**



**FUENTE:** documento Q max Solution "Reporte final de fluidos de perforación, pozo Tisquirama 8". 2008



## 6. FLUIDOS DE PERFORACION CAMPO TISQUIRAMA

### 6.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE FLUIDO "Q DRILL"

Para el intervalo de perforación perteneciente a la sección 2 de los pozos se ha diseñado un fluido específico para las características de las zonas a atravesar durante la perforación, este fluido tiene propiedades de composición, desempeño y funcionamiento que permiten un alto rendimiento en la perforación, la descripción del sistema de fluido **Q Drill** denominado así por la empresa Qmax Solution, se da a continuación:

#### Productos utilizados para la preparación del fluido Q Drill

Tabla 12. Componentes del fluido Q DRILL.

MATERIAL	FUNCION
NATURAL GEL	Bentonita Premium. Viscosificante.
SODA CAUSTICA	Controlador de PH. Alcalinizante
Q-NK	Nitrato de Potasio. Inhibidor de Arcillas
GLYMAX	Polialquilen Glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas
RHEOXAN	Goma Xántica. Material viscosificante
Q-PAC L	Polímero controlador de filtrado
BACTERICIDA Q-CIDE 25	Preservativo biocida
ANTICORROSIVO Q-TDL 15	Amina para prevenir corrosión

<b>BARITA</b>	Material densificante
<b>Q-DEFOAM OS</b>	Antiespumante de arcilla organosilicona
<b>K – 17, DESCO</b>	Lignito Caustizado. Dispersante
<b>SULFITO DE SODIO</b>	Secuestrante de Oxigeno
<b>Q DRILL THIN</b>	Tanino libre de cromo. Adelgazante
<b>CARBONATO DE CALCIO M 40-100</b>	Material Puenteante

**FUENTE:** documento Q max Solution “Propuesta de fluido de perforación, pozos Tisquirama y San Roque”. 2006

### **Material contingente**

De acuerdo al comportamiento del fluido y a las condiciones que va presentando el pozo se hace necesario contar con otros productos que ayude a controlar las propiedades del fluido de perforación y por ende el buen desarrollo de la perforación.

**Tabla 13. Material adicional como aditivos al fluido de perforación**

<b>MATERIAL</b>	<b>FUNCION</b>
<b>Q STAR</b>	Almidón. Controla filtrado
<b>Q DRILL UP</b>	Mejora torque y da lubricación.
<b>PIPE LAX</b>	Libera tubería en caso de pegas de tubería.

**FUENTE:** autor

### **Desempeño del fluido de perforación de acuerdo a su diseño inicial.**

El sistema seleccionado para esta sección consta de una combinación de polímeros, almidón e inhibidor de arcillas tipo glicol que garantizan las adecuadas propiedades del fluido de perforación.

De acuerdo a experiencias generadas en otros pozos de la zona, se ha podido establecer que las formaciones arcillosas se controlan efectivamente con la adición de polialquilen-glicol de alta densidad, denominado Glymax, a la vez que disminuye levemente los geles del lodo. Por otra parte, el Glymax es también un excelente lubricante y evita el embotamiento de la sarta, tal como se ha demostrado en los viajes de acondicionamiento para correr registros eléctricos.

De acuerdo a las características litológicas de las formaciones presentes en esta zona, se tomó como referencia la solubilidad y las características higroscópicas de las arcillas de Villeta y por ende su tendencia al hinchamiento, por lo cual se propone perforar este intervalo con el sistema "Q-Drill". Este sistema brinda doble inhibición química y mecánica.

La inhibición química será suministrada por el ión  $K^+$  del Q-NK en unión con el Glymax y la mecánica la suministrara el encapsulamiento del Q- Defoam. Lo anterior ayuda a evitar el hinchamiento de las arcillas y controla la dispersión de las mismas en el lodo, de esta forma se controlan el incremento de sólidos y las altas diluciones.

Para estos pozos de debe mantener la densidad lo más bajo posible y ajustarla de acuerdo a las condiciones del hueco, ya que al perforar con un fluido completamente inhibido no se requieren altas densidades para garantizar la estabilidad química del hueco. Esta se debe mantener en el rango adecuado con el fin de proveer suficiente hidrostática en las formaciones perforadas, pero sin ocasionar pérdidas de circulación en las intercalaciones de areniscas presentes a lo largo de la sección, así también, se debe monitorear el nivel de los tanques para estar preparados en caso de pérdidas de circulación o patadas de pozo pues se estará atravesando la zona de interés con la misma densidad.

Por dichas razones es muy importante monitorear continuamente la forma, tamaño y volumen de los cortes en las zarandas, para proceder con los incrementos de densidad del fluido con carbonato de calcio (malla 200 y malla

40-100), el cual además servirá como material sellante de las posibles fracturas que se encontraran y ayudará a la obtención de un revoque más delgado.

Con este sistema de fluido de perforación “Q Drill” se evitarán problemas de embotamiento o falta de lubricidad debido a la incorporación del Glymax.

Este sistema es ambientalmente ventajoso, ya que el Q-NK es un excelente abono, por lo tanto el fluido de perforación y los cortes pueden ser utilizados posteriormente como nutrientes en áreas vecinas, obteniendo resultados óptimos en la recuperación de zonas afectadas en el desarrollo de la operación.

Adicionalmente al sistema de fluido se deben tener en cuenta operaciones de control de sólidos y monitoreo constante del grado de inhibición del fluido de perforación con pruebas CST (tiempo de succión capilar) realizadas en el campo.

Al alcanzar la superficie de las arenas productoras, se debe agregar carbonato de calcio M 200 y 40-100 como agente de puenteo, controlando el excesivo aumento en la densidad del fluido para evitar posibles pegas por presión diferencial.

## 6.2 RELACION DE POZOS DEL CAMPO TISQUIRAMA PERFORADOS CON EL FLUIDO Q DRILL

**Tabla 14. Relación pozos perforados con el sistema de fluidos Q DRILL**

POZOS	PROFUNDIDAD TOTAL	INTERVALO SEC. II		LONGITUD INTERVALO	FORMACIONES
		TOPE	BASE		
TISQ. 6	8735'	1549'	8335'	6782'	Real, Colorado, Mugrosa, Esmeralda, Lisama (A, B, C, E)
TISQ. 7	8750'	1495'	8381'	6895'	Real, Colorado, Mugrosa, Esmeralda, Lisama (A, B, C, E)
TISQ. 8	8300'	1537'	7860'	6331'	Real, Colorado, Mugrosa, Esmeralda, Lisama (A, B, C)

FUENTE: autor

### 6.3 FLUIDO POZO TISQUIRAMA 6

En la sección II de este pozo la perforación transcurre normalmente a pesar de la presencia de gas en la formación la paz y el fluido de perforación cumple con sus funciones perfectamente y mantiene un buen manejo de sus propiedades, aunque a una profundidad de 7803 pies se presenta sarta atrapada mecánicamente hasta parar la rotaria de la sarta, y durante la circulación se observa retorno de carbón.

En este caso el fluido se comportó de la manera más adecuada frente al único inconveniente presentado por sarta apretada debido a la presencia de carbón; se ajustó perfectamente el sistema de fluidos con la adición del lubricante Q-Drill- Up el cual mejoró el torque y la lubricidad del hueco, incrementándola gradualmente para la bajada del revestimiento y así evitar también la fricción del hueco con la tubería.

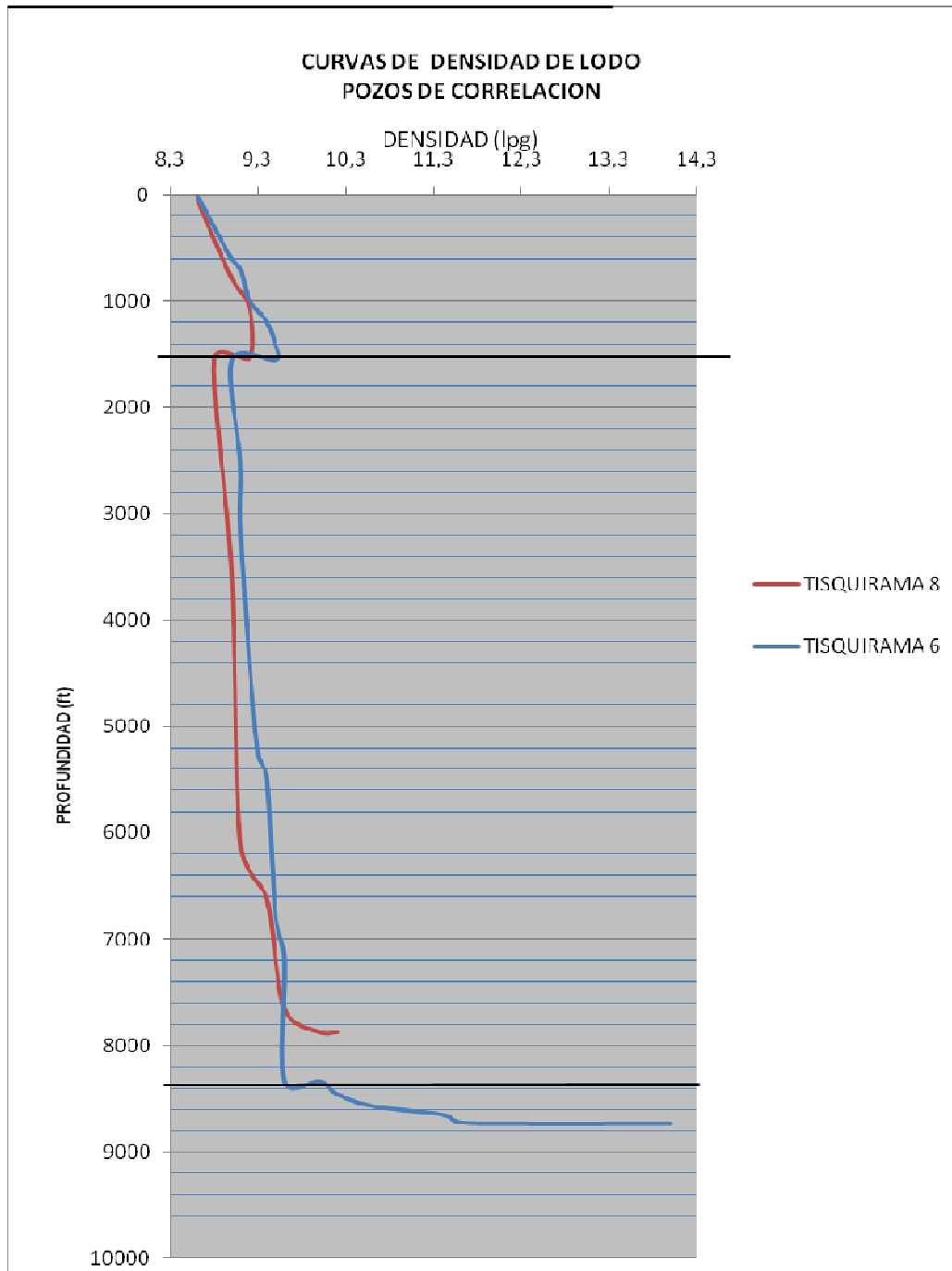
Se debe tener en cuenta que los componentes más relevantes dentro de las funciones del lodo fueron los polímeros de Pac-L Y Pac- R dando control de filtrado menor a 5 ml, manteniendo la viscosidad y por ende buena reología al igual que con la goma xanthan rhreoxan, también se controló el incremento del contenido MBT debido a la gran cantidad de arcillas presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda y si se tiene en cuenta que la sección II se inició con un porcentaje de fluido de la sección I generando un inicio de la circulación de fluido con MBT de 10 lb/bl y por eso sucedió un incremento rápido de las arcillas, pero se pudo controlar con dispersante K- 17 y adelgazante Q- Drill- Thin.

Entre las recomendaciones dadas después de la perforación del Tisquirama 6 está como principal el uso de fluido 100% nuevo para iniciar la circulación de la sección II y así evitar incrementos de inhibidores de arcillas al fluido.

Debido a que la densidad del fluido cumple un papel fundamental en el control de la presión del pozo, se convierte en la primera propiedad que se monitorea durante la perforación y el acondicionamiento del fluido, por esta razón se toman como correlación las curvas de lodos de los pozos del campo

Tisquirama, para analizar el comportamiento del fluido a diferentes profundidades y presiones de perforación (ver gráfica 1).

**Gráfica 1. Correlación de las curvas de densidad del fluido en el pozo Tisquirama 6 y Tisquirama 8**



**FUENTE:** autor

## ANÁLISIS DEL GRÁFICA 1

La gráfica la dividimos en tres secciones de acuerdo a las profundidades correspondientes a cada sección del pozo.

Sección 1(0-1500 Ft): para los pozos relacionados (Tisquirama 6 y 8) en esta sección inician con la densidad de 8,6 lpg y se comportan de manera similar variando su densidad de manera proporcional a la profundidad.

Sección 2 (1500- 8460 Ft): Para los pozos relacionados el comportamiento de la densidad es similar hasta la profundidad de 7876 Ft donde se presenta una pega por bitumen en el pozo Tisquirama 8; para el pozo Tisquirama 6 a la profundidad de 7803 Ft a pesar de presentarse sarta atrapada mecánicamente y observar retorno de carbón el fluido se comporta de manera adecuada.

Sección 3 (8460- 8735 Ft): Durante la perforación y desde el inicio de la sección se tuvieron continuas manifestaciones de presiones anormales por gases de conexión, lutita derrumbada, gas de viaje y de suabeo, siendo incrementada progresivamente la densidad del lodo que inició con 10.0 lpg. A la profundidad de 8550' se presentó un fuerte show de gas y manchamiento de aceite en las rumbas incrementando la densidad a 11.6 lpg y sostenida hasta el final de la perforación y un background de gas de 47%. Para poder realizar con seguridad el viaje de tubería para registros eléctricos, la densidad de lodo se incrementó desde 11,5 hasta 13,5 lpg con el que se estabilizó el background de gas por debajo de 5%.

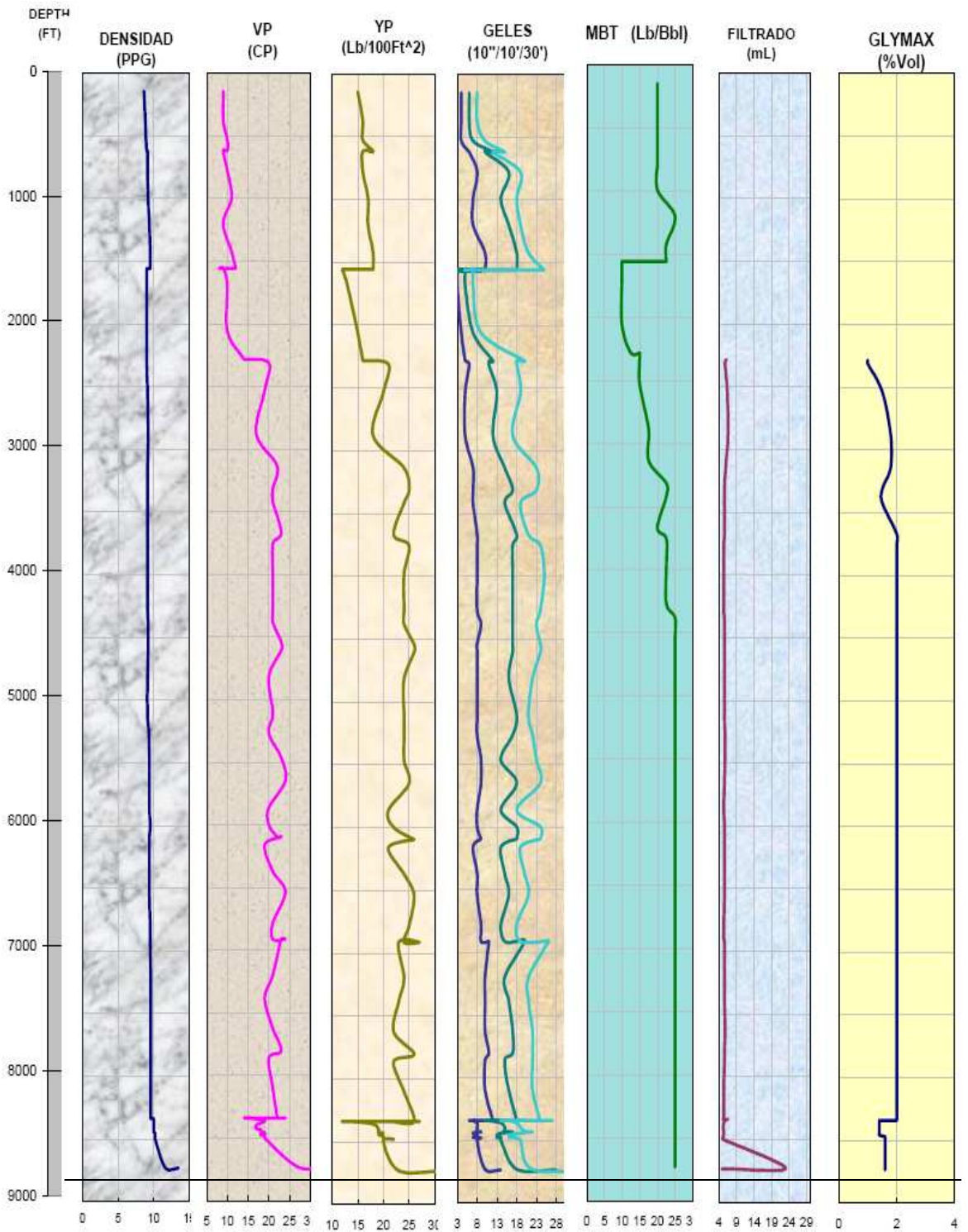
Las otras propiedades se comportaron de manera eficiente (ver gráfica 2), con cambios notorios a la profundidad de 1568 ft donde se realiza el cambio al sistema de fluido por Q-Drill-Max haciendo variar significativamente el comportamiento de las propiedades reológicas, esto se debe a que los polímeros añadidos para controlar la viscosidad, controlar la pérdida de fluido o inhibir la lutita (siendo este uno de los principales problemas a lo largo de la perforación), pueden generar altas viscosidades plásticas, además las lutitas hidratables perforadas introducen nuevos sólidos activos al sistema

aumentando la fuerza de atracción ( fuerza de gel) al reducir el espacio entre las partículas; a la profundidad de 7803 pies debido a un empaquetamiento por presencia de carbón, donde se observa que la viscosidad plástica disminuye al igual que el punto de cedencia, debido a que la circulación se vio afectada y la incorporación de sólidos aumento notablemente alterando la reología del fluido, al igual que varía en diferentes secciones de circulación fondos arriba por puntos apretados.

Por otra parte el contenido de arcillas (MBT) se mantuvo constante en toda la sección, aunque fue un valor alto no se dejó pasar de 25 lb/bl puesto que era el valor máximo del programa y la cantidad de arcillas activas era demasiada, este control se dio gracias a la función del Glymax que se mantuvo a una concentración constante de 2%.



**Gráfica 2. Propiedades del fluido durante la perforación de Tisquirama 6**



**FUENTE:** documento Q max Solution "Reporte final de fluidos de perforación, pozo Tisquirama 6". 2007

#### 6.4 FLUIDO POZO TISQUIRAMA 7

Para la perforación de esta sección se tuvo en cuenta el desempeño del fluido en los pozos anteriores y de acuerdo a la experiencia de los pozos en la zona, se ha podido establecer que las formaciones arcillosas se controlan efectivamente con la adición de Glymax de alta densidad, a la vez que disminuye levemente los geles del lodo. Además el Glymax es también un excelente lubricante y evita el embotamiento de la sarta, y para el desarrollo de una buena perforación en esta zona se debe controlar continuamente las propiedades y concentraciones del fluido para que generen un buen sostenimiento de las paredes.

El uso de Rheoxan proporciona el control de las propiedades reológicas del sistema, las cuales, de acuerdo a la experiencia en esta zona, tienden a resentirse cuando se perfora la formación Real y el tope de la formación Colorado debido a la incorporación de sólidos de baja gravedad al sistema.

El intervalo de esta sección está compuesto por las formaciones Real, Colorado a 3020', Mugrosa a 5275', Esmeralda a 5738', Lisama A a 7337', Lisama B a 7683', Lisama C a 7830', Lisama E a 8090', Umir a 8215', presentando puntos apretados luego de haber perforado a profundidades desde 5062' , 6460' , 6675' , 7110' y 8390'. Se corazona desde 7350' hasta 7369'.

El fluido inició la circulación en esta sección con un MBT 5lb/bl con un porcentaje de fluido de la fase anterior, y se observó un incremento rápido del MBT durante la perforación de la base de la formación Real y en la formación Colorado que aporta una arcilla altamente soluble; y provocó que se mantuviera una concentración de glicol (Glymax) en un mínimo de 2% puesto que se había iniciado con una concentración de 2,5% y aunque al finalizar la formación Colorado se tenía un MBT de 27.5 lb/bl y la densidad aumentó por la incorporación de sólidos de 8.6 ppg a 9.4 ppg al llegar a Lisama A.

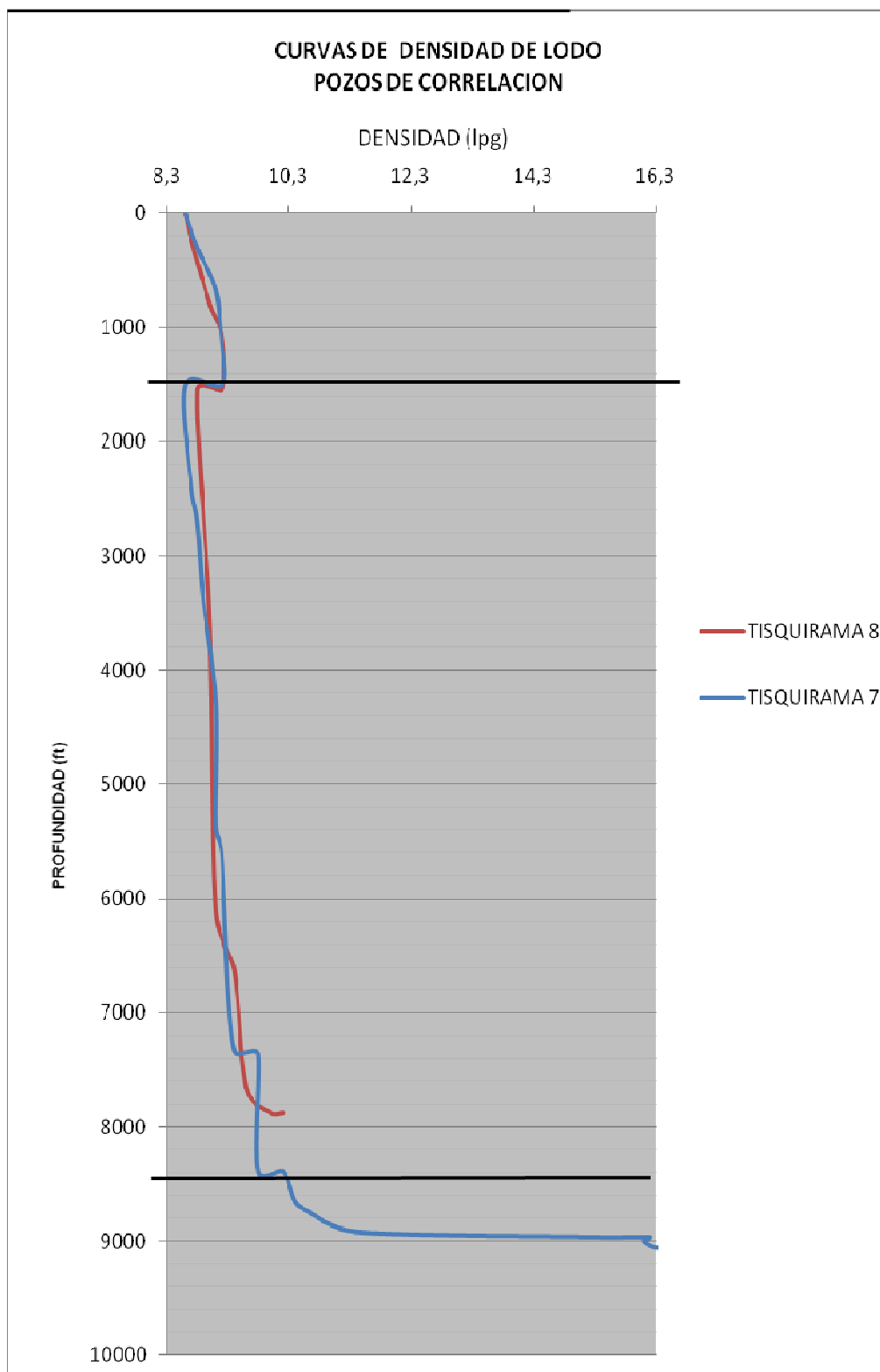
Para evitar un aumento mayor del MBT, hubo necesidad de descartar fluido a dewatering para reemplazarlo con fluido nuevo y mantener un valor constante de MBT, también el aumento de la reología se dio por la arcilla incorporada y se trató con dispersantes como el lignito caustico (K-17 o Desco) y el tanino (Q Drill Thin). A partir de 7350 ft, se aumenta la concentración de Glymax a 3% para proporcionar mayor inhibición.

Durante la perforación se agregó constantemente Q Drill Up como lubricante en una concentración de 1%.

Entre las recomendaciones dadas se encuentra como principal la adición de inhibidores al fluido desde el inicio de la sección, además de mantener el Glymax en 3%, agregar inhibidor químico K-17 y mantener el lubricante Q Drill Up en 1%.

Al igual que con el pozo anterior se analizan y correlacionan las curvas de densidad del fluido del pozo Tisquirama 7 con la densidad del fluido empleado en Tisquirama 8 (ver gráfica 3) y lo que se puede concluir es que claramente las condiciones de un pozo hacen que haya un comportamiento diferente del fluido a pesar de tener las mismas características, y dándole una visión general a las curvas hay una relación similar de densidad, la variación se da por secciones donde el aumento de la densidad del fluido del Tisquirama 7 esta acondicionada por efectos de la constante adición de sólidos al fluido además de la adición de píldoras viscosas las cuales ayudaban a un mejoramiento de las condiciones reológicas y de los inhibidores de arcillas aunque se evitaba aumentar demasiado la densidad puesto que el fluido quedaba demasiado inhibido y no era aconsejable tener una densidad tan alta, por tal razón continuaba con la misma tendencia de aumento gradual de la densidad a medida que se aumentaba la profundidad.

**Gráfica 3. Correlación de las curvas de densidad del fluido en el pozo Tisquirama 7 y Tisquirama 8**



FUENTE: autor

### ANÁLISIS DE GRÁFICA 3

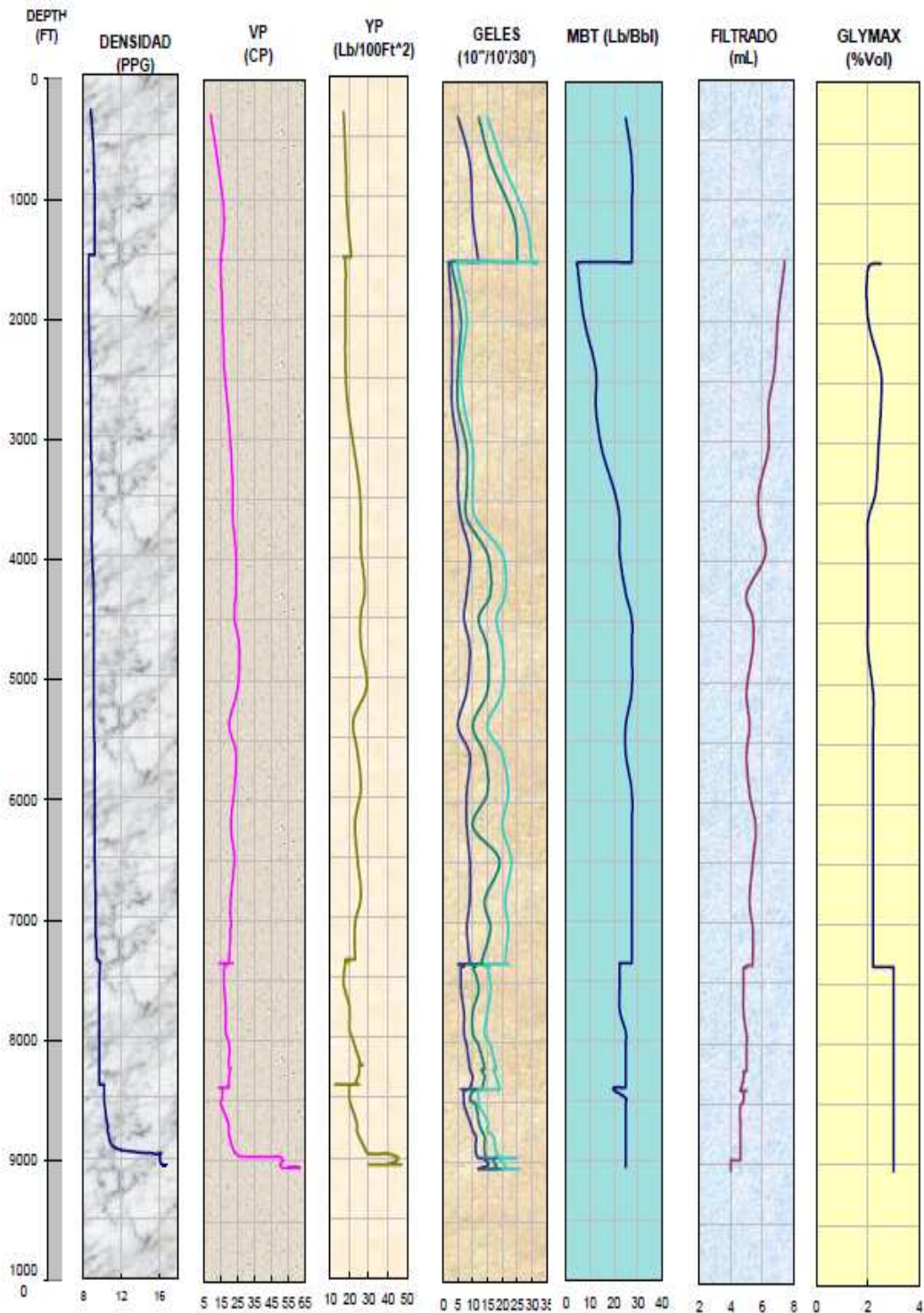
La gráfica la dividimos en tres secciones de acuerdo a las profundidades correspondientes a cada sección del pozo.

Sección 1(0-1501 Ft): para los pozos relacionados (Tisquirama 7 y 8) en esta sección inician con la densidad de 8,6 lpg y se comportan de manera similar variando su densidad de manera proporcional a la profundidad.

Sección 2 (1501- 8390 Ft): Para los pozos relacionados el comportamiento de la densidad es similar hasta la profundidad de 7350 Ft donde en el pozo Tisquirama 7 aumenta la curva de densidad de 8,6 a 9,4 lpg debido a un incremento de presión de 310 psi ocasionado luego de sacar la tubería para acondicionar hueco hasta 2987 Ft con puntos apretados a 7110, 6675, y 6460 ft, y se circula hasta limpios, además hay una incorporación de sólidos perforados al sistema.

Sección 3 (8390 9055 Ft): Durante la perforación y desde el inicio de la sección se tuvieron continuas manifestaciones de gran cantidad de gas y aceite en los shaker, a 8964 ft se cierra el pozo por presencia de gas en superficie (90%) e incrementa la densidad del fluido de perforación hasta 15,3 lpg se continúa incrementando y homogeneizando la densidad lo que obliga a cerrar el pozo y a circular por el choque manifold hasta homogeneizar la densidad a 16,3 lpg.

**Gráfica 4. Propiedades del fluido durante la perforación de Tisquirama 7**



**FUENTE:** documento Q max Solution "Reporte final de fluidos de perforación, pozo Tisquirama 7". 2008

## ANÁLISIS DEL GRÁFICO 4

Observando las otras propiedades del fluido del pozo Tisquirama 7, se puede demostrar que la reología del fluido junto con las otras propiedades tuvo variaciones a lo largo de la perforación, esto generado por la incorporación de sólidos que aumentaban la viscosidad plástica de 20 a 26 Cp y el punto de cedencia de 20 a 30 lbs/100Ft<sup>2</sup> principalmente en la sección 2, controlados oportunamente por los inhibidores y las píldoras viscosas, y con ello también estaba corrigiendo la capacidad de gel del fluido ya que su aumento genera menor capacidad de transporte y resistencia a fluir lo que genera embotamientos y disminución de las ROP.

Se observan variaciones considerables básicamente a 3 profundidades; a 1501 ft especialmente la curva de MBT y geles tienen una disminución aunque más adelante vuelven a su concentración original esto se debe a que en ese punto se cambia el fluido por Q-Drill Max, el cual utiliza como inhibidor de arcillas glicol polialquilénico (Glymax) garantizando la inhibición mecánica haciendo que la arcilla no entre en contacto con el agua y así no se presente hinchamiento o hidratación de las mismas; se utilizaron acondicionadores de flujo (Pac-L, Pac-R y goma Xanthan) para mantener una reología adecuada para iniciar la sección siguiente.

A 7300 Ft se observan cambios en todas las propiedades del fluido debido a la incorporación de arcillas; y para evitar un aumento mayor del MBT, hubo necesidad de descartar lodo a dewatering para reemplazarlo por lodo nuevo, el aumento de la reología por la arcilla incorporada se trató con dispersantes, y a partir de 7350 Ft se aumenta la concentración de glicol a 3% para proporcionar mayor inhibición.

A 8390 Ft se comienza la perforación de la sección 3 con fluido empleado en la perforación de la sección anterior, acondicionado con la ayuda de centrifugas para eliminar la cantidad de sólidos y con lodo fresco para iniciar con un MBT bajo y con todos los materiales para iniciar la sección con un lodo en óptimas condiciones.

## 6.5 FLUIDO POZO TISQUIRAMA 8

La operación de perforación transcurre normalmente hasta que se presenta una pega causada por bitumen a 7876 pies, se bombeo píldora de diesel (ACPM) para liberar tubería pero no hizo ningún efecto, luego se bombeo píldora de Pipelax logrando soltar tubería, se repaso la zona de bitumen después de haber sacado broca y encontrarla totalmente embotada con bitumen, mientras se llegaba a la zona bituminosa se observaba presencia de cavings en la zaranda (6 y 7 bph), intentan seguir perforando sin éxito alguno, bombean nuevamente píldoras de diesel y queda la broca embotada, generando un pescado en el pozo a 7865 pies, se realiza operación de pesca sin éxito, finalmente se acondiciona hueco y se baja revestimiento.

Para la perforación de la sección II en el pozo Tisquirama 8 se tuvo muchas referencias de los pozos perforados anteriormente en ese campo, para obtener el mejor rendimiento del lodo, pero debido a algunas modificaciones ordenadas directamente por la misma operadora no se le agrego a este fluido algunos componentes como lubricantes, programados inicialmente.

El pozo Tisquirama 8 se trabajó con grandes concentraciones de Glymax para tratar de mantener una baja cantidad de MBT en el fluido pero no fue suficiente, por el contrario el incremento de arcillas seguía aumentando y se sostuvo la concentración de MBT en 25 lb/bl siendo este el menor valor posible, esto conllevó a mantener una baja densidad del fluido ya que la adición de inhibidores era muy grande, y por ello se presentó la invasión de fluidos no deseados en el pozo como el bitumen, generando una pega de tubería muy difícil de tratar.

### **6.5.1 Conclusiones de la perforación**

El pozo Tisquirama 8 presentó complicaciones debido a que no se esperaba encontrar una formación con bitúmenes, además del problema que se estaba tratando desde el inicio de la sección el cual era el constante aumento de las



arcillas incorporadas al fluido, lo que generó mantener un fluido con bajo peso, también el uso de las píldoras de diesel agregadas al pozo para diluir el bitumen no se comportó de la manera que se esperaba y generó un pega de la tubería por formaciones activas debido a que la reacción del bitumen con el diesel generó poca dilución y el comportamiento de la formación se dio como una formación plástica y móvil, evitando la perforación de la formación y ocasionando la adherencia a la broca.

## 6.6 ANALISIS Y DISEÑO DEL FLUIDO PARA MEJORAR LA PERFORACION

Si se toma como referencia el comportamiento de la formación con presencia de bitumen, se debe analizar que es similar a una formación activa con plasticidad y movilidad a la que se debe hacer un adecuado procedimiento de perforación como es el rimado de la zona que se acaba de perforar y hacer buena limpieza del hueco con el fluido de perforación, lo cual se hace circulando fondos arriba para sacar todo los ripios de la formación, aclarando que hacer una circulación de mucho tiempo en la misma parte altera el diámetro del hueco por quedar una zona totalmente lavada, también se controla con el incremento del peso del lodo ya que evita que la formación por mas móvil que sea fluya hacia el hueco y considerar que el mayor riesgo de pega de la tubería se da en los primeros metros de la perforación de la zona y para ello se hace un programa detallado del peso del fluido que pueda aumentar su densidad antes de entrar a esta zona.

Por otra parte el diseño y posterior tratamiento del fluido de perforación se hace teniendo en cuenta los datos históricos de los pozos de la zona además del buen conocimiento de la geología del área.

Para este caso en el campo Tisquirama se deben conocer los problemas potenciales y frecuentes en la perforación de pozos en la cuenca del VMM; especialmente en las formaciones que se atraviesan en la sección 2 como son Real, Colorado, Esmeralda, Lisama y Umir. También conocer las posibles causas y respectivas soluciones para cada problema.

**Tabla 15. Problemas potenciales y frecuentes en los pozos del área.**

<b>PROBLEMA</b>	<b>CAUSAS POSIBLES</b>	<b>ACCIONES PREVENTIVAS</b>	<b>ACCIONES CORRECTIVAS</b>
Limpieza del hueco	Sobrecarga en el anular	Mantener una hidráulica adecuada. Bombear píldoras pesadas (3 puntos por encima de la densidad de trabajo) cada 500Ft. Antes de cada conexión, circular y reciprocarse la sarta durante esta circulación. Chequear la rata de cavings constantemente y analizarlos. Mantener las propiedades reológicas acorde con el programa de fluidos de perforación.	Control de pega de tubería.
Influjo de gas	Presencia de gas en la formación La Paz, Umir	Monitoreo constante del nivel en los tanques. Monitoreo constante de las presiones de fondo y en cabeza de pozo. Mantener en la localización suficiente material densificante.	Incrementar la densidad hasta el valor requerido para controlar el influjo
Embotamiento	Presencia de arcillas solubles.	Mantener las concentraciones de productos químicos recomendadas en el programa. Mantener una hidráulica	Bombear una píldora de 20-40 bbls de agua con potasa cáustica y Nut Plug M (15-20 lpb).

		<p>adecuada.</p> <p>Controlar contenido de sólidos y MBT.</p> <p>Adición de inhibidor al sistema, de acuerdo a condiciones del pozo.</p>	
Pérdidas de circulación	Presencia de areniscas en la zona de interés.	<p>Mantener la mínima densidad requerida del lodo de acuerdo a las condiciones del hueco.</p> <p>Monitoreo constante del nivel en los tanques.</p> <p>Mantener en la localización suficiente material de pérdida.</p> <p>En caso de requerirse, mantener adición constante de material de puenteo (CaCO<sub>3</sub>).</p>	Adición de LCM de acuerdo a severidad de la pérdida.
Estabilidad del hueco	Inestabilidad de arcillas perforadas	<p>Mantener las concentraciones recomendadas.</p> <p>Mantener una hidráulica adecuada.</p> <p>Controlar contenido de sólidos y MBT.</p>	<p>Incrementar concentración de productos inhibidores.</p> <p>Control de pega de tubería</p>
Empaquetamiento	Presencia de carbones o bitumen en Lisama, Umir.	Estar atentos a cualquier evidencia de sobrecarga en el anular. Detección de gas asociado a carbones	Aplicar buenas prácticas de perforación al atravesar carbones.

**FUENTE:** documento Q max Solution "Propuesta de fluido de perforación, pozos Tisquirama y San Roque". 2006

Teniendo en cuenta estos parámetros como potenciales problemas en la perforación se procede a diseñar el fluido con material y componentes adecuados para dar las propiedades requeridas para que cumpla sus funciones necesarias; Se debe preparar un fluido de reología relajada (baja), que tenga poca dispersión para favorecer el lavado del hueco y mejor diámetro. Esto se lleva a cabo con material dispersante y adelgazante como el lignito caustizado (K-17) y el tanino libre de cromo (Desco) respectivamente, pero no se debe exceder el uso para no revertir sus funciones, lo más aconsejable es mantenerlo en bajas concentraciones.

Además no es recomendable incrementar la reología pues esto traería como consecuencia la aparición de geles altos, tendencia al embotamiento y disminución de la ROP, al igual que si se mantiene una reología alta se puede generar partes apretadas en el hueco denominados “engages” que ocasionan viajes adicionales para acondicionar el pozo como sucedió en la sección 2 del pozo Tisquirama 7 y por ello es válido aclararlo para evitar la misma situación.

Por otra parte se debe tener un constante control y manejo adecuado de la densidad del fluido puesto que se debe mantener en rangos adecuados para proveer suficiente presión hidrostática sin que esta vaya a generar pérdidas de circulación por el exceso de sobrebalance en la perforación, pero las pérdida de circulación se puede evitar en caso de presentarse con material de contingencia como el Qstar, además que para este fluido se está trabajando con carbonato de calcio para dar densidad y a la vez sirve como material de puenteo en las formaciones productoras, evitando así las pérdidas de circulación y un alto valor de filtrado.

Llevando este análisis a un sistema de fluido adecuado sería un sistema Q-Drill adaptado a las características especiales de un pozo con estos potenciales problemas. Los componentes básicos del sistema sería una combinación de polímeros (Rheoxan y Max Pac L/R) más un inhibidor mecánico de arcillas tipo polialquilenglicol (Glymax), que de acuerdo a la experiencia en la cuenca del valle medio del Magdalena, se ha establecido la

tendencia a un buen grado de inhibición, mediante la adición de Glymax (Polialquilen-glicol) en concentraciones entre el 2.5% y 3.0% en volumen, el cual actúa con una doble función, permitiendo inhibición y lubricidad (evitando el embotamiento de la sarta).

La acción del Glymax genera un impacto en las formaciones arcillosas (Colorado, Esmeralda y las intercalaciones arcillosas de Mugrosa) de tipo mecánico (deshidratando el agua presente en la arcilla y evitando su reactividad).

El incremento de MBT durante la perforación de las formaciones Colorado y Esmeralda, requieren de una constante dilución, para mantener un sistema bajo en sólidos y con propiedades de filtrado adecuadas. Igualmente un sistema bajo en sólidos refleja una torta de un espesor mínimo, con una mejor resistencia.

El Rheoxan y los Pac L/R cumplen como función primaria dar propiedades reológicas al lodo, especialmente el punto de cedencia (Yield Point), el cual es muy importante por el diámetro del hueco. La función primaria del Pac-L es el control de filtrado y debido a que es un polímero de baja viscosidad, su gravedad no afecta de manera sustancial la reología del sistema; además de la función que hace el lignito caustizado (K-17) y el tanino libre de cromo (Desco) en la reología del fluido.

Teniendo en cuenta los pozos ya perforados en el área, la densidad del fluido de perforación juega un papel fundamental en el diseño del fluido ya que según el programa de los pozos la densidad no debería ser superior a 10 lpg al terminar de perforar la sección 2; sin embargo, algunos pozos han requerido densidades mayores para control hidrostático (ver gráfica 5. correlación de densidades en pozos Tisquirama), por esta razón no debe descartarse la posibilidad de tener que manejar densidades mayores, además que es necesario programar el incremento gradual de la densidad y aun más cuando se conoce o se sospecha de posibles invasiones de fluidos al pozo, ya sea gas

o hidrocarburos tales como bitumen que es el caso dado en el pozo Tisquirama 8.

Para tratar esta situación, los incrementos de densidad se harían con carbonato de calcio, hasta un valor de 11,0 lpg y a partir de este valor, se utilizará barita como material densificante.

Es importante mantener ratas acordes con las propiedades reológicas del fluido, teniendo en cuenta el HSI (potencia hidráulica por pulgada cuadrada de área de cara de la barrena) y los caudales adecuados para arrastre de cortes.

El valor de PH se debe mantener alrededor de 9,0 - 9,5, y se deben evitar valores mayores para no dispersar y activar las arcillas altamente reactivas. Con el PH en este rango se logra la preservación de los polímeros contra el ataque bacteriano el cual se ve favorecido con valores de PH bajos. La adición de bactericida (Q Cide) se debe hacer de forma continua y en especial antes de los viajes y la corrida de los registros eléctricos.

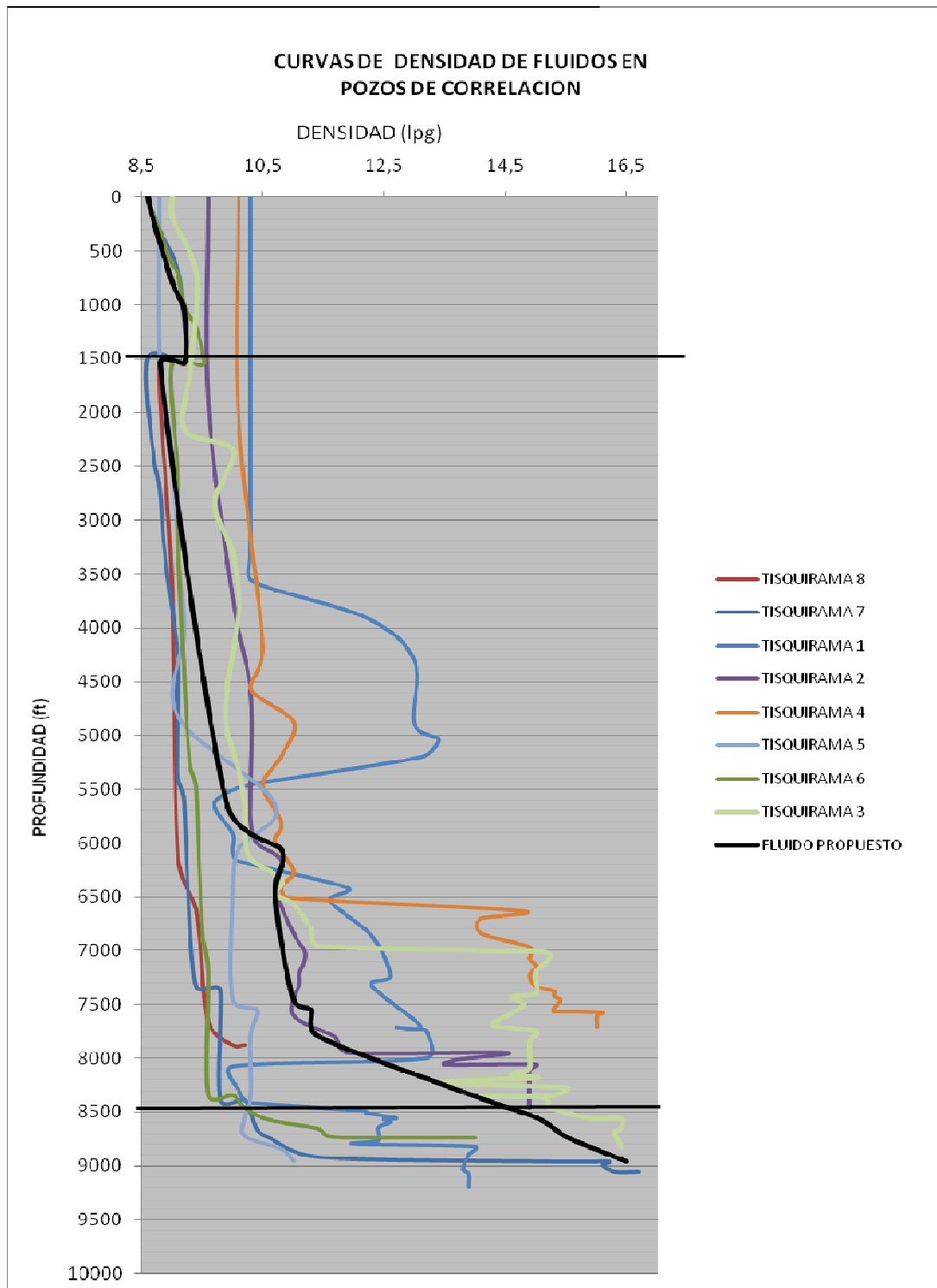
La adición de lubricante (Q Drill up) es muy importante principalmente durante los viajes para ayudar al movimiento de la tubería y en especial en secciones con problemas de ángulo y/o geometría o con formaciones que actúen como móviles y plásticas, además el Wall Nut Plug sirve para limpiar la tubería en el momento de hacer viajes o corridas y fue utilizado en el pozo Tisquirama 7 para hacer bajada de liner y subir tubería con que se bajo revestimiento y así evitar que la se adhiriera cemento al fluido por esto podría ser un buen componente en el fluido.

Para generar la curva de densidades para el fluido propuesto se analizó la distribución de presión y densidad con respecto a la profundidad mirando la variación en pozos tales como Tisquirama. 1, 2, 3, 4 y 5 y comparándolas con la distribución de densidades en Tisquirama. 8, llegando a la conclusión que el fluido para nuevos pozos debe trabajar con altas densidades debidamente controladas para no generar un exceso de sobrebalance en la perforación.

Luego de tener esta distribución de pesos del fluido se analiza las concentraciones de cada uno de los componentes del fluido de perforación, teniendo en cuenta el buen desempeño del fluido Q Drill en pozos como Tisquirama. 6 y 7.

En la siguiente gráfica (ver gráfica 5) se puede observar claramente el comportamiento de las densidades en los pozos iniciales del campo (Tisquirama. 1, 2, 4, y 5) donde se dieron comportamientos muy particulares de la distribución de densidad obteniendo valores muy altos que no se esperaban dentro de la programación de perforación y del fluido a utilizar, también se ve el comportamiento de la densidad de los pozos Tisq. 6, 7 y 8 encontrando un desempeño regular de la densidad a pesar de los problemas presentes en el Tisq. 8, concluyendo que el fluido se pudo mejorar para un buen desempeño durante las perforaciones más recientes y gracias a esta distribución se puede llegar a un sistema de fluidos de perforación que pueda mejorar y optimizar el funcionamiento para una mejor perforación.

**Gráfica 5. Correlación de densidades de pozos en el campo Tisquirama**



**FUENTE:** autor



## 7. PRUEBAS DE LABORATORIO

---

Debido a lo importante que es correlacionar datos teóricos con datos prácticos para hacer un análisis de los fluidos de perforación y determinar cuáles propiedades son las recomendadas para trabajar la perforación de un zona en particular, y teniendo claro que la base de toda buena perforación la hace un adecuado diseño de un fluido de perforación planteamos el siguiente programa para llevarlo a cabo en laboratorio:

Primero, tomando como referencia las propiedades del fluido base agua utilizado durante la perforación del pozo Tisquirama 8, para la sección problemática (ver tabla 16), y posteriormente la realización del siguiente fluido como propuesta al que denominaremos fluido de perforación 2 para realizarle las pruebas de laboratorio respectivas.

### 7.1 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION DEL POZO TISQUIRAMA 8 EN EL INTERVALO PROBLEMA

**Tabla 16. Propiedades fluido de perforación pozo Tisquirama 8**

<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>	
DENSIDAD (ppg)	<b>9,6</b>
Viscosidad Embudo (Seg)	<b>59</b>
Viscosidad Plástica (Cp)	<b>21</b>
Punto de Cedencia (Lb/100 Ft <sup>2</sup> )	<b>24</b>
Geles (10"/10'/30')	<b>8/12/16</b>

PH	<b>9,2</b>
Perdida de Fluido API (cm <sup>3</sup> )	<b>5,5</b>
MBT (Lb/Bbl)	<b>25</b>
Sólidos (%)	<b>8</b>
Calcio (ppm)	<b>80</b>
Cloruros (ppm)	<b>340</b>

**FUENTE:** autor

Se considera, que debido a los problemas presentados durante la perforación del pozo Tisquirama 8 las propiedades que mayor cambio deben tener son:

1. Aumento de la densidad puesto que se necesita un lodo más pesado para que contrarreste la presión de la formación, presencia de gas y le de peso a la broca entre otras funciones.

Se estima que la presión de formación en el momento que sucede la incorporación de bitumen y por tal razón la pega de tubería supera los 4177 Psi debido a que el fluido utilizado en el pozo Tisquirama 8 llegó hasta densidades de 10,2 lpg, esto a 7876 Ft de profundidad. Además en la gráfica 5 donde se correlacionan las densidades de los pozos perforados en el campo Tisquirama, se observan pozos con distribuciones de densidades muy altas, debido a presiones anormales en las formaciones; a partir de 7500 Ft de profundidad en todos los pozos utilizaron fluidos con densidades superiores a las del pozo Tisquirama 8, siendo el primer indicativo para proponer densidades mayores de 10,5 lpg para profundidades de 7500 Ft.

Esto conlleva a estimar presiones superiores a 4200 Psi a partir de los 7500 Ft en adelante, como lo muestra la siguiente tabla de distribución de presiones y densidades.

**Tabla 17. Distribución de densidad y presión para propuesta del lodo.**

PROF. (ft)	PESO (Lb/Gl)	PRESION (Psi)
0	8,6	0
234	8,7	105,8616
790	9	369,72
1063	9,2	508,5392
1545	9,2	739,128

1545	8,8	706,992
5632	9,9	2899,3536
6056	10,8	3401,0496
6501	10,7	3617,1564
7452	11,0	4262,544
7546	11,3	4434,0296
7789	11,4	4617,3192
8349	14,0	6078,072
8545	15,0	6665,1
8723	15,5	7030,738
8843	16,0	7357,376
8955	16,5	7683,39

**FUENTE:** autor

Una de las consideraciones a tener en cuenta para la elaboración de este fluido es que se debe tener una densidad alta desde el comienzo de la perforación de la sección 2, puesto que si aumentamos la densidad en el momento que ocurre la pega de tubería esto contribuiría a aumentar la pega y generar una pega diferencial y dificultaría el trabajo de tubería.

2. Aumento de la lubricidad del fluido para evitar atascamiento de la tubería durante la perforación, lo cual se conseguiría con la adición del lubricante Q Drill Up y analizar la variación de las propiedades con dicho componente.
3. El valor de PH se debe mantener alrededor de 9,5 - 10,5, y se deben evitar valores mayores para no dispersar y activar las arcillas altamente reactivas. Con el PH en este rango se logra la preservación de los polímeros contra el ataque bacteriano el cual se ve favorecido con valores de PH bajos.
4. En cuanto a las propiedades reológicas la medición de estas propiedades de un lodo es importante para el cálculo de pérdidas de presión por fricción, para determinar la capacidad del lodo para elevar los recortes y los desprendimientos hasta la superficie; para analizar la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas y temperatura; así como para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje.

Debido a problemas presentados como presencia de gas, pega diferencial y embotamiento con brea o bitumen durante la perforación del pozo Tisquirama 8 se proponen las siguientes propiedades para el lodo de perforación base agua a preparar para la sección 2:

**Tabla 18. Propiedades propuestas del fluido de perforación a preparar.**

<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION 2.</b>	
Densidad (ppg)	<b>10-16.7</b>
Viscosidad de embudo (sg)	<b>45-75</b>
Viscosidad plástica (Cp)	<b>18-55</b>
Punto de cedencia (lb/100ft <sup>2</sup> )	<b>19-40</b>
Geles (10 <sup>9</sup> /10 <sup>3</sup> /30 <sup>3</sup> )	<b>12/18/28</b>
PH	<b>9,5-10,5</b>
Pérdida de fluido API (cc)	<b>&lt;5.5</b>
Calcio (ppm)	<b>50</b>
MBT (Lb/Bbl)	<b>&lt;22.5</b>
Cloruros (ppm)	<b>350</b>

**FUENTE:** autor

Básicamente lo que se busca con esta prueba de laboratorio es obtener de manera práctica las propiedades propuestas y analizar su comportamiento a determinadas condiciones como concentraciones, presión, temperatura entre otras, esto de forma experimental para caracterizar mejor un fluido que se comportaría como un fluido convencional inhibitorio de acuerdo a la composición dada y su principal desempeño.

También se propone a la empresa Qmax Solution Colombia realizar la prueba del glicol teniendo en cuenta sus propiedades como lubricante e inhibidor de arcillas, y por otra parte una prueba del comportamiento del bitumen encontrado en la perforación con dispersantes como el diesel y otros para encontrar algún patrón de comparación y encontrar otro componente de mayor ayuda en el momento de llegar a zonas con presencia de bitúmenes durante una perforación.

Las muestras de breas o bitumen se pueden tomar de las que se adhirieron a la sarta de perforación en el momento de liberarla de la pega.

## 7.2 PRODUCTOS A UTILIZAR

Teniendo en cuenta que para preparar el fluido de perforación propuesto se van a tener como base las propiedades del fluido utilizado en la perforación del pozo Tisquirama 8 especialmente en la sección 2 donde se originaron los problemas de pega de tubería por bitumen y presencia de gas entre otros; se considera manejar los mismos productos que se utilizaron en la preparación del fluido del pozo Tisquirama 8 pero variando las concentraciones hasta alcanzar las propiedades fijadas para el fluido de perforación 2.

**Tabla 19. Productos a utilizar en la preparación del fluido de perforación**

<b>MATERIAL</b>	<b>FUNCION</b>
<b>NATURAL GEL</b>	Bentonita Premium. Viscosificante.
<b>SODA CAUSTICA</b>	Controlador de PH. Alcalinizante
<b>NUT PLUG/WALL NUT (F M G)</b>	Limpia la tubería.
<b>GLYMAX</b>	Polialquilen Glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas
<b>RHEOXAN</b>	Goma Xántica. Material viscosificante
<b>Q-PAC L</b>	Polímero controlador de filtrado
<b>BACTERICIDA Q-CIDE 14</b>	Preservativo biocida
<b>MAX-PAC R</b>	Viscosidad y controlador de filtrado
<b>BARITA</b>	Material densificante
<b>Q-DEFOAM OS</b>	Antiespumante de arcilla organosilicona
<b>K – 17, DESCO</b>	Lignito caustizado, tanino libre de cromo. Dispersantes

<b>Q DRILL UP</b>	Mejora torque y da lubricación
<b>CARBONATOS DE CALCIO</b>	Material puenteante

**FUENTE:** documento Q max Solution "Propuesta de fluido de perforación, pozos Tisquirama y San Roque". 2006

Básicamente al aumentar el peso del fluido y mantener la reología, se aumentan los componentes de manera gradual, excepción del Glymax que se aumenta a 3% desde el inicio por su anterior funcionamiento. El lubricante Q Drill Up será agregado gradualmente para analizar su efecto en las propiedades del fluido.

En la siguiente tabla se especifican las concentraciones de cada producto en un rango permisible y la concentración programada para crear el fluido inicial para las pruebas.

**Tabla 20. Concentraciones de productos a utilizar en la preparación del fluido de perforación 2.**

<b>CONCENTRACIONES DEL FLUIDO DE PERFORACION 2 en ppb</b>		
<b>PRODUCTO</b>	<b>RANGO</b>	<b>PROGRAMADA</b>
Natural gel	0,03-0,26	0,08
Nut plug/wall nut (F M G)	0,00-0,70	0,4
Soda caustic	0,1-1,07	0,7
Rheoxan	0,1-0,59	0,5
Glymax	1,92-3,16 % vol	2.0-3.0 % vol
Defoamx	0,01-0,03	0,03
Desco CF	0,00-0,83	0,4
q-drill up	0,00-1,88 % vol	1,0-2,0 % vol
Bactericida Q-cide 14	0,02-0,05 gpb	0,02-0,05 gpb
Carbonato de calcio M200	15,65-185,71	70-90
Carbonato de calcio M325	0,00-0,00	
Carbonato de calcio M40-100	0,00-5,0	5,0
Barita	0.00-177.86	
Max-pacl	1,5-2,5	1,61
Max-pacr	0.08-0.79	0,79

Debido a que la mayoría de los productos mencionados en la tabla 18 son de uso exclusivo de la empresa Q-Max Solution Colombia citamos que la empresa nos facilitó los productos para las respectivas pruebas y de esta manera hacer posible la preparación del fluido de perforación y sus respectivas pruebas y análisis de las propiedades.

### 7.3 CONCENTRACIONES DURANTE LAS PRUEBAS.

La prueba de este nuevo fluido se desarrolló en tres etapas.

**PRIMER PRUEBA:** Se prepara el fluido con los componentes básicos para ajustar la densidad como principal propiedad y adecuando los otros componentes para homogenizar y regular la reología, sabiendo que las propiedades reológicas no se alteraran drásticamente con los aditivos que se le agregaran al fluido posteriormente.

**SEGUNDA PRUEBA:** Adicionando el Glymax a alta concentración para dejarlo como un fluido totalmente inhibido gracias al desempeño de este producto.

**TERCERA PRUEBA:** Agregando el lubricante Q DRILL UP.

Las pruebas se desarrollaron con 6 beq. La cantidad en 1 beq es (gr de aditivo/350cc de fluido). Se preparó el fluido con la cantidad de componentes necesarios para 2100 cc de agua. (0,55 galones de fluido).

Como concentraciones finales obtuvimos las siguientes:

**Tabla 21. Concentraciones utilizadas en laboratorio**

<b>PRODUCTO</b>	<b>Cantidad en 1 beq(gr de aditivo/350cc de fluido)</b>	<b>Cantidad en 6 barriles equivalentes (beq)</b>
Natural gel	0,26	1,56
Nut plug/wall nut (F M G)	0,70	4,2
Soda caustic	1,07	6,42
Rheoxan	0,59	3,54
Glymax	3,16 % vol.	3.16 % vol.

Defoamx	0,03	0,18
Desco CF	0,83	4,98
q-drill up	1.88 % vol	1, 88 % vol
Bactericida Q-cide 14	0,05	0,03 gpb
Carbonato de calcio M200	185,71	1114,26
Carbonato de calcio M40-100	3.89	23,34
Barita	177.86	1067,16
Max-pac l	1,61	9,66
Max-pac r	0,79	4,74

#### 7.4 PRUEBAS A REALIZAR

Programa a desarrollar en el laboratorio de fluidos de perforación.

- **Densidad del Fluido (Peso del Lodo)**
- **Viscosidad**

A) Viscosímetro de Marsh.

B) Viscosímetro rotativo

- **Filtración**

A) Filtrado API

- **Contenido de líquidos y sólidos**

A) Procedimiento: Retorta

B) Capacidad de azul de metileno de la lutita

- **Concentración Iónica de hidrógeno (PH)**

A) Medidor de PH.



## 8. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 8.1 PRIMERA PRUEBA

Esta prueba se realizó con un fluido básico y con los componentes estandarizados anteriormente como propuesta basándonos en el fluido del pozo Tisquirama 8, pero no se le agregó el Glymax ni el Q Drill Up; estas concentraciones son las que finalmente se adecuan para el fluido considerando que la densidad a la que le apuntamos en el laboratorio sea para una profundidad aproximada de 7900 pies que es donde se genera el problema en Tisquirama 8; alcanzando una densidad de 12,6 ppg.

**Tabla 22. Concentración final de los productos del fluido propuesto.**

PRODUCTO	Cantidad en barriles equivalentes 6 beq(gr/350 cc)	Concentración en ppb
Natural gel	1,56	0,26
Nut plug/wall nut (F M G)	4,2	0,70
Soda caustic	6,42	1,07
Rheoxan	3,54	0,59
Defoamx	0,18	0,03
Desco CF	4,98	0,83
Bactericida Q-cide 14	0,3 gpb	0,03 gpb
Carbonato de calcio M200	1114,26	185,71
Carbonato de calcio M40-100	23,34	3,89
Barita	1067,16	177,86
Max-pac l	9,66	1,61
Max-pac r	4,74	0,79

## 8.2 SEGUNDA PRUEBA

Agregando la concentración de Glymax al 3% aproximadamente para que el fluido sea inhibido mecánicamente y mejore la lubricidad, se alcanzó a aumentar la concentración hasta 3,16% volumen para dar con una cantidad de sólidos agregados durante la perforación muy baja en el fluido y así asegurar un revoque más fino.

Esta tabla se expresa únicamente en concentraciones de libras por barril (ppb) ya que las concentraciones de los productos no varían, únicamente la cantidad de Glymax que se adiciona en porcentaje de volumen.

**Tabla 23. Concentraciones más contenido de GLYMAX**

PRODUCTO	Concentración en ppb
Natural gel	0,26
Nut plug/wall nut (F M G)	0,70
Soda caustic	1,07
Rheoxan	0,59
Defoamx	0,03
Desco CF	0,83
Bactericida Q-cide 14	0,03 gpb
Carbonato de calcio M200	185,71
Carbonato de calcio M40-100	3,89
Barita	177,86
Max-pac l	1,61
Max-pac r	0,79
Glymax	3.16 % volume

## 8.3 TERCERA PRUEBA

Agregando el Q Drill Up como lubricante para mejorar la corrida de la tubería y evitar el exceso de torque en puntos donde potencialmente se presenten problemas por geometría de hueco o pegas.

**Tabla 24. Concentración final del fluido con adición de Q Drill Up.**

PRODUCTO	Concentración en ppb
Natural gel	0,26
Nut plug/wall nut (F M G)	0,70
Soda caustic	1,07
Rheoxan	0,59
Defoamx	0,03
Desco CF	0,83
Bactericida Q-cide 14	0,03 gpb
Carbonato de calcio M200	185,71
Carbonato de calcio M40-100	3,89
Barita	177,86
Max-pac l	1,61
Max-pac r	0,79
Glymax	3.16 % volumen
Q DRILL UP	2% volumen

#### 8.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE A CUERDO A CADA PRUEBA

Tabla 25. Propiedades típicas en cada prueba de fluido

PROPIEDADES	PRUEBA 1	PRUEBA 2	PRUEBA 3
Densidad (ppg)	12,6	9,4	11,7
Viscosidad de embudo (sg)	77,3	95,0	96,0
Viscosidad plástica (Cp)	30,0	40,0	21,0
Punto de cedencia (lb/100ft <sup>2</sup> )	25,0	18,0	23,0
Geles (10"/10'/30')	7/15/30	5/16/40	15/24/34
Perdida de fluido API (cc/30min)	11,6	9,9	8,2
PH	12,0	11,8	10,0
MBT (Lb/Bbl)	3,0	2,35	2,35
Cloruros (ppm)	560,0	350	350
Contenido sólidos %	20,75	20,75	20,75
LECTURAS VISCOSÍMETRO ROTATIVO			
600 RPM	85	98	65
300 RPM	55	58	44
200 RPM	44	44	40
100 RPM	30	29	35
6 RPM	8	7	15
3 RPM	5	5	9

#### **8.4.1 Análisis de resultados**

Teniendo ahora datos numéricos de las propiedades del fluido que preparamos, podemos analizar teóricamente el comportamiento que tendrá este fluido.

Como primera medida determinamos que el fluido debe tener densidad alta para realizar una operación de perforación en sobrebalance y de acuerdo a la correlación de las curvas de densidad decimos que la densidad programada para esta zona de acuerdo a la profundidad debe estar entre 11,5 y 12 ppg alcanzando un valor final en laboratorio de 11,7 ppg, empezando con un valor mucho mayor (12,6 ppg) teniendo en cuenta que el Glymax por ser un alcohol que actuaría como disolvente permite disminuir el peso del fluido. Efectivamente al adicionarle el Glymax se registró una densidad muy baja de 9,4 ppg, aclaramos que la densidad por encima de 11 ppg se logra con adición de barita, pero la intención de nuestra prueba es determinar valores más exactos en el momento de preparar en lodo inicial, por ello la concentración de barita está dada desde el inicio de la formulación para obtener un fluido pesado.

Por otra parte la adición del Glymax también actúa como lubricante esto nos da una variación en la viscosidad y evidentemente se observa un aumento de la viscosidad de embudo y VP. No olvidemos que el Glymax sirve principalmente como agente inhibidor de las arcillas para que no aumente el contenido de MBT, pero este altera de alguna manera las propiedades del fluido, la reología debe ser relajada, o sea que no sea muy alta y debe mantenerse constante.

A pesar de que se propuso una reología baja, se presentó una variación muy marcada en el momento de agregar el lubricante Q drill Up y considerando que tenemos alta viscosidad y por ende una reología mayor se puede asumir que brindará gran aporte a la perforación, ya que con estas condiciones finales de reología el fluido se comportaría como fluido pseudoplástico lo que indica que fluiría con un YP relativamente alto y se podrá aumentar la tasa de corte así el

fluido disminuya un poco su viscosidad y reología. Garantizando que se desempeñe de una mejor manera.

Otra propiedad que se debe cuidar drásticamente es el PH, en las pruebas nos mostro una disminución progresiva obteniendo un valor final de PH =10, se debe mantener en este valor aunque puede ser un poco alto controla la actividad bacteriana de los polímero y con respecto a una posible activación de las arcillas por efecto del PH se puede contrarrestar con los dispersantes.

El filtrado API también es controlado por los polímeros Pac L-R y a pesar de dar un valor alto de filtrado es aceptable siempre y cuando no se deje aumentar.

#### 8.5 PRUEBA DE DISPERSION DEL BITUMEN

Para un mejor análisis de la reacción de los bitúmenes antes sustancias que actúan como dispersantes se hace necesario ponerlo a prueba y comparar la dispersión con algunas sustancias.

Para esto Q Max Solution quiere determinar que producto entre el diesel o Q Clean es el apropiado para adicionar a un fluido base similar al del pozo Tisquirama 8, con el fin de obtener alta dispersión de una brea o bitumen. La brea utilizada se encontró durante la perforación del pozo Tisquirama 8.

La formulación empleada en el laboratorio de Qmax no fue la misma empleada por nosotros en las pruebas del lodo, debido a la facilidad de ellos con fluidos ya preparados. La formulación básicamente es:

**Tabla 26. Lodo base para la prueba de dispersión**

PAC L	2 ppb
SODA CAUSTICA	PH= 9
GLYMAX	3% Vol.
K 17	0,4 ppb
CARBONATO MALLA 200	140 ppb
Q CIDE	0,05 gpb

**Tabla 27. Reología del fluido con diesel y Qclean**

	<b>REOLOGÍA LODO FRESCO BASE</b>	<b>LODO BASE FRESCO + 10% DIESEL</b>	<b>LODO BASE FRESCO + 10% Q CLEAN</b>
VP	12	14	13
YP	11	10	14
GELES	"3/4	"4/4	"4/4
FILTR. API	12 ml	7,2 ml	7 ml

**Tabla 28. Resultados de la dispersión**

<b>FLUIDO</b>	<b>DISPERSION (%)</b>	<b>RECOBRO (%)</b>
Fluido base + 10% DIESEL	75,19	24,81
Fluido base + 10% Q CLEAN	5,27	94,73

**Tabla 29. Pesos de los fluidos**

<b>FLUIDO</b>	<b>PPG</b>
<b>DIESEL</b>	7
<b>Q CLEAN</b>	6,9
<b>FLUIDO BASE</b>	10,2
<b>FLUIDO BASE + 10% DIESEL</b>	9,9
<b>FLUIDO BASE + 10% Q CLEAN</b>	9,8

El diesel dispersa la brea en un porcentaje considerablemente superior que el Q Clean. Además el producto no afecta la reología y mejora el resultado de filtrado API, por tanto el diesel es el producto recomendado para la dispersión de la brea.

Se recomienda para el uso del diesel hacer los ajustes en las formulaciones de los productos debido a la disminución de peso que se observa.

En las tablas anteriores (25, 26, 27, 28) se explican los resultados obtenidos en las pruebas realizadas para averiguar la dispersión del bitumen, las

observaciones nos indican que es una buena opción la adición de diesel al sistema de fluido de perforación cuando se vaya a pinchar una formación con contenidos de bitumen. El único inconveniente estaría en la disminución de la densidad; pero si consideramos que el fluido propuesto es uno de alta densidad no existiría inconveniente alguno ya que la formulación nos permite un pequeño aumento en el peso del lodo, pero esto se acondicionaría en el momento de la perforación obviamente siguiendo el programa de densidad del lodo.

Finalmente se puede llegar a un sistema de fluido que sea altamente inhibido de acuerdo a la dispersantes agregados tanto de arcillas como Glymax siendo inhibidor mecánico y Desco actuando como inhibidor químico. Además de la inhibición que se le daría a la formación bituminosa con el diesel, aclarando que ayuda mucho una buena práctica de perforación manejando parámetros de galonaje, ROP y el buen funcionamiento de los ECS.

## 9. CONCLUSIONES

---

- La principal propiedad a variar en un tipo de fluido inhibidor es la densidad, puesto que requiere bajas densidades por su funcionalidad de inhibidor, pero en el caso de llegar a formaciones potencialmente problemáticas por pegas y aun más si contiene crudos extrapesado o bitumen la densidad debe ser aumentada radicalmente.
- Se debe mantener una densidad suficiente para mantener la estabilidad del hueco y poder controlar presiones anormales que se presenten, pero esta densidad no debe causar el fracturamiento de las formaciones.
- Como problema principal en una zona de características móviles y plásticas como las presentes en una sección bituminosa es que no se pueda transportar rápidamente los sólidos desprendidos y tratan de empaquetarse en la zona anular, lo que se puede contrarrestar con la reología relajada del fluido de perforación, las ROP bajas y buena lubricación de la tubería.
- Con reología muy elevada se arriesga a tener huecos más pequeños que alteran los viajes de tubería, por ello se hace necesario el control de las propiedades reológicas ya que el fluido no puede diseñarse con una reología demasiado baja porque altera la capacidad de arrastre del fluido.
- En caso que la reología se aumente y no se desempeñe de la mejor manera se debe circular y reciprocarse la sarta en cada parada perforada con el fin de limpiar el hueco y evitar la acumulación de cortes de



perforación que puedan ocasionar problemas en los viajes de tubería y posibles empaquetamientos.

- Un valor del punto de cedencia que sea suficiente para mantener el transporte de los recortes y en flujo laminar del anular debe ser alto, esto para garantizar limpieza de hueco, pero no puede ser tan elevado porque nos altera el diámetro del hueco; se debe manejar en rangos de 24 a 26 lb/100ft<sup>2</sup>.
- Cuando se perfore intervalos de bitumen o crudo pesado se debe revisar cuidadosamente el proceso de perforación para evitar derrumbes y atrapamiento de la sarta.
- Al evaluar el trabajo de tubería con píldoras de diesel cuando se tiene pegas de broca en formaciones de bitumen se obtiene buen resultado ya que esta aumenta la lubricidad y la dispersión del bitumen.
- La dispersión del bitumen se puede realizar con diesel, recordando que la mayor probabilidad de pega es en los primeros pies de perforación, entonces antes de llegar a esta zona es que se debe agregar el diesel al sistema de fluido del pozo, previamente aumentada la densidad.
- No olvidar que el bitumen tiene gran facilidad de mezclarse con el agua debido a los surfactantes naturales que posee, lo que hace que este lodo pueda mezclarse con el bitumen y de esta manera puede ayudar a mejorar la fluidez del bitumen en caso de incorporación al sistema.
- Se deben programar desde un comienzo el uso de lubricante en el fluido en un 2% para evitar colgamiento de la sarta; también ayuda a evitar el embotamiento de la broca y estabilizadores debido a que se forma una película de lubricante alrededor de la tubería. Esta tendencia se da

sobre todo en pozos direccionados, más aún de tipo S pero se puede aplicar exactamente en este tipo de pozos como los de Tisquirama.

- La perforación de la segunda sección en estos pozos se debe hacer con un porcentaje alto de Glymax desde el inicio para asegurar la mejor inhibición de las arcillas que son muy continuas en toda la sección, según la curvas de propiedades de los Tisquirama 6, 7, 8.
- Mantener el equipo de control de sólidos (ECS) en buena forma, sobre todo las centrífugas ya que contribuyen a una limpieza del lodo más efectiva donde se puede controlar la densidad del lodo sin ninguna precaución de la incorporación de arcilla en el sistema.
- Se debe utilizar el máximo control de bombas posible, se debe tratar entonces de controlar la reología del lodo aumentando la capacidad de suspensión de recortes en el lodo,

## 10. RECOMENDACIONES

---

- Para siguientes pozos perforados en esta zona se recomienda corazonar la zona de problema por bitúmenes para conocer mejor las características de la formación y así poder realizar una investigación más a fondo.
- Se recomienda galonaje máximo o sea 50 gpm por tamaño de la broca, para un hueco de 8 ½" debería ser de 425 a 450 galones.
- Se recomienda circular fondos arriba en intervalos más cortos, para prevenir la acumulación de sólidos en el anular cuando se saca o mete tubería.
- Analizando la optimización del fluido y revisando algunos procedimientos en pozos horizontales, se recomienda que la reología si es relajada no debe ser muy baja y se debe determinar las temperaturas de fondo para trabajar con valores reales, además determinar la viscosidad y otras características del fluido con el viscosímetro FANN, especialmente en condiciones estáticas y maximizar el control de sólidos.
- Se dice que en yacimientos con crudos particulares o muy pesados se acostumbra a realizar perforación horizontal, y para estas perforaciones es más recomendable el fluido base aceite por la buena lubricidad que aporta, aunque su principal impedimento sea el efecto ambiental. Para el caso de este proyecto se recomienda revisar los procedimientos de perforación horizontal y acondicionarlos con un buen fluido de perforación base agua con polímeros que brinde buenas propiedades básicamente lubricidad.
- El control de sólidos es un factor importante, para esto se debe tener el sistema de sólidos a un nivel mínimo, es por esto que se debe hacer un control de sólidos efectivo para no tener problemas.
- También se debe optimizar las técnicas de perforación y las más importantes son repasar cuando la tensión aumente, controlar el

arrastre y torque, peso de la broca, presión de la bomba, que no excedan de la normal.

- Realizar lo que se conoce como repaso inverso en pozos horizontales lo cual consiste en perforar tramos de 90 pies, rotar y circular cuando se está sacando tubería.
- Es necesario analizar la configuración de la sarta para un hueco horizontal, ya que en estas el uso de estabilizadores cumplen un papel muy importante, pero de acuerdo a su configuración se puede comportar como sarta muy rígida generando complicaciones cuando se presentan problemas de geometría del hueco entonces esta configuración puede ayudar en la perforación de algunos pozos verticales.
- Para la perforación de futuros pozos en esta zona se debe considerarse la presencia de formaciones sobrepresurizadas como la formación Umir, y se recomienda hacer un programa de densidades de lodo que esté de acuerdo a los requerimientos, siguiendo muy de cerca las manifestaciones del pozo con lo que se pueden evitar daños de hueco y posibles pegadas de tubería por empaquetamiento por esta causa.

## **BIBLIOGRAFIA.**

---

BELSAY C BORGES, Sócrates. Caracterización estructural de distintas fracciones aisladas del crudo extrapesado de Carabobo. Venezuela: Ediciones Vapar 2003. Pag 59-73. ISBN 847-50-9854-1.

CARL CRUTIS, Robert Kopper. Yacimientos de petróleo pesado. Venezuela, Puerto la Cruz Anzoátegui: Editor Petrozuata 2002 pag 23-62.

PAEZ, José Raúl. Proyectos de mejoramientos de crudos de la Faja petrolífera del Orinoco, diferencias y similitudes. Venezuela: Baker energy 2000.

CAMPBELL L, Oliver. Bitumen o crudo extrapesado ¿Cómo se define? Venezuela: Petroleum Word 2002. Pag 23-36. ISBN 8547-659-65.

C.A, Rubio ; P.A, Agudelo. Comparative analysis of production method with PCP system at Rubiales oil field. Colombia: SPE 114191- MS.

SANCHEZ WALLBER, Saul. Reservoir evaluation report, clastic reservoir. Venezuela: Petroleum Word, abril 23 de 2009.

SAURI DIAZ, Anciani. Oil spere plus sm liberador efectivo para pega diferencial de tubería servicios Halliburton de Venezuela. Venezuela: Halliburton 2003.

SWARTZ, Jim; KNAUER, Larry; EACMEN, Jim; HUNTER, Al; MCNABOE, Jerry. Framework and future of an old giant Kern River field. CANADA: Oil Canada, 2007.

API, RP 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, 1989.

JINGYI, Liu; FUYUAN, Zhou. Practice and investigation of drilling and completion techniques for wells in heavy oil reservoirs: Engineering held in Tianjin, People's Republic of China, 1-4 November, 1988.

ECPETROL. Manual de operaciones de perforador. Colombia: Ecopetrol, versión 1. 1994.

BAKER HUGHES INTEQ FLUIDOS. Manual de ingeniería. USA Houston: Technical Communications Group P.O. Box 670968, TX 77267-0968 713-625-4694.