

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA REUTILIZACIÓN DE LOS  
FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA EN LA PERFORACIÓN  
DE LA ZONA PRODUCTORA EN POZOS DE DESARROLLO DE  
LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2011 PARA EP.  
PETROECUADOR**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN  
PETRÓLEOS**

**JOANNA PAOLA TORRES FLORES**

[jtjpaolatorres@gmail.com](mailto:jtjpaolatorres@gmail.com)

**DIEGO PATRICIO VARELA LARGO**

[diego\\_varela@spemail.org](mailto:diego_varela@spemail.org)

**DIRECTOR: Ing. RUBÉN GUILLERMO ORTEGA VERINAZ. Msc.**

[ruben.ortega@epn.edu.ec](mailto:ruben.ortega@epn.edu.ec)

**Quito, Febrero 2012**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Joanna Paola Torres Flores, Diego Patricio Varela Largo, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

PAOLA TORRES FLORES

---

DIEGO VARELA LARGO

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Paola Torres Flores y Diego Varela Largo, bajo mi supervisión.

---

ING. GUILLERMO ORTEGA V. Msc.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por darme la fortaleza para superar los retos de cada día.

A mis padres, por su cariño y apoyo incondicional sin los cuales no hubiera podido cumplir mis metas.

A mis hermanas y hermano, por acompañarme en las buenas y en las malas y por el constante ánimo que siempre me brindaron.

A Daniel, por todo el tiempo que hemos compartido juntos, gracias por estar a mi lado y ser mi soporte siempre.

A la Escuela Politécnica Nacional, por abrirme las puertas a la carrera que forjará mi futuro. A los profesores, por todo lo que he aprendido gracias a ellos.

Al Ingeniero Diego Molina, por el tiempo, dedicación y apoyo entregado en este proyecto.

Al Ingeniero Guillermo Ortega, por su acertada dirección en este proyecto y por los conocimientos impartidos en el aula de clases.

A Diego, por ser un gran amigo y el mejor compañero en este proyecto de titulación.

A mis compañeros, con quienes compartí las alegrías del voley, el sufrimiento de los exámenes finales y este gran sueño de ser Petrolera. Gracias por su amistad.

**Paola**

## DEDICATORIA

A MI FAMILIA  
A DANIEL

**Paola**

## AGRADECIMIENTOS

Quiero en primera instancia agradecer a Dios, por la energía, la fuerza y la convicción que supo darme en momentos en que lo necesité. El ha guiado mi camino hasta aquí.

A mis padres. Jamás podré pagarles todo lo que han hecho por mi, pero no duden que lo intentaré. Todo lo bueno en mi se lo debo a ustedes.

A mis hermanos Santiago y Ana Paula, mis mejores amigos y confidentes, por toda la alegría que compartimos a través de estos años.

A toda mi familia, por el apoyo y cariño incondicional siempre. A Francisco que ha sido como otro hermano. A mis primos.

A la Escuela Politécnica Nacional, a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. A su cuerpo de profesores, por su invaluable labor al formar excelentes profesionales.

Al Ingeniero Guillermo Ortega por su tiempo y dedicación empleados en este proyecto de titulación.

A EP PETROECUADOR en la persona del Ingeniero Diego Molina, por su total e incondicional apoyo, por su confianza puesta en nosotros para la realización de este proyecto de titulación y por su constante búsqueda de la excelencia.

A mis amigos, por todos los momentos y alegrías que hemos compartido. En especial a Juan Pablo, Roberto, Juan Sebastián, Andrea, Pablo, Karina, Annabel y a todos los Más Flow. A ti Fernanda por haber estado junto a mi todos estos años.

A Paola, mi amiga y compañera durante este proyecto. Es siempre un gusto trabajar contigo.

A todos mis amigos de SANE SOJAE, por su admirable labor. Ustedes me proporcionaron muchas de las herramientas con las que ahora transito por la vida. Este éxito también es de ustedes.

**Diego**

## DEDICATORIA

A quien hizo que el improbable evento de crear vida en este planeta fuera posible.

A Silvio, Noemí, Ana Paula y Santiago. Ustedes son mi más grande tesoro.

A Teodomiro, Flora y Oswaldo, el principio de todo lo máspreciado para mi.

A Luisa (+) Hermosa. Abuelita, no sabes cuánto desearía que estés aquí.

**Diego**

## CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN .....	III
AGRADECIMIENTOS .....	IV
DEDICATORIA .....	V
AGRADECIMIENTOS .....	VI
DEDICATORIA .....	VI
CONTENIDO .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XIX
RESUMEN .....	XXI
PRESENTACIÓN .....	XXIII

### CAPÍTULO 1

SISTEMAS DE FLUIDOS BASE AGUA UTILIZADOS EN EP-PETROECUADOR.....	1
1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	1
1.1.1 CONCEPTO .....	1
1.1.2 FUNCIONES .....	1
1.1.2.1 Retirar los recortes del pozo .....	2
1.1.2.2 Controlar las presiones de formación .....	2
1.1.2.3 Suspensión y descarga de recortes .....	2
1.1.2.4 Obturación de las formaciones permeables .....	3
1.1.2.5 Mantener la estabilidad del agujero .....	3
1.1.2.6 Minimización de los daños a la formación .....	4
1.1.2.7 Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación.....	4
1.1.2.8 Transmisión de la energía hidráulica a la herramientas y a la broca.....	4
1.1.2.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación .....	5
1.1.2.10 Control de la corrosión .....	5
1.1.2.11 Facilitar la cementación y la completación .....	6
1.1.2.12 Minimizar el impacto al ambiente .....	6
1.1.3 PROPIEDADES .....	6
1.1.3.1 Densidad .....	6
1.1.3.2 Reología.....	7



1.1.3.2.1	<i>Viscosidad</i> .....	7
1.1.3.2.2	<i>Viscosidad de embudo</i> .....	7
1.1.3.2.3	<i>Viscosidad efectiva</i> .....	8
1.1.3.2.4	<i>Viscosidad plástica</i> .....	8
1.1.3.2.5	<i>Punto cedente</i> .....	8
1.1.3.2.6	<i>Tixotropía y esfuerzos de gel</i> .....	9
1.1.3.3	Química del agua .....	10
1.1.3.3.1	<i>Ph y alcalinidad</i> .....	10
1.1.3.3.2	<i>Cloruros</i> .....	11
1.1.3.3.3	<i>Dureza</i> .....	11
1.1.3.4	Contenido de sólidos .....	11
1.1.3.4.1	<i>Prueba de la retorta</i> .....	12
1.1.3.4.2	<i>Prueba de MBT</i> .....	12
1.1.3.5	Filtración y revoque.....	12
1.1.3.6	Contenido de arena.....	13
1.2	SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN USADOS EN EP- PETROECUADOR .....	14
1.2.1	COMPOSICIÓN DE UN SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	14
1.2.1.1	Viscosificantes.....	14
1.2.1.2	Densificantes.....	15
1.2.1.3	Controladores de filtrado.....	15
1.2.1.4	Inhibidores/estabilizadores.....	15
1.2.1.5	Lubricantes.....	15
1.2.1.6	Bactericidas.....	15
1.2.2	SISTEMA DE LODO PERFLEX-DRILL IN .....	146
1.2.2.1	Biolose (polímero modificado).....	16
1.2.2.2	CaCO <sub>3</sub> a100/high mix (carbonato de calcio).....	16
1.2.2.3	Claytrol (sales de amina en solución acuosa).....	17
1.2.2.4	Mil Pac R/Lv (carboximetilcelulosa sódica) .....	17
1.2.2.5	Shal-Plex (inhibidor) .....	17
1.2.2.6	Soda Caustica (NaOH) .....	17
1.2.2.7	Sulfatrol (asfalteno) .....	18
1.2.2.8	Xanplex (goma xántica) .....	18

1.2.2.9 Mil lube (lubricante).....	18
1.2.3 SISTEMA DE LODO KLASTOP.....	19
1.2.3.1 Duotec (goma xántica) .....	19
1.2.3.2 Polypac UI/R (carboximetilcelulosa sódica) .....	19
1.2.3.3 Unitrol (polímero modificado) .....	19
1.2.3.4 Soda Caustica (NaOH) .....	20
1.2.3.5 Sack Black (asfalto natural).....	20
1.2.3.6 Myacide (bactericida) .....	20
1.2.3.7 Carbonato de Calcio CaCO <sub>3</sub> .....	20
1.2.3.8 Drill Zone (lubricante).....	21
1.2.3.9 Emi 933 (inhibidor) .....	21
1.2.4 SISTEMA DE LODO MAX DRILL G.....	21
1.2.4.1 Stardrill (almidón modificado) .....	21
1.2.4.2 Soda Caustica (NaOH) .....	21
1.2.4.3 Qstop Fine .....	22
1.2.4.4 Maxdrill .....	22
1.2.4.5 Lipcide G-2 (biocida) .....	22
1.2.4.6 Kelzan XCD (goma xántica) .....	22
1.2.4.7 Glymax LMW (glicol de polietileno de alta densidad).....	233
1.2.4.8 Camix (carbonato de calcio).....	233
1.2.4.9 Q lube (lubricante).....	233
1.2.5 SISTEMA DE LODO BARADRILL.....	23
1.2.5.1 Aquagel G.S .....	23
1.2.5.2 Barazan D Plus (goma xántica) .....	24
1.2.5.3 Barolube Gold Seal (lubricante).....	24
1.2.5.4 Clayseal Plus (amina) .....	24
1.2.5.5 Pac Hv/Lv (celulosa polianiónica) .....	24
1.2.5.6 Carbonato de Calcio (CaCO <sub>3</sub> ) .....	25
1.2.5.7 Dextrid (almidón de papa).....	25
1.2.5.8 Filter – Chek (almidón modificado) .....	25
1.2.5.9 Aldacide G (glutaraldehido) .....	26
1.2.5.10 Soda Caústica (NaOH) .....	26

1.2.5.11 Steel Seal (LCM).....	26
1.3 PROGRAMAS DE LODOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EP-PETROECUADOR.....	26
1.3.1 SISTEMAS DE FLUIDOS PARA LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN .....	31
1.3.1.1 Viscosificantes.....	31
1.3.1.2 Densificantes .....	32
1.3.1.3 Controladores de filtrado.....	33
1.3.1.4 Inhibidores/estabilizadores .....	34
1.3.1.5 Lubricantes .....	35
1.3.1.6 Bactericidas .....	36
1.3.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS CUATRO SISTEMAS DE LODOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE LAS SECCIONES INTERMEDIA Y DE PRODUCCIÓN .....	36
1.4 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	37
1.4.1 CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	388
1.4.1.1 Revestimiento conductor .....	38
1.4.1.2 Revestimiento superficial .....	38
1.4.1.3 Revestimiento intermedio o de Protección.....	39
1.4.1.4 Revestimiento de producción .....	399
1.4.1.5 Camisa de producción “LINER” .....	399
1.4.2 ESQUEMAS DE POZOS PERFORADOS EN EP - PETROECUADOR .....	40

## CAPÍTULO 2

ALMACENAMIENTO, PRESERVACIÓN, MOVILIZACIÓN Y REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA.....	477
2.1 ANÁLISIS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS DURANTE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008-2010 EP - PETROECUADOR RIG CPEB 70128. ....	477
2.1.1 CAMPOS PERFORADOS.....	477
2.1.1.1 Campo Shushufindi .....	477
2.1.1.1.1 Descripción estratigráfica y litológica.....	477
2.1.1.1.2 Pozos perforados .....	48
2.1.1.2 Campo Guanta .....	49
2.1.1.2.1 Descripción estratigráfica y litológica.....	49
2.1.1.2.2 Pozos perforados .....	50

2.1.1.3 Campo VHR .....	50
2.1.1.3.1 Descripción estratigráfica y litológica.....	50
2.1.1.3.2 Pozos perforados .....	51
2.1.1.4 Campo Cuyabeno .....	52
2.1.1.4.1 Descripción estratigráfica y litológica.....	52
2.1.1.4.2 Pozos perforados .....	52
2.1.1.5 Campo Parahuacu .....	53
2.1.1.5.1 Descripción estratigráfica y litológica.....	53
2.1.1.5.2 Pozos perforados .....	54
2.1.2 PARÁMETROS CONSIDERADOS PARA EL ALMACENAMIENTO, PRESERVACIÓN, MOVILIZACIÓN Y REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA.....	55
2.1.2.1 Almacenamiento del fluido de perforación base agua.....	56
2.1.2.1.1 Causas para la disminución de pH en un lodo base agua. ....	56
2.1.2.1.2 Pruebas realizadas a los fluidos almacenados .....	58
2.1.2.1.3 Tiempo de Almacenamiento .....	62
2.1.2.2 Preservación del fluido de perforación base agua .....	63
2.1.2.2.1 Productos químicos utilizados.....	63
2.1.2.3 Movilización del fluido de perforación base agua.....	64
2.1.2.3.1 Funcionamiento Vacuum.....	65
2.1.2.4 Reutilización del fluido de perforación base agua.....	66
2.1.2.4.1 Cálculo de balance de materiales para la reutilización del fluido base agua. ....	67
2.1.2.4.2 Análisis de finos.....	68
2.1.2.4.3 Toma de información muestra de lodo.....	70

### CAPÍTULO 3

ESTANDARIZACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA REUTILIZACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	77
3.1 INTRODUCCIÓN.....	77
3.2 UBICACIÓN DEL PRÓXIMO POZO .....	77
3.3 PROPIEDADES ADECUADAS PARA LA REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	78
3.4 LOGÍSTICA DISPONIBLE PARA GUARDAR EL FLUIDO.....	78
3.5 SIGUIENTE SECCIÓN .....	80

3.5.1 SECCIÓN DE 8 ½” .....	80
3.5.2 SECCIÓN DE 12 ¼” .....	81
3.6 TIEMPO MÁXIMO DE PRESERVACIÓN DEL FLUIDO .....	81
3.7 PLAN DE CONSERVACIÓN DEL FLUIDO.....	81
3.8 VOLÚMENES A REUTILIZAR .....	82
3.8.1 PÍLDORAS.....	82
3.8.2 SECCIÓN DE 8 ½” .....	83
3.8.3 SECCIÓN DE 12 ¼” .....	84
3.9 PROPIEDADES DEL FLUIDO ANTES DE SU REUTILIZACIÓN.....	85
3.10 REUSO DEL FLUIDO.....	85

## CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DEL ESTADO DE LOS POZOS EN LOS CUALES SE REUTILIZÓ EL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	87
4.1 REUTILIZACIÓN DEL LODO EN LA CAMPAÑA 2008-2010.....	87
4.1.1 ESTUDIO DEL DAÑO DE FORMACIÓN .....	87
4.1.1.1 Introducción.....	87
4.1.1.2 Orígenes del daño de formación.....	87
4.1.1.3 Daño de formación causado por los fluidos de perforación .....	88
4.1.1.4.1 Invasión de los sólidos del lodo.....	88
4.1.1.4.2 Invasión del filtrado de lodo.....	88
4.1.2 PRUEBAS DE PRESIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS POR EL RIG CPEB 70128 .....	89
4.1.2.1 Prueba de restauración de presión (buildup test).....	89
4.1.2.2 Resultados de las pruebas de presión en pozos perforados en los campos Cuyabeno y VHR .....	90
4.1.2.3 Historiales de completación y reacondicionamiento de los pozos donde se reutilizó el fluido de perforación .....	91
4.1.2.3.1 Pozo VHR-22D .....	91
4.1.2.3.2 Pozo VHR-24D .....	92
4.1.2.3.3 Pozo VHR-12D .....	92
4.1.2.3.4 Pozo VHR-19D .....	93
4.1.2.3.5 Pozo VHR-18D .....	94
4.1.2.3.6 Pozo VHR-21D .....	94
4.1.2.3.7 Pozo CUYABENO - 13D .....	95

4.1.2.3.8 Pozo CUYABENO - 34D .....	95
4.1.2.3.9 Pozo CUYABENO - 35D .....	96
4.1.2.3.10 CUYABENO - 29D .....	96
4.1.2.3.11 CUYABENO 30D.....	97
4.1.2.3.12 CUYABENO 36D.....	97
4.1.2.3.13 CUYABENO 33D.....	98

## **CAPÍTULO 5**

ANÁLISIS DE COSTO/BENEFICIO DEL PROYECTO.....	100
5.1 COSTOS DE LA PERFORACIÓN CAMPAÑA 2008-2010 RIG CPEB 70128 .....	100
5.2 COSTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	101
5.2.1 ESQUEMA 1 .....	104
5.2.2 ESQUEMA 2 .....	105
5.2.3 ESQUEMA 3 .....	106
5.3 DISMINUCIÓN DE COSTOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	108
5.4 ANÁLISIS DE COSTOS DEL FLUIDO PARA LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2011 EN EP-PETROECUADOR .....	112
5.4.1 POZOS PROPUESTOS PARA REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	112
5.4.2 ANÁLISIS DE VOLÚMENES .....	119
5.4.2.1 Volumen programado .....	119
5.5 MANEJO DE DESECHOS SÓLIDOS Y LIQUIDOS EN LA CAMPAÑA 2008-2010 RIG CPEB 70128 .....	129
5.5.1 INTRODUCCIÓN.....	129
5.5.2 LAS 4 “Rs” .....	129
5.5.3 TÉCNICAS DE TRATAMIENTO PARA DESECHOS DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	130
5.5.3.1 Dewatering (DEW).....	131
5.5.3.2 Breve descripción del proceso .....	131
5.5.4 TÉCNICAS PARA LA DISPOSICIÓN DE EFLUENTES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	133
5.5.4.1 Land Application .....	133
5.5.4.2 Soterramiento de cortes .....	135
5.6 VOLÚMENES DE FLUIDO UTILIZADO EN LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 ½” DE LOS POZOS ANALIZADOS.....	135

5.7 VOLÚMENES DE EFLUENTES TRATADOS EN LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 ½" DE LOS POZOS ANALIZADOS.....	138
5.7.1 EQUIPOS DE CONTROL DE SÓLIDOS.....	138
5.7.2 VOLÚMENES TRATADOS.....	139

## **CAPÍTULO 6**

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	143
6.1 CONCLUSIONES.....	143
6.2 RECOMENDACIONES.....	146
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	148
SIMBOLOGÍA O SIGLAS.....	150
ANEXO 1.....	1523
ANEXO 2.....	1529
ANEXO 3.....	1527
ANEXO 4.....	1520
ANEXO 5.....	1522

## ÍNDICE DE TABLAS

### CAPÍTULO 1

<b>Tabla 1.1</b> Programa de fluido de perforación 1 .....	27
<b>Tabla 1.2</b> Programa de fluido de perforación 2 .....	28
<b>Tabla 1.3</b> Programa de fluido de perforación 3 .....	29
<b>Tabla 1.4</b> Programa de fluido de perforación 4 .....	30
<b>Tabla 1.5</b> Desempeño de algunos polímeros usados en los fluidos de perforación. ....	34
<b>Tabla 1.6</b> Comparación de las formulaciones de los cuatro sistemas de fluidos "DRILL IN" .....	37
<b>Tabla 1.7</b> Pozos perforados esquema 1 .....	41
<b>Tabla 1.8</b> Pozos perforados esquema 2 .....	42
<b>Tabla 1.9</b> Pozos perforados esquema 3 .....	423

### CAPÍTULO 2

<b>Tabla 2.1</b> Pozos perforados en el campo Shushufindi .....	489
<b>Tabla 2.2</b> Pozos perforado en el campo Guanta .....	50
<b>Tabla 2.3</b> Pozos perforado en el campo VHR .....	51
<b>Tabla 2.4</b> Pozos perforados en el campo Cuyabeno .....	53
<b>Tabla 2.5</b> Pozos perforados en el campo Parahuacu .....	54
<b>Tabla 2.6</b> Propiedades del fluido KLASTOP utilizado en el pozo VHR – 12D obtenidas al final de la perforación. ....	58
<b>Tabla 2.7</b> Propiedades del fluido KLASTOP 31/08/2009 .....	59
<b>Tabla 2.8</b> Propiedades del fluido KLASTOP 10/09/2009 .....	60
<b>Tabla 2.9</b> Propiedades del fluido KLASTOP luego de realizar mezcla entre fluido recuperado, fluido nuevo y productos agregados .....	61
<b>Tabla 2.10</b> comparación de las propiedades del fluido klastop utilizado en los pozos VHR-12d (inicio y fin de sección) y VHR-19D .....	62
<b>Tabla 2.11</b> Identificación de la muestra CUY – 34D .....	69
<b>Tabla 2.12</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo VHR – 22D .....	730
<b>Tabla 2.13</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo VHR – 24D .....	731
<b>Tabla 2.14</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo VHR – 12D .....	751
<b>Tabla 2.15</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo VHR – 19D .....	752



<b>Tabla 2.16</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo VHR – 18D.....	752
<b>Tabla 2.17</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo VHR – 21D.....	763
<b>Tabla 2.18</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo CUY – 13D.....	73
<b>Tabla 2.19</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo CUY – 34D.....	74
<b>Tabla 2.20</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo CUY – 35D.....	74
<b>Tabla 2.21</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo CUY – 29D.....	75
<b>Tabla 2.22</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo CUY – 30D.....	75
<b>Tabla 2.23</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo CUY – 36D.....	76
<b>Tabla 2.24</b> Muestra de lodo inicio y fin de sección pozo CUY – 33D.....	76

### CAPÍTULO 3

<b>Tabla 3.1</b> Propiedades recomendadas de un fluido a ser preservado .....	78
<b>Tabla 3.2</b> Densidad del lodo para comenzar la sección de 8 ½” .....	83
<b>Tabla 3.3</b> Densidad del lodo para comenzar la sección de 12 ¼.....	84

### CAPÍTULO 4

<b>Tabla 4.1</b> Resultados de pruebas de presión pozos del campo VHR.....	90
<b>Tabla 4.2</b> Resultados de pruebas de presión pozos del campo Cuyabeno.....	90
<b>Tabla 4.3</b> Evaluación arena “BT” pozo VHR-22D.....	92
<b>Tabla 4.4</b> Evaluación arena “Us” pozo VHR-24D.....	92
<b>Tabla 4.5</b> Evaluación arena “Us” pozo VHR-12D.....	93
<b>Tabla 4.6</b> Evaluación arenas “Us”, “Ti”, “M-2” pozo VHR-19D.....	94
<b>Tabla 4.7</b> Evaluación arena “Us” pozo VHR-18D.....	94
<b>Tabla 4.8</b> Evaluación arena “Ui” pozo VHR-21D.....	95
<b>Tabla 4.9</b> Evaluación arena “Ui” pozo CUY-13D.....	95
<b>Tabla 4.10</b> Evaluación arena “Ui” pozo CUY-34D.....	96
<b>Tabla 4.11</b> Evaluación arena “ui” pozo CUY-35D.....	96
<b>Tabla 4.12</b> Evaluación arena “Ts” pozo CUY-29D.....	97
<b>Tabla 4.13</b> Evaluación arena “Ui” pozo CUY-30D.....	97
<b>Tabla 4.14</b> Evaluación arena “Ui” pozo CUY-36D.....	98
<b>Tabla 4.15</b> Evaluación arenas “Ti”, “Ts”, “Ui”, “Um” pozo CUY-33D.....	99

## CAPÍTULO 5

<b>Tabla 5.1</b> Costos totales de pozos campaña 2008-2010 .....	100
<b>Tabla 5.2</b> Costo del fluido de perforación esquema 1 .....	104
<b>Tabla 5.3</b> Costo del fluido de perforación esquema 2 .....	106
<b>Tabla 5.4</b> Costo del fluido de perforación esquema 3 .....	107
<b>Tabla 5.5</b> Valor del fluido transferido .....	110
<b>Tabla 5.6</b> Ahorro fluido de perforación sección 8 ½” .....	113
<b>Tabla 5.7</b> Cronograma de perforación torre 1 .....	113
<b>Tabla 5.8</b> Cronograma de perforación torre 2 .....	114
<b>Tabla 5.9</b> Cronograma de perforación torre 3 .....	115
<b>Tabla 5.10</b> Cronograma de perforación torre 4 .....	116
<b>Tabla 5.11</b> Cronograma de perforación torre 5 .....	117
<b>Tabla 5.12</b> Cronograma de perforación torre 6 .....	117
<b>Tabla 5.13</b> Cronograma de perforación torre 7 .....	118
<b>Tabla 5.14</b> Cronograma de perforación torre 8 .....	118
<b>Tabla 5.15</b> Pozos propuestos para reutilización del fluido de perforación.....	119
<b>Tabla 5.16</b> Profundidades estimadas por campo .....	120
<b>Tabla 5.17</b> Costo por barril de fluido .....	124
<b>Tabla 5.18</b> Equipos de remoción de sólidos de perforación CPEB RIG 70128.....	138
<b>Tabla 5.19</b> Equipos de remoción de sólidos de perforación de Cetagua S. A.....	138
<b>Tabla 5.20</b> Equipos de tratamiento de efluentes de Cetagua S. A.....	139

## ÍNDICE DE FIGURAS

### CAPÍTULO 1

<b>Figura 1.1</b> Perfil de viscosidad ideal en el sistema de circulación y comportamiento de dos luidos. Fluido A tratado con Goma Xantica. Fluido B sin tratamiento. ....	31
<b>Figura 1.2</b> Resultados del ensayo de laboratorio para medir el coeficiente de lubricidad del sistema Perfex DRILL IN.....	35
<b>Figura 1.3</b> Esquema de pozo 1 .....	44
<b>Figura 1.4</b> Esquema de pozo 2 (tipo S) .....	45
<b>Figura 1.5</b> Esquema de pozo 3 (tipo S) .....	46

### CAPÍTULO 2

<b>Figura 2.1</b> Pozos en los cuales se reutilizó el fluido de perforación .....	55
<b>Figura 2.2</b> Tiempo de almacenamiento del fluido de perforación.....	62
<b>Figura 2.3</b> Movilización del fluido klastop en proceso de reutilización .....	66

### CAPÍTULO 3

<b>Figura 3.1</b> Flujograma de actividades para la reutilización del fluido de perforación .....	86
---------------------------------------------------------------------------------------------------	----

### CAPÍTULO 5

<b>Figura 5.1</b> Detalle de costos de perforación .....	1022
<b>Figura 5.2</b> Detalle de costos del fluido de perforación.....	103
<b>Figura 5.3</b> Comparativo de costos del fluido campo VHR .....	108
<b>Figura 5.4</b> Comparativo de costos del fluido campo Cuyabeno.....	109
<b>Figura 5.5 (a)</b> Costos y volúmenes totales campaña de perforación 2011 EP- PETROECUADOR .....	126
<b>Figura 5.5 (b)</b> Costos y volúmenes totales campaña de perforación 2011 EP- PETROECUADOR .....	127

<b>Figura 5.5 (c) Costos y volúmenes totales campaña de perforación 2011</b>	
EP- PETROECUADOR .....	128
<b>Figura 5.6 Volumen total, transferido y utilizado en la sección de 8 ½”</b> .....	136
<b>Figura 5.7 Volumen utilizado y volumen transferido</b> .....	137
<b>Figura 5.8 Volúmenes de efluentes tratados durante la perforación en VHR</b> .....	140
<b>Figura 5.9 Volúmenes de efluentes tratados durante la perforación en VHR</b> .....	141

## RESUMEN

El presente proyecto es un análisis del beneficio económico y ambiental que se puede obtener al reutilizar el fluido de perforación base agua en pozos de desarrollo en los campos del Oriente ecuatoriano mediante la estandarización de procedimientos utilizados para su movilización, almacenamiento y preservación.

En el capítulo uno, se hace una revisión rápida de conceptos básicos relacionados a los fluidos de perforación, funciones y propiedades monitoreadas durante las operaciones de perforación. Se realiza además una breve descripción de los sistemas de fluidos de perforación usados en EP-PETROECUADOR para la zona productora. Se establece una comparación de los diferentes aditivos usados en cada sistema de acuerdo a las funciones principales que estos cumplen dentro del fluido de perforación.

En el capítulo dos se hace una revisión de los aspectos operacionales relacionados con la campaña de perforación 2008-2010 con el Rig CPEB 70128. Veinticinco pozos fueron perforados dentro del mencionado periodo y se realiza una breve descripción litológica y estratigráfica de cada campo perforado.

Se expone además, los aspectos relacionados con la aplicación del proyecto de reutilización del fluido de perforación en los pozos perforados en el campo Cuyabeno y Víctor Hugo Ruales. Almacenamiento, transporte, monitoreo de propiedades y pruebas especiales son detalladas en este capítulo.

En el capítulo tres, luego de la revisión de las operaciones relacionadas con la reutilización en el capítulo 2, se establecen criterios para la planificación y ejecución del proyecto. Ubicación del próximo pozo, propiedades antes y durante su almacenamiento, logística, planificación de la siguiente sección donde se reutilizará el fluido, tiempo máximo de almacenamiento, plan de conservación del fluido, y volúmenes a reutilizar, son los aspectos tomados en cuenta obteniéndose como resultado un flujograma de decisiones para la reutilización del fluido de perforación.

En el capítulo cuatro se analizan las implicaciones de la aplicación de este proyecto a través de la revisión del estado de los pozos en los que se reutilizó el fluido de perforación. Se hace una breve revisión de conceptos sobre el daño de formación y pruebas de presión. Se presentan los resultados de las pruebas de restauración de presión tomadas en los pozos de los campos Cuyabeno y VHR con el fin de establecer si existe una relación entre el daño de formación y la reutilización del fluido de perforación. A continuación se hace una revisión de las operaciones de reacondicionamiento en los pozos involucrados en el proyecto con el fin de hallar posibles problemas en las operaciones relacionados a la reutilización del fluido de perforación.

El capítulo 5 comienza con un análisis de costos de la campaña de perforación 2008-2010 con el RIG CPEB 70128, se determina la influencia en el costo final de cada una de las compañías involucradas en las operaciones. Se detalla de manera minuciosa los costos del fluido de perforación para cada sección de cada pozo perforado en los campos Cuyabeno y VHR, y se determina la reducción en los costos del fluido, producto de la reutilización. A continuación se realiza un análisis de la propuesta de reutilización del fluido de perforación para la campaña 2011-2012 en EP-PETROECUADOR y se determina en qué proporción afectará los costos y los volúmenes de fluido de perforación. Finalmente se detalla brevemente los procesos de tratamiento y disposición de efluentes derivados del fluido de perforación además de cuantificar los volúmenes generados durante la campaña 2008-2010 con el RIG CPEB 70128.

El capítulo 6 recoge las conclusiones y recomendaciones derivadas del presente estudio.

## PRESENTACIÓN

En la perforación de un pozo de petróleo es vital el uso de un fluido de perforación, ya que éste cumple funciones sumamente importantes como remover los recortes del pozo y controlar las presiones de la formación. En Ecuador, la mayoría de pozos de petróleo se perforan con fluidos de perforación base agua debido a su menor costo e impacto ambiental en relación a otros tipos de fluidos de perforación. En la campaña de perforación 2008-2010 realizada por EP-PETROECUADOR se utilizó precisamente este tipo de fluido para perforar la zona productora de los pozos involucrados en esta campaña.

El fluido de perforación representa aproximadamente el 7,14% de los costos totales de la perforación de un pozo, una reutilización de este fluido permitiría un ahorro en estos costos de perforación, al mismo tiempo que se podría aminorar el impacto ambiental al disminuir el volumen de fluido que es desechado.

Para reutilizar un fluido de perforación se debe garantizar que éste mantenga las propiedades mínimas necesarias para poder cumplir con sus funciones adecuadamente, por esto, el lodo debe ser tratado durante su almacenamiento y transporte, debiendo así realizar controles que abalicen la calidad del mismo.

Este proyecto se enfoca en la viabilidad de reutilizar el fluido de perforación base agua para la perforación de la zona productora en pozos de desarrollo durante la campaña de perforación 2011 EP-PETROECUADOR, teniendo en cuenta los beneficios, tanto económicos como ambientales de esta reutilización.

# CAPÍTULO 1

## SISTEMAS DE FLUIDOS BASE AGUA UTILIZADOS EN EP-PETROECUADOR

### 1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

#### 1.1.1 CONCEPTO

Los fluidos utilizados durante las labores de perforación de un pozo, son denominados como fluidos de perforación. El término “**fluido de perforación**”, incluye: gas, aire, petróleo, agua, y suspensiones coloidales a base de agua y arcilla. Los fluidos usados en la perforación rotatoria son considerados como uno de los factores más importantes para evitar fallas en las operaciones de perforación. Además de su cualidad de transportar ripios a la superficie, los fluidos de perforación deben cumplir con otras funciones de igual importancia y directamente relacionadas con la eficiencia y economía de la operación de perforación. Los fluidos de perforación deben poseer propiedades físicas y químicas que le permitan adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer las funciones más complejas, por ello se ha requerido que la composición de los fluidos sea más variada y que sus propiedades estén sujetas a mayor control. Esto ha traído como consecuencia el incremento del costo de los fluidos de perforación.

#### 1.1.2 FUNCIONES

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo. Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:



### **1.1.2.1 Retirar los recortes del pozo**

La habilidad para sacar partículas de diversos tamaños fuera del hoyo es una de las funciones más importantes de un fluido de perforación. En la perforación de una formación, los cortes hechos por la broca, o en algunos casos, pedazos de la formación provenientes de las paredes del hoyo al ocurrir algún derrumbe, deben ser continuamente evacuados desde el hoyo hasta la superficie. Una idea de la eficiencia de esta función se obtiene observando en las zarandas la cantidad y forma de los cortes acarreados por el fluido.

### **1.1.2.2 Controlar las presiones de formación**

Otra función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la profundidad vertical verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.

Mantener un pozo “bajo control” se describe como un conjunto de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluye dentro del pozo sin control.

### **1.1.2.3 Suspensión y descarga de recortes**

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. Por tanto, es necesario mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. La suspensión de los recortes requiere fluidos de alta viscosidad con propiedades tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar más eficazmente con fluidos de viscosidad más baja.

Para lograr un control de sólidos eficaz, los sólidos de perforación deben ser extraídos del fluido de perforación durante la primera circulación proveniente del pozo. Al ser circulados de nuevo, los recortes se descomponen en partículas más pequeñas que son más difíciles de retirar.

#### **1.1.2.4 Obturación de las formaciones permeables**

Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un revoque delgado y flexible de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.

En formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación. Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello. Los agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida por filtración.

#### **1.1.2.5 Mantener la estabilidad del agujero**

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades físicas del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. El peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica.

#### **1.1.2.6 Minimización de los daños a la formación**

Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Este daño puede producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación.

Los daños causados por el fluido de perforación ocasionalmente son tan significativos que no se pueda producir el petróleo y/o gas, sin embargo, es prudente tener en cuenta los posibles daños a la formación al seleccionar un fluido para perforar los potenciales intervalos productivos. Fluidos de perforación diseñados para minimizar un problema en particular, fluidos de perforación del yacimiento diseñados especialmente, o fluidos de rehabilitación y completación pueden ser usados para minimizar los daños a la formación.

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

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la broca y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la broca y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. Las brocas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación.

#### **1.1.2.8 Transmisión de la energía hidráulica a la herramienta y a la broca**

El fluido de perforación es un medio para transmitir la potencia hidráulica disponible a través de la broca, ayudando así a perforar la formación y limpiar el fondo del hoyo. La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la broca.

Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca y las herramientas de medición al perforar (MWD) y registro al perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de los jets de la broca para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la broca u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo.

#### **1.1.2.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación**

La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación.

Los registros con cable incluyen la medición de las propiedades eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación, para identificar la litología y los fluidos de la formación, por lo tanto, todos los métodos de evaluación de la formación son afectados por el fluido de perforación. Para un registro con cable óptimo, el lodo no debe ser demasiado denso, debe mantener la estabilidad del pozo y suspender cualesquier recortes o derrumbes.

#### **1.1.2.10 Control de la corrosión**

Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo.

En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros de las herramientas de fondo.

#### **1.1.2.11 Facilitar la cementación y la completación**

Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento.

El desplazamiento eficaz del lodo requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el lodo además de tener una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas, sea compatible químicamente con los aditivos usados en el proceso de cementación.

#### **1.1.2.12 Minimizar el impacto al ambiente**

Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables. La optimización en el uso de un fluido de perforación conlleva una reducción de los volúmenes de efluentes a ser tratados.

### **1.1.3 PROPIEDADES**

Durante la perforación de un pozo petrolero es de suma importancia el control de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación. Estas propiedades deben ser controladas de tal forma que el lodo proporcione un trabajo eficiente cumpliendo con las funciones antes mencionadas. Las propiedades sobre las cuales se ejerce un control son:

#### **1.1.3.1 Densidad**

Es una de las principales propiedades del lodo, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación. Adicionalmente, mantiene estables las paredes del hoyo al transmitir la presión requerida por las mismas.

Para efectos prácticos, la densidad significa el peso por volumen unitario y se mide pesando el lodo. El peso del lodo se puede expresar como gradiente de presión hidrostática en lb/pulg<sup>2</sup> por 1.000 pies de profundidad vertical (psi/1.000 pies), como densidad en lb/gal, lb/pie<sup>3</sup>, o como Gravedad Específica (SG).

### **1.1.3.2 Reología**

Es el estudio que trata de la deformación y del flujo de la materia. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones incluyendo temperatura, presión y velocidad de corte.

La información dada por las medidas reológicas efectuadas a un fluido de perforación incluyen: la densidad equivalente de circulación (ECD), hidráulica y eficiencia en la limpieza del hoyo, presión de surgencia y suabeo, pérdidas de presión en el sistema y presión requerida para romper la circulación.

#### ***1.1.3.2.1 Viscosidad***

Viscosidad es el término reológico más conocido. En su sentido más amplio, la viscosidad se puede describir como la resistencia que presenta una sustancia al flujo. En el campo petrolífero, los términos a continuación se usan para describir la viscosidad y las propiedades reológicas del fluido de perforación.

#### ***1.1.3.2.2 Viscosidad de embudo***

La viscosidad de embudo se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las características de flujo de un fluido. Se usa en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido. Se aplica una regla con los fluidos base arcilla: se controla un valor de viscosidad de embudo de hasta cuatro veces superior o menos, a la densidad del fluido en lb/gal.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> MI. SWACO (2000) Manual de fluidos de perforación. Houston. Capítulo 5, página 5.2

El valor de la viscosidad de embudo se obtiene con el viscosímetro de Marsh, representa el tiempo que tarda en pasar un cuarto (946 ml) de fluido desde el embudo hacia un vaso receptor y se reporta en seg/qt (segundos por cuarto de galón).

#### ***1.1.3.2.3 Viscosidad efectiva***

La viscosidad de un fluido no newtoniano cambia con el esfuerzo de corte. La viscosidad efectiva ( $\mu_e$ ) de un fluido es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas. Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la presión y la temperatura. A veces la viscosidad efectiva también es conocida como viscosidad aparente (VA). La viscosidad aparente está dada por la indicación del viscosímetro de lodo a 300 RPM o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM y se reporta en centipoises (cp).

#### ***1.1.3.2.4 Viscosidad plástica***

Se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica. La viscosidad plástica (VP) es afectada principalmente por:

- La concentración de sólidos.
- El tamaño y la forma de los sólidos.
- La viscosidad de la fase fluida.
- La presencia de algunos polímeros de cadena larga como hidroxietilcelulosa (HEC) o carboximetilcelulosa (CMC).

La viscosidad plástica (VP) se reporta en centipoises (cp) y se calcula a partir de los datos del viscosímetro de lodo restando la indicación del viscosímetro de lodo a 600 rpm menos la indicación del mismo a 300 rpm.

#### ***1.1.3.2.5 Punto cedente***

Es el componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación debida a las fuerzas electroquímicas o de atracción de un fluido.

Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. Depende de:

- Las propiedades superficiales de los sólidos del fluido
- Concentración volumétrica de los sólidos
- Ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido.)

El punto cedente es usado frecuentemente como indicador de su capacidad de suspender el material densificante y retirar los recortes del pozo. La capacidad de un fluido para suspender la barita depende más de los esfuerzos de gel, de la viscosidad a baja velocidad de corte y de la tixotropía de un fluido. Se reporta en libras por cien pies cuadrados ( $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ ) y se calcula a partir de los datos del viscosímetro de Fann (VG) con la lectura de 300 rpm menos el valor de la viscosidad plástica (VP o YP).

#### *1.1.3.2.6 Tixotropía y esfuerzos de gel*

La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. La mayoría de los fluidos de perforación base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida.

El esfuerzo de gel, como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado a una baja tasa de corte luego de que el fluido ha estado estático por un cierto periodo de tiempo. Los esfuerzos de gel es una de las propiedades importantes ya que demuestra la habilidad del fluido para suspender los sólidos de perforación y material pesante cuando la circulación en el pozo se ha detenido. Las indicaciones de esfuerzo de gel son tomadas con el viscosímetro FANN (VG) a intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos y se reportan en unidades:  $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$  (libras por cada 100 pies cuadrados).



### 1.1.3.3 Química del agua

El conocimiento de la química del agua de un lodo es esencial en el diagnóstico y tratamiento de los problemas que puede presentar el mismo. Un lodo es básicamente una dispersión de sólidos en agua con compuestos químicos, orgánicos e inorgánicos agregados con el fin de otorgarle propiedades específicas a la suspensión. Los sólidos de arcilla son el factor que más influencia en las propiedades físicas de un lodo, y el ambiente químico al cual están expuestos es crítico para su desempeño. Las propiedades que normalmente determinan la química del agua son:

#### 1.1.3.3.1 pH y alcalinidad

El pH es una medida del carácter ácido o básico relativo de una solución. Es un valor representativo de la concentración de iones hidrógeno presentes en un líquido. Se usa para indicar la acidez o basicidad de un fluido de perforación especialmente de los fluidos base agua. El pH se presenta como un valor numérico comprendido entre 0-14. Fluidos con un pH arriba de 7 son considerados alcalinos y menores que 7 son ácidos.

En el fluido de perforación, existen tres componentes químicos principales relacionados con la alcalinidad de un lodo, estos son iones bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ), iones hidroxilo ( $\text{OH}^-$ ) e iones carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ). Las valoraciones de alcalinidad determinan las concentraciones de  $\text{OH}^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$  y  $\text{CO}_3^{2-}$ .

En la ingeniería de lodos, la alcalinidad de fenolftaleína (P) es indicada por el número de milímetros de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  (0,02 N) en lodos base agua requeridos para valorar un milímetro de filtrado (Pf) o lodo (Pm), reduciendo el pH hasta 8,3. La alcalinidad de filtrado de anaranjado de metilo (Mf) mide el ácido requerido para reducir el pH hasta 4,3.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> MI. SWACO (2000) Manual de fluidos de perforación. Houston. Capítulo 4, página 4.19

#### ***1.1.3.3.2 Cloruros***

La salinidad es otra parte importante de la química del agua de un lodo. Los cloruros provienen de la sal en las formaciones. La cantidad de cloruros debe ser monitoreada constantemente, cualquier cambio en el contenido de cloruros, puede ser una indicación de estar perforando dentro de una formación salina o que existe un influjo de agua del reservorio. Para determinar la concentración de iones cloruro, se realiza una titulación del filtrado con una solución de nitrato de plata y se reporta como concentración de cloruro en miligramos por litro (mg/l) o como concentración de cloruro de sodio (NaCl) en miligramos por litro (mg/l).

#### ***1.1.3.3.3 Dureza***

Es una medida de la cantidad de iones de calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) y Magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ) presentes en un lodo base agua. Los iones de calcio o magnesio tienen un efecto pronunciado en el comportamiento de las arcillas. Estos iones reemplazan a los iones de sodio de las arcillas aumentando el grado de hidratación y promueven la floculación y aglomeración de las partículas de arcilla. Esto conduce a un incremento en el punto cedente, el esfuerzo de gel y disminución de hidratación en el lodo. Muchos de los agentes de tratamiento orgánicos son también sensibles a las concentraciones de calcio y magnesio. El total de iones solubles de ambos elementos es obtenido mediante titulación con la solución estándar de Versenato y se reporta en miligramos por litro (mg/l) de calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), que incluye el contenido de iones de ambos elementos (calcio y magnesio).

#### ***1.1.3.4 Contenido de sólidos y líquidos***

Los sólidos en un fluido de perforación pueden ser clasificados en dos categorías: sólidos deseables y sólidos indeseables. Los primeros son agregados intencionalmente con el fin de darle al fluido las características de densidad y viscosidad requeridas durante la perforación. El otro tipo de sólidos son aquellos que resultan de la perforación (sólidos perforados), éstos afectan de manera negativa el rendimiento del fluido y se consideran como contaminantes. La remoción de sólidos es uno de los más importantes aspectos en el sistema de

control de sólidos, ya que tiene un impacto directo sobre la eficacia de la perforación. El fluido de perforación también contiene distintos tipos de líquidos que pueden ser: agua, lubricantes o hidrocarburos incorporados al atravesar formaciones productoras.

#### ***1.1.3.4.1 Prueba de la retorta***

La prueba de la retorta determina la cantidad (en porcentaje) de sólidos y líquidos (agua y/o petróleo) contenidos en un fluido de perforación. Para determinar los porcentajes de sólidos y líquidos se utiliza un aparato denominado retorta que consiste de un horno, un cilindro metálico y un condensador. Una muestra de fluido es colocada en el cilindro. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Estos vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado generalmente en porcentajes por lo que los volúmenes de líquido (petróleo y/o aceite) se leen directamente en porcentajes. Los sólidos son determinados restando de 100% el volumen de líquido antes determinado.

#### ***1.1.3.4.2 Prueba de MBT***

La prueba MBT o capacidad de intercambio catiónico es usada para determinar la cantidad de arcilla reactiva (o materiales similares a la arcilla) presente en un lodo base agua. El azul de metileno (un colorante catiónico) es utilizado para esta prueba debido a que magnetiza los iones negativos en la arcilla. Típicamente, la prueba se reporta en términos de la concentración de arcilla reactiva en libras por barril (lb/bbl). Un incremento en el valor de la prueba MBT es un indicativo de que la concentración de sólidos de perforación en el lodo aumenta. Para una operación de perforación óptima el valor del MBT debe ser 15 lb/bbl o menos.

#### **1.1.3.5 Filtración y revoque**

Los fluidos de perforación se componen de una fase líquida y partículas sólidas. La filtración se refiere a la acción mediante la cual la presión diferencial permite que entre la fase líquida del lodo de perforación dentro de una formación

permeable. Durante este proceso, las partículas sólidas son filtradas, formando un revoque. Una de las funciones básicas del fluido de perforación es sellar las formaciones permeables y controlar la filtración (pérdida de filtrado). Con frecuencia se requiere un control adecuado de la filtración y la deposición de un revoque delgado de baja permeabilidad para evitar los problemas de perforación y producción.

La propiedad de filtración o formación de revoque de un lodo es determinada con un filtro prensa, que es un sistema de filtración por presión. Este instrumento consta de una celda de lodo, un regulador de presión con adaptador para cartuchos de CO<sub>2</sub> y un manómetro, todo esto montado en una estructura metálica. En la celda se coloca una malla metálica y por debajo de esta un papel filtro. La celda es llenada con una muestra de fluido. Una vez sellada la celda, el cartucho de CO<sub>2</sub> proporciona una presión determinada a la celda.

A condiciones de temperatura y presión predeterminadas, el espesor de la costra de lodo formada en un papel filtro se indica en 1/32 de pulgada y el resultado del filtrado se registra en mililitros perdidos bajo una presión constante de 100 psi después de 30 minutos.

#### **1.1.3.6 Contenido de arena**

El contenido de arena de un fluido de perforación es el contenido de sólidos abrasivos insolubles rechazados por un entramado de malla 200. Se suele expresar como porcentaje en volumen total de arena en un fluido de perforación.

El equipo necesario para determinar el contenido de arena se compone de una malla 200 de 2.5 pulgadas de diámetro, un embudo de tamaño que se ajusta a la malla y un tubo de vidrio graduado para leer directamente el porcentaje de arena presente en la muestra del fluido. Esta prueba es de tipo elemental debido a que los sólidos retenidos no se componen necesariamente de sílice ni tampoco son totalmente abrasivos.

## **1.2 SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN USADOS EN EP-PETROECUADOR**

### **1.2.1 COMPOSICIÓN DE UN SISTEMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Los programas de fluidos de perforación son diseñados por las contratistas que proveen este servicio de acuerdo a consideraciones técnicas y requerimientos de la operadora para cada pozo a ser perforado; este diseño lo realiza el Ingeniero de Lodos de la empresa de servicios. Una vez que el programa de lodos ha sido generado, debe ser aprobado por el Gerente del Proyecto de la Contratista y posteriormente aprobado por el Gerente del Proyecto por parte de EP-PETROECUADOR en Quito. En estos programas se detallan: datos generales, volúmenes, concentraciones de productos, propiedades estimadas y recomendaciones para cada sección del pozo a perforar. Dichas secciones pueden incluir hoyo superficial, huecos intermedios y la sección de producción. Como se dijo anteriormente un fluido de perforación debe cumplir diferentes funciones para lo cual debe adquirir determinadas características, como por ejemplo, una composición básica de los siguientes productos:

- Viscosificante
- Densificante
- Controlador de filtrado
- Inhibidor/Estabilizador
- Lubricante
- Bactericida

A continuación se describen las funciones que cumplen estos productos dentro de los sistemas de lodo.

#### **1.2.1.1 Viscosificantes**

Los viscosificantes son los productos que dan al fluido de perforación las propiedades reológicas. Se utilizan estos productos para aumentar la viscosidad de los fluidos de perforación y de esta manera mejorar el rendimiento del lodo ya que así se mantiene el pozo limpio, sacando todos los ripios de la perforación.

### **1.2.1.2 Densificantes**

Los densificantes son materiales no tóxicos que se utilizan para incrementar la densidad del fluido y en consecuencia, controlar la presión de la formación y los derrumbes que ocurren en aquellas áreas que fueron activadas tectónicamente. La característica de importancia de los materiales densificantes es su gravedad específica, debido a que a una mayor gravedad específica se tiene una menor concentración de sólidos en el lodo.

### **1.2.1.3 Controladores de filtrado**

Los controladores de filtrado son agentes que disminuyen la cantidad de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el lodo es sometido a una presión diferencial.

### **1.2.1.4 Inhibidores/estabilizadores**

La presencia de lutitas hidratables puede originar serios problemas durante la perforación del hoyo. Para tratar este tipo de formaciones se utilizan agentes especiales para estabilizarlas a través del mecanismo de inhibición de las características de hidratación y la de dispersión de los materiales arcillosos del sistema.

### **1.2.1.5 Lubricantes**

Son aditivos que al ser añadidos al fluido de perforación, lubrican las superficies de contacto entre la sarta y las paredes del pozo cuando están sometidas a condiciones altas de presión.

### **1.2.1.6 Bactericidas**

La mayoría de los fluidos de perforación contienen materiales orgánicos susceptibles a la degradación. Los bactericidas son materiales agregados para controlar la presencia de organismos como bacterias, algas y hongos que pueden existir en los lodos a diferentes concentraciones de pH.

Una vez cubiertos los requerimientos descritos anteriormente, el sistema de fluido debe enfrentar y adaptarse a las diferentes situaciones y problemas durante la perforación, estos son:

- Sólidos
- Temperatura
- Floculación
- Lubricidad

Todos los sistemas de lodos cubren con diferentes aditivos dichos requerimientos. Para la sección de producción, las contratistas proponen sistemas de lodos formulados especialmente para cuidar las formaciones productoras. A continuación se describen los componentes y características de los sistemas de lodos propuestos para perforar esta sección en EP-PETROECUADOR.

### **1.2.2 SISTEMA DE LODO PERFLEX-DRILL IN**

El sistema de fluido PERFLEX DRILL IN está diseñado para perforar las secciones intermedias y de producción. Específicamente para la sección de 8½ la formulación del fluido se realiza con los siguientes productos:

#### **1.2.2.1 BIOLOSE (Polímero modificado)**

Es un almidón modificado, un complejo de polisacáridos que se usa para controlar la cantidad del filtrado (es decir, mantenerlo dentro del valor programado) en fluidos base agua. No contiene ningún biocida, es resistente a la degradación bacteriana y es efectivo en amplio rango de valores de pH. El BIOLOSE forma una barrera alrededor de las formaciones perforadas de manera que evita la invasión del fluido dentro de la formación.

#### **1.2.2.2 CaCO<sub>3</sub> A100/HIGH MIX (Carbonato de Calcio)**

El carbonato de calcio se usa como material densificante y de puenteo para formaciones permeables de baja presión. Sella las formaciones, es decir, las gargantas porales para disminuir la invasión del fluido y el daño de formación.

La distribución granulométrica del carbonato de calcio se diseña específicamente para cubrir los requerimientos de puenteo de las formaciones que se perforan.

#### **1.2.2.3 CLAYTROL (Sales de Amina en solución acuosa)**

Es una mezcla de aminas anfotéricas primarias, secundarias y cíclicas; contiene ambos grupos básicos (aniones y cationes). Generan una membrana semipermeable alrededor de los cortes de perforación disminuyendo su hidratación, además se adhiere a las superficies metálicas del ensamblaje de fondo para evitar el embolamiento.

#### **1.2.2.4 MIL PAC R/LV (Carboximetilcelulosa Sódica)**

Polímero modificado que controla la cantidad de filtrado del lodo. El polímero se degrada a temperaturas mayores a 163°C. Es resistente al ataque bacteriano, no necesita biocida, sin embargo una exposición prolongada hace que el polímero se degrade. R (regular) tiene un grado de polimerización más alto que LV (low viscosity), por tanto un mayor peso molecular y genera una mayor viscosidad en el fluido. PAC tiene un grado de sustitución más alto que la carboximetilcelulosa (CMC) regular (se la llama celulosa polianiónica).

#### **1.2.2.5 SHAL-PLEX (Inhibidor)**

Complejo de aluminio con una resina altamente soluble en agua. El complejo de aluminio actúa como un estabilizador, disminuyendo la hidratación de la lutita por compensación de cargas sobre la superficie de la arcilla. El compuesto se absorbe por toda clase de arcillas y es compatible con la mayoría de los aditivos usados comúnmente. Con un pH alto (arriba de 9) este compuesto forma aluminatos que sellan las microfracturas de las lutitas causadas por el impacto de la broca de perforación.

#### **1.2.2.6 SODA CAÚSTICA (NaOH)**

Se usa para el control del pH del fluido, es fuente de iones hidroxilo, en el sistema PERFLEX DRIL IN es crítico mantener un pH alto (arriba de 9) para el trabajo



adecuado de algunos de sus componentes como el SHALEPLEX , además de que mantener un pH alto previene la proliferación de bacterias en el sistema que causan el deterioro de los polímeros usados en la formulación del lodo.

#### **1.2.2.7 SULFATROL (Asfalteno)**

Asfalto sulfatado, inhibidor de lutitas, y reductor del filtrado de alta presión y alta temperatura (HPHT). Los asfaltos humectan las superficies de las microfracturas y microporos de las lutitas disminuyendo su interacción con el fluido de perforación.

#### **1.2.2.8 XANPLEX (Goma Xántica)**

Polímero de origen natural (aunque producido artificialmente). Una pequeña cantidad es requerida para otorgar al fluido las propiedades de viscosidad y geles para la suspensión de sólidos y limpieza del hoyo.

El producto es susceptible a degradación por bacterias, requiere el uso de bactericida. Con pH debajo de 10 la goma es sensible al calcio y puede precipitar, es decir, requiere estar en un medio alcalino.

A una concentración determinada del polímero (0.7 lb/bbl aproximadamente), se forman enlaces de hidrógeno entre las ramificaciones del mismo, resultando en una red compleja y enredada de moléculas débilmente enlazadas. Sin embargo, las interacciones electrostáticas son débiles, y cuando se aplica un esfuerzo de corte al sistema, las fuerzas de atracción que mantienen unidos a los polímeros no son lo suficientemente fuertes, provocando una separación de los polímeros.

#### **1.2.2.9 MIL LUBE (Lubricante)**

Una mezcla de surfactantes orgánicos y compuestos modificados de ácido graso. Reducen el torque y arrastre del ensamblaje de fondo. Se adhiere a las paredes metálicas formando una película que impide que los sólidos se adhieran y acumulen alrededor de la broca.

### **1.2.3 SISTEMA DE LODO KLASTOP**

El sistema de fluido KLASTOP está diseñado para la perforación de las secciones intermedias y de producción en EP-PETROECUADOR. Para la sección de 8½ pulgadas, la formulación contiene los componentes que se describen a continuación.

#### **1.2.3.1 DUOTEC (Goma Xántica)**

Usado como viscosificante, le otorga las propiedades tixotrópicas al fluido. Es un polisacárido (biomolécula compuesta de monosacáridos). Es propenso a degradación por presencia de bacterias, requiere de un biocida. A una concentración determinada del polímero (0.5 lb/bbl aproximadamente), se forman enlaces de hidrógeno entre las ramificaciones del mismo, resultando en una red compleja y enredada de moléculas débilmente enlazadas.

#### **1.2.3.2 POLYPAC UL/R (Carboximetilcelulosa Sódica)**

Celulosa polianiónica. Se usa como controlador de filtrado. Las cargas aniónicas en su superficie mantienen al polímero completamente extendido dentro del fluido, aumentando la viscosidad del mismo, dificultando la invasión del fluido hacia la formación.

La diferencia entre UL (ultra low) y R (regular) es el grado de polimerización (GP). El GP se refiere al número de veces que se repite la estructura de anillo de un polímero. R tiene un GP más alto que UL, con un peso molecular mayor y por tanto, provoca un mayor aumento de la viscosidad.

#### **1.2.3.3 UNITROL (Polímero Modificado)**

Es un almidón modificado, un complejo de polisacáridos que se usa para controlar la cantidad del filtrado (menor a 6cc) en fluidos base agua. Es resistente a la degradación bacteriana y es efectivo en amplio rango de valores de pH. Forma una película sobre las paredes activas del pozo (paredes con arcillas reactivas) disminuyendo el volumen de filtrado del lodo.

#### **1.2.3.4 SODA CÁUSTICA (NaOH)**

Usada como fuente de iones hidroxilo para control del pH en el sistema KLASTOP. El mantener la alcalinidad del fluido (un pH alto) impide que el fluido sea propenso a un ataque bacteriano y previene la degradación prematura de los polímeros que hacen parte de la formulación del sistema.

#### **1.2.3.5 SACK BLACK (Asfalto natural)**

Es una gilsonita soluble en agua. Gilsonita es el nombre comercial de un mineral de origen natural. Es un hidrocarburo resinoso similar en apariencia al asfalto derivado del petróleo, pero con características distintas.

Su apariencia es similar a la obsidiana y muy fácil de hacer polvo, está compuesto de hidrocarburos muy pobres en oxígeno y parafinas cristalizables de alto peso molecular.

Los asfaltenos (insolubles en agua) humectan las superficies de microporos y microfracturas presentes en las lutitas impidiendo su interacción con el agua del fluido de perforación.

#### **1.2.3.6 MYACIDE (Bactericida)**

Un di-aldehído ( $\text{CHO}(\text{CH}_2)_3\text{CHO}$ ) conocido como Glutarol, es corrosivo al metal (por lo que se usa en concentraciones menores a 0.65 lb/bbl). Es utilizado como aditivo en los fluidos de perforación para eliminar bacterias y proteger a los aditivos propensos a degradación.

#### **1.2.3.7 CARBONATO DE CALCIO $\text{CaCO}_3$**

La adición de carbonato de calcio en el sistema KLASTOP se realiza de acuerdo a la distribución granulométrica programada para sellar las gargantas porales de las formaciones permeables a ser perforadas. Para la sección de producción se convierte además, en densificante.

#### **1.2.3.8 DRILL ZONE (Lubricante)**

Es una mezcla de agentes tensioactivos. Reduce la fricción, se adhiere al metal ayudando a que los sólidos resbalen a través del ensamblaje de fondo mejorando la rata de penetración. Compuesto de hidrocarburos asfálticos, ésteres (le da cierta solubilidad en agua), ácidos grasos derivados de aminas (adhesión al metal), y alcohol oxietilado (surfactante).

#### **1.2.3.9 EMI 933 (Inhibidor)**

Químicamente pertenece al grupo amida, compuestos extremadamente polares, capaces de formar puentes de hidrógeno, se adhieren a la superficie de las lutitas reduciendo su hidratación.

### **1.2.4 SISTEMA DE LODO MAX DRILL G**

Este sistema, diseñado para las secciones intermedia y productora, presenta la composición que se describe a continuación.

#### **1.2.4.1 STARDRILL (Almidón modificado)**

Su eficiencia está en el control de pérdida de fluido. Se puede aplicar en concentraciones de acuerdo a lo requerido para cada sistema de fluidos (para la sección de 8 1/2"). La asociación de STARDRILL con bentonita y otros polímeros refuerzan las propiedades de un fluido de perforación que proporciona una excelente costra para evitar que el lodo se pierda por filtración.

#### **1.2.4.2 SODA CÁUSTICA (NaOH)**

Es usada para controlar el pH en la mayoría de fluidos de perforación base agua, dicho control del hidróxido depende del pH del lodo antes de añadir soda y la cantidad de contaminantes encontrados.

También es usada para incrementar la solubilidad de los dispersantes. Manteniendo el pH moderadamente alto es una ayuda en el control de corrosión.

#### **1.2.4.3 QSTOP FINE**

Es una mezcla específica de micro fibras de celulosa orgánica, combinada con polímeros orgánicos e incrementadores de lubricidad. Controla la pérdida de fluido hacia la formación, sella las zonas de baja presión y restringe el flujo hacia zonas vacías.

#### **1.2.4.4 MAXDRILL**

Es un inhibidor de arcillas basado en polímeros que se utiliza en los fluidos de perforación base agua. Posee un fácil intercambio iónico, lo que permite la sustitución fácil en los sitios de intercambio del ion sodio impidiendo la hidratación de la arcilla. Cuando se realiza la prueba de succión capilar se pueden observar las propiedades de inhibición de arcilla por el MAXDRILL.

Este aditivo puede actuar en concentraciones muy bajas de hasta un 0.005%. MAXDRILL está diseñado para un rango de pH menor a 10.5, teniendo su mayor efectividad en un pH desde 8 a 9. Se puede utilizar en concentraciones de 0.3 a 0.6 de gl/bbl del producto.

#### **1.2.4.5 LIPCIDE G-2 (Biocida)**

Es un biocida de gran efectividad contra varios tipos de microorganismos encontrados en operaciones petroleras, incluyendo bacterias sulfato-reductoras, bacterias de limo, bacterias aeróbicas y otras. Además, se usa en el tratamiento o prevención del crecimiento bacterial en los sistemas de lodo base agua.

#### **1.2.4.6 KELZAN XCD (Goma Xántica)**

Es un viscosificador de lodos de base agua salina y dulce. Es una goma xántica biopolimérica de alto peso molecular. En pequeñas cantidades proveen altos puntos de cedencia y bajas viscosidades plásticas, siendo estable a una temperatura de 150°C. Las concentraciones normales están en el rango de 0.25 a 1 kg/m<sup>3</sup>. Por experiencias en pozos perforados estas concentraciones pueden ser incrementadas de acuerdo con la capacidad de transporte deseada.

#### **1.2.4.7 GLYMAX LMW (Glicol de polietileno de alta densidad)**

Es un polímero mejorado para sistemas base agua, el cual posee tecnología de poli glicoles. Se utiliza en sistemas de glycol con alta saturación y se puede emplear en pozos con temperaturas de formación altas. También conocido como óxido de etileno, es un poliéster con muchas aplicaciones industriales. La aplicación depende del peso molecular del polímero. Es un inhibidor de lutitas y provee estabilidad del pozo y lubricación. Su aplicación se realiza en las paredes del pozo con una buena estabilidad en temperaturas y presiones altas, un alto grado de inhibición de lutitas, control de pérdida de fluido y lubricación.

#### **1.2.4.8 CAMIX (Carbonato de Calcio)**

Usado como densificante en el sistema para la perforación de las zonas productoras.

#### **1.2.4.9 Q LUBE (Lubricante)**

Es un lubricante usado donde las situaciones de torque, arrastre y pega diferencial requieren ser evitadas, como por ejemplo, en pozos altamente desviados con alta diferencial de presión. Su composición química comprende aditivos poliméricos seleccionados y concentrados. Previene la adherencia de recortes en la tubería, resiste contaminaciones y es muy estable a temperaturas superiores de 450°C.

### **1.2.5 SISTEMA DE LODO BARADRILL IN**

BARADRILL IN es el nombre que recibe este sistema de fluido preparado para la perforación de las zonas productoras en EP-PETROECUADOR, los productos que lo conforman son:

#### **1.2.5.1 AQUAGEL G.S**

AQUAGEL G.S (Bentonita de Wyoming de sodio) de alto rendimiento, no contiene aditivos de polímeros o tratamientos químicos de ningún tipo. Es una arcilla tipo

malla 200 que se puede agregar directamente al fluido de perforación. Funciona como viscosificador y reductor de filtrado mediante la formación de una costra fina de baja permeabilidad en sistemas de fluidos de perforación de agua dulce. Mejora la capacidad de limpieza del agujero, promueve la estabilidad del pozo en formaciones poco consolidadas, desarrolla la estructura de gel para la suspensión de los recortes y proporciona la lubricidad de los fluidos de perforación.

#### **1.2.5.2 BARAZAN D PLUS (Goma Xántica)**

BARAZAN D PLUS es un viscosificador, se utiliza en agua dulce, agua de mar y salmueras monovalentes. Barazan D viscosificador PLUS es tratado con un dispersante, tiene la propiedad de suspender los materiales de peso en agua dulce y salada.

#### **1.2.5.3 BAROLUBE GOLD SEAL (Lubricante)**

Es una mezcla de surfactantes y lubricantes. Esta mezcla concentrada de aditivos puede proporcionar una óptima presión y extrema lubricidad de la perforación (metal-formación) sin tener un efecto negativo en las propiedades de los fluidos de perforación. BARO-LUBE Gold Seal es soluble en agua, no forma un brillo y es biodegradable.

#### **1.2.5.4 CLAYSEAL PLUS (Amina)**

Poliamina utilizada para inhibir la hidratación de arcillas reactivas y las formaciones de esquistos. Es eficaz en la mayoría de los fluidos de perforación a base de agua dulce y salmueras de alta salinidad, es adecuado para utilizar hasta temperaturas de 400 °F (204 °C). CLAYSEAL PLUS funciona mejor en un rango de pH de 7 a 10, pero también es efectivo en líquidos a base de cal. CLAYSEAL ayuda a mejorar la remoción de sólidos de perforación.

#### **1.2.5.5 PAC HV/LV (Celulosa polianiónica)**

PAC HV/LV se utilizan para la inhibición, el control de la pérdida de agua, y la viscosidad de los lodos a base de agua. Además, están formulados para prevenir

la formación de grumos en los ojos de pescado cuando existe una mezcla de malas condiciones. PAC HV/LV está diseñado para su uso como un polímero de fluido de perforación para aumentar la estabilidad del pozo, reología, control de la pérdida de líquidos y para la inhibición.

#### **1.2.5.6 CARBONATO DE CALCIO (CaCO<sub>3</sub>)**

El carbonato de calcio es un agente de puenteo y densificante soluble en ácido utilizado para controlar el filtrado y la densidad. Puede emplearse en fluidos de perforación base aceite y base agua convencionales, así como en fluidos de reparación y terminación.

El carbonato de calcio F (fino) se utiliza como agente densificante estándar. El carbonato de calcio M (mediano) y el carbonato de calcio C (grueso) se emplean para controlar la filtración y puenteo, o pueden utilizarse como material densificante con un mayor tamaño de partículas.

#### **1.2.5.7 DEXTRID (Almidón de papa)**

Es un almidón modificado que ayuda a proporcionar un control de filtración con la acumulación de viscosidad mínima en los fluidos de perforación base agua. A través de su mecanismo de capa, DEXTRID ayuda a reducir la dispersión de las partículas de arcilla y estabilizar las formaciones reactivas. Entre las funciones que posee DEXTRID, se puede mencionar: reducir de la tasa de filtración sin aumentar significativamente la viscosidad del fluido, promover la estabilidad del pozo en formaciones sensibles y mejorar la recuperación de núcleos.

#### **1.2.5.8 FILTER – CHEK (Almidón modificado)**

FILTER-CHEK es un polímero naturalmente modificado que reduce la pérdida de filtrado en la mayoría de perforaciones con fluidos a base de agua y a temperaturas de 300 °F (149 °C). No aumenta la viscosidad del fluido de manera significativa, también se puede utilizar para encapsular recortes de perforación para reducir la dispersión de las partículas de arcilla reactivas.



#### **1.2.5.9 ALDACIDE G (Glutaraldehido)**

Es un biocida conveniente en la utilización de los fluidos de perforación base agua, es eficaz contra bacterias aeróbicas y anaeróbicas y es compatible con todo tipo de salmuera.

#### **1.2.5.10 SODA CÁUSTICA (NaOH)**

La SODA CÁUSTICA se utiliza en los lodos base agua como una fuente de iones de oxidrilo para controlar el pH. SODA CÁUSTICA, álcali y lejía son nombres comunes del hidróxido de sodio (NaOH). Tiene una base fuerte que es extremadamente soluble en agua y se disocia convirtiéndose en sodio (Na) e iones de oxidrilo (OH) en solución.

#### **1.2.5.11 STEEL SEAL (Material de pérdida de circulación)**

Material a base de grafito angular, cuyas propiedades le permiten comprimirse dentro de las gargantas porales y luego expandirse una vez dentro de ellas para sellarlas sin un aumento en el diferencial de presión. Aumenta la lubricidad de los fluidos base agua con concentraciones muy bajas, además no altera las propiedades reológicas, incluso en concentraciones altas.

### **1.3 PROGRAMAS DE LODOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EP-PETROECUADOR.**

Las tablas 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4 muestran un resumen de cada uno de los programas de fluidos de perforación de pozos, propuestos por las diferentes contratistas que prestan este servicio a EP-PETROECUADOR. En estas tablas se detallan: las formaciones a ser perforadas, las profundidades promedios de cada sección perforada, características de la tubería de revestimiento, el sistema de fluido a ser utilizado por cada sección perforada, la formulación de cada sistema, tanto los productos principales como los productos de contingencia y las propiedades del fluido de perforación con las que trabajará cada uno de los sistemas.

Tabla 1.1 PROGRAMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN 1

FORMACIÓN	MIEMBRO	PV pies	INFORMACIÓN GENERAL			
CHALCANA		0,00	<b>PRIMER INTERVALO GEL-POLIMÉRICO-PENETREX</b>			
		<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>		<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>		<b>FUNCIÓN</b>
		DENSIDAD	9.0 - 10.2	lb/gl	Barita	Densificante
		pH	8.0 - 9.0		Ben-Ex	Extendedor de Bentonita
		PV@ °F	5 - 18	cP	Clay Trol	Inhibidor Arcilla
		YP@ °F	8 - 25	lb/100pie2	Descoc CF	Dispersante
		L.G.S	<15	%	Mil-Gel	Viscosificante y control de filtrado
		MBT	< 35	lb/bbl	Mil-Pac R/LV	Control de filtrado
		Filtrado API	NC - <15	cc/30min	New drill	Encapsulador, lubricante e inhibidor
		<b>DIMENSIONES</b>			SAAP	Controlador de Ca++
		DIAM. DE AGUJERO	16	plg	Soda Cáustica	Control de pH
		DIAM. DE REVEST.	13 3/8	plg	Terra Rate	Mejorador de ROP
		P.M.	6060,00	pies	<b>PRODUCTOS DE CONTINGENCIA</b>	
					Bicarbonato de Sodio	Controlador contaminación por cemento
					LC Glide	Reductor de fricción
					LD-9	Antiespumante
					Ligco	Dispersante
			Mil-Lube	Lubricante, reductor de fricción		
			Pronto Plug	LMC		
			Rice Hulls	LMC		
			Shale Plex	Estabilizador de lutitas		
			Soda Ash	Controlador Ca++		
			Xanplex D	Viscosificante		
ORTEGUAZA		6060,00	<b>SEGUNDO INTERVALO PERFLEX</b>			
		<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>		<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>		<b>FUNCIÓN</b>
		DENSIDAD	9.0-10.4	lb/gl	Barita	Densificante
		pH	10.2-10.5		CaCO3A100	Agente de Punteo
		PV@ °F	12-25.	cP	Milpac LV/R	Viscosificante y control de filtrado
		YP@ °F	15-26	lb/100pie2	New-Drill	Inhibidor de Arcilla
		L.G.S	<12	%	Shale Plex	Estabilizador de lutitas
		MBT	<25	lb/bbl	Soda Cáustica	Control de pH
		Filtrado API	<8	cc/30min	Terra Rate	Mejorador de ROP
		<b>DIMENSIONES</b>			Xanplex D	Viscosificante
		DIAM. DE AGUJERO	12 1/4	plg	<b>PRODUCTOS DE CONTINGENCIA</b>	
		DIAM. DE REVEST.	13 3/8	plg	Soda Ash	Controlador Ca++
		P.M.	9880,00	pies	Descoc CF	Dispersante
					Ligco	Dispersante
					LD-9	Antiespumante
					Bicarbonato de Sodio	Controlador de cemento
					Mil-Lube	Reductor de fricción, lubricante
			Solutlake F/M/G	LCM		
			Pronto Plug	LCM		
			Kwick Seal	LCM		
			LC Glide	Reductor de fricción		
			Sulfatrol	Estabilizador de lutitas		
			Chemtrol X	Dispersante/controlador de filtrado		
TIYUYACU		9880,00	<b>TERCER INTERVALO GEL-BEN-EX</b>			
		<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>		<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>		<b>FUNCIÓN</b>
		DENSIDAD	10,1 - 10,4	lb/gl	Biolose	Control de filtrado
		pH	10 - 10,5		CaCO3A100/High Mix	Densificante
		PV@ °F	12 - 25	cP	Clay Trol	Inhibidor de Arcilla
		YP@ °F	20 - 26	lb/100pie2	Mil-Pac R/LV	Control de filtrado
		MBT	<15	lb/bbl	Shale Plex	Estabilizador de lutitas
		LGS	<8	%	Soda Cáustica	Control de pH
		Filtrado API	cc/30 min	<6	Sulfatrol	Estabilizador de lutitas
		<b>DIMENSIONES</b>			Xanplex	Viscosificante
		DIAM. DE AGUJERO	8 1/2"	plg	<b>PRODUCTOS DE CONTINGENCIA</b>	
		DIAM. DE REVEST.	7	plg	Bicarbonato de Sodio	Controlador de cemento
		P.M.	11533,00	pies	Chemtrol X	Control de filtrado
					LC Glide	Reductor de fricción
					LD-9	Antiespumante
					MilCarb	LCM
					Mil-Lube	Reductor de fricción
			Soda Ash	Controlador de Ca++		
			Solutlake F/M/G	LCM		
TENA						
BASAL TENA						
NAPO						
HOLLÍN	SUPERIOR					
HOLLÍN	INFERIOR					
		11533,00				

FUENTE: Mud program Drago 5D

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Tabla 1.2 PROGRAMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN 2

FORMACIÓN	MIEMBRO	PV pies	INFORMACIÓN GENERAL					
CHALCANA		0,00	<b>PRIMER INTERVALO</b>					
			<b>LODO NATIVO - DISPERSO</b>					
			<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>		<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>	<b>FUNCIÓN</b>		
			DENSIDAD	8.7 - 10.3	lb/gl	Bentonita	Viscosificante	
			VISCOSIDAD	27 - 40	seg/qt	Soda ash	Agente alcalino	
			pH	7.0 - 8.2		Drillzone	Lubricante	
			PV@ °F	5 - 15	cP	Thanathin	Dispersante	
			YP@ °F	8 - 15	lb/100pie2	Thinsmart	Dispersante	
			FILTRADO	N/C	%	SAAP	Dispersante	
			SÓLIDOS PERFORAD	< 10	%	Barita	Densificante	
ORTEGUAZA			MBT	N/C	lb/bbl	<b>PRODUCTOS DE CONTINGENCIA</b>		
			CALCIO	< 200	mg/L	MI-GEL	Viscosificante	
			<b>DIMENSIONES</b>		Super sweep	LCM		
			DIAM. DE AGUJERO	16	plg	Gelex	Floculante	
		5732,00	DIAM. DE REVEST.	13 3/8	plg			
	P.M.	5732,00	pie					
TIYUYACU	CONGLOMERADO SUPERIOR		<b>SEGUNDO INTERVALO</b>					
			<b>KLA STOP</b>					
			<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>		<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>	<b>FUNCION</b>		
			DENSIDAD	9.5 - 10.5	lb/gl	DUOVIS	Viscosificante	
			pH	9.0 - 10.0		POLYPLUS RD	Control de filtrado	
	CONGLOMERADO INFERIOR		PV	15 - 20	cP	Poly Pac UL/R	Control de filtrado	
			YP	15 - 20	lb/100pie2	Soda Cáustica	Agente alcalino	
			FILTRADO	16 - > 8	ml/30 min	DRILL ZONE	Surfactante	
			SÓLIDOS PERFORAD	< 10	%	EMI-933	Inhibidor	
			MBT	< 25	lb/bbl	KLA STOP	Inhibidor	
TENA			CALCIO	< 120	ppm	Sulfato de Potasio	Inhibidor	
			<b>DIMENSIONES</b>		SAPP	Dispersante		
			DIAM. DE AGUJERO	12 1/4	plg	Thinsmart	Dispersante	
			DIAM. DE REVEST.	9 5/8	plg	Sack Black	Estabilizador	
				8337,00	pies	Super Sweep	Viscosificante	
						Soda Ash	Secuestrante Ca	
						Myacide	Biocida	
						CaC03	Material de puenteo	
		BASAL TENA		<b>TERCER INTERVALO</b>				
		NAPO			<b>KLA STOP</b>			
	<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>			<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>	<b>FUNCION</b>			
	DENSIDAD			9,6 - 10,2 - 10,4	lb/gl	DUOVIS	Viscosificante	
	CALIZA M-1					Poly Pac UL/R	Control de filtrado	
	CALIZA M-2			pH	9.0 - 10	Unitrol	Control de filtrado	
	CALIZA A					Soda Cáustica	Agente alcalino	
	ARENISCA U SUP.			PV	15 - 20	cP	EMI-933	Inhibidor
	ARENISCA U INF.			YP	20 - 25	lb/100pie2	Sack Black	Estabilizador
	CALIZA B			FILTRADO	< 5	ml/30 min	Black Fury	Estabilizador
HOLLÍN	SUPERIOR		ARENISCA T SUP.	SÓLIDOS PERFORAD	< POSIBLE	%	Myacide	Biocida
			ARENISCA T INF.	MBT	< 12,5	lb/bbl	CaC03	Densificante
	INFERIOR		CALCIO	< 100	ppm			
		10721		<b>DIMENSIONES</b>				
		DIAM. DE AGUJERO	8 1/2	plg				
		DIAM. DE REVEST.	7	plg				
		P.M.	10721,00	pie				

FUENTE: Mud program Aguatico RW 3D  
 ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Tabla 1.3 PROGRAMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN 3

FORMACIÓN	MIEMBRO	PV pies	INFORMACIÓN GENERAL						
CHALCANA		0,00	<b>PRIMER INTERVALO GEL - QPAC - NITRATO DE CALCIO</b>						
		<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>		<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>		<b>FUNCIÓN</b>			
		DENSIDAD	8.4 - 10.2	lb/gl	Natural Gel	Viscosificante			
		VISCOSIDAD	28 - 45	seg/qt	Nitrato de Calcio	Fuente de calcio			
		pH	8.0 - 9.0		QPAC	Control de filtrado			
		PV@ °F	ALAP	cP	Soda Cáustica	Agente alcalino			
		YP@ °F	4 - 25	lb/100pie2	<b>PRODUCTOS DE CONTINGENCIA</b>				
		ARENA	< 0.5	%	Barita	Densificante			
		S.B.G. CORREGIDOS	< 10	%	Defoam X	Antiespumante			
		MBT	20 - 25 (ALAP)	lb/bbl	Drilling Detergent	Surfactante			
		CALCIO	1000 - 2000	ppm	Kwik Seal	LCM			
		<b>DIMENSIONES</b>				Lipide G-2	Biocida		
		DIAM. DE AGUJERO	16	plg	Super Sweep	Encapsulador-floculante			
		DIAM. DE REVEST.	13 3/8	plg	Walnut	LCM			
ORTEGUAZA		6064,58	P.M.	6064,58	pie				
TIYUYACU	CONGLOMERADO SUPERIOR	<b>SEGUNDO INTERVALO MAXDRILL G+</b>							
		<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>		<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>		<b>FUNCIÓN</b>			
		DENSIDAD	9.2 - 10.0	lb/gl	Barita	Densificante			
		VISCOSIDAD	30 - 70	seg/qt	Glymax LMW	Estabilizador			
		pH	9.0 - 10.0		Kelzan XCD	Viscosificante			
		6 rpm	7 - 13	lectura	Lipide G-2	Biocida			
	CONGLOMERADO INFERIOR	PV	min. posible	cP	Maxdril	Inhibidor			
		YP	15 - 30	lb/100pie2	QLube	Lubricante			
		FILTRADO	6 - 8	ml/30 min	QStop fine	LCM			
		ARENA	< 0.5	%	Soda Cáustica	A. alcalino			
		S.B.G. CORREGIDOS	< 8.0	%	Stardril	Control de filtrado			
		MBT	<20 (ALAP)	lb/bbl	Synerfloc A25-D				
		CALCIO	<200	ppm					
		<b>DIMENSIONES</b>				<b>PRODUCTOS DE CONTINGENCIA</b>			
DIAM. DE AGUJERO	12 1/4	plg	Bicarbonato de Sodio	Secuestrante Ca					
DIAM. DE REVEST.	9 5/8	plg	Camix	Material de puenteo					
TENA		8988,00			Defoam X	Antiespumante			
					Drilling Detergent	Surfactante			
					QFree	Secuestrante Ca			
					Soda Ash	Agente alcalino			
					Super Sweep	Encapsulador/floculante			
					Walnut	LCM			
			BASAL TENA		<b>TERCER INTERVALO MAXDRILL G+</b>				
			NAPO		<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>				
					DENSIDAD	9.6 - 9.8	lb/gl	Barita	Densificante
					VISCOSIDAD	30 - 70	seg/qt	Glymax LMW	Estabilizador
					pH	9.0 - 9.5		Kelzan XCD	Viscosificante
					6 rpm	7 - 13	lectura	Lipide G-2	Biocida
					PV	min. posible	cP	Maxdril	Inhibidor
					YP	15 - 25	lb/100pie2	QLube	Lubricante
FILTRADO	4 - 6	ml/30 min			QStop fine	LCM			
ARENA	< 0.5	%			Soda Cáustica	Agente alcalino			
S.B.G. CORREGIDOS	< 8.0	%			Stardril	Control de filtrado			
MBT	<20 (ALAP)	lb/bbl			Synerfloc A25-D				
CALCIO	<200	ppm							
<b>DIMENSIONES</b>					<b>PRODUCTOS DE CONTINGENCIA</b>				
DIAM. DE AGUJERO	8 1/2	plg			Bicarbonato de Sodio	Secuestrante de Ca			
DIAM. DE REVEST.	7	plg	Camix	Material de puenteo					
P.M.	10500,28	pie	Defoam X	Antiespumante					
INCLINACIÓN	0,00	grad	Drilling Detergent	Surfactante					
HOLLÍN		10500,28			QFree				
					Soda Ash	Secuestrante de Ca			
					Super Sweep	Encapsulador/floculante			
					Walnut	LCM			

FUENTE: Mud program Drago Este 12D

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 1.4 PROGRAMA DE FLUIDO DE PERFORACIÓN 4**

FORMACIÓN	MIEMBRO	PV pies	INFORMACIÓN GENERAL					
CHALCANA		0,00	<b>PRIMER INTERVALO</b>					
			<b>AQUAGEL</b>					
			<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>		<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>	<b>FUNCIÓN</b>		
			DENSIDAD	8.6 - 10.5	lb/gl	Aquagel	Viscosificador y reductor de filtrado	
			VISCOSIDAD	28 - 60	seg/qt	Barazan D Plus	Viscosificador	
			pH	9.8 - 11		Akaflo-S	Surfactante	
			PV@ °F	5 - 25	cP	Pac Hv/Lv	Inhibidor	
			YP@ °F	5 - 30	lb/100pie2	Carbonato de Calcio	Control de filtrado y densidad	
			ARENA	0 - 0.5	%	Baroid	Densificante	
			L.G.S	0 - 6	%	Lime	Control de pH	
			MBT	N.C	lb/bbl	Dextrid	Control de filtrado	
				<b>DIMENSIONES</b>		Filter - chek	Control de filtrado	
		ORTEGUAZA			DIAM. DE AGUJERO	16	plg	Soda Cáustica
	DIAM. DE REVEST.			13 3/8	plg	X - Tend	Viscosificador	
6209,00	P.M.			6209,00	pies			
TIYUYACU	CONGLOMERADO SUPERIOR		<b>SEGUNDO INTERVALO</b>					
			<b>EZ MUD DP / CLAYSEAL</b>					
			<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>		<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>	<b>FUNCIÓN</b>		
			DENSIDAD	9.5 - 10.4	lb/gl	Barazan Plus	Viscosificador	
			VISCOSIDAD	35 - 70	seg/qt	Barolube Gold Seal	Lubricante	
	CONGLOMERADO INFERIOR		pH	8.5 - 10		Akaflo-S	Surfactante	
			PV@ °F	15 - 30	cP	Clayseal Plus	Inhibidor	
			YP@ °F	15 - 30	lb/100pie2	Pac Hv/Lv	Inhibidor	
			ARENA	0 - 0.5	%	Polyac Plus	Control de filtrado	
			L.G.S	0 - 6	%	Carbonato de Calcio	Control de filtrado y densidad	
TENA			MBT	5 - 25	lb/bbl	Baroid	Densificante	
			<b>DIMENSIONES</b>		Lime	Control de pH		
			DIAM. DE AGUJERO	12 1/4"	plg	Filter - chek	Control de filtrado	
			DIAM. DE REVEST.	9 5/8"	plg	Aldacide G	Control de bacterias	
			P.M.	9307,00	pies	Ez Mud DP	Estabilizador de luttas	
		9307,00				Soda Caustica	Control de pH	
		NAPO			<b>TERCER INTERVALO</b>			
					<b>BARADRIL N</b>			
	<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>			<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>	<b>FUNCIÓN</b>			
	DENSIDAD			9.2 - 9.4	lb/gl	Aquagel G.S	Viscosificador y reductor de filtrado	
CALIZA M-2	VISCOSIDAD			35 - 60	seg/qt	Barazan Plus	Viscosificador	
CALIZA A	pH			8.5 - 9.5		Barolube Gold Seal	Lubricante	
ARENISCA U SUP.	PV@ °F			15 - 25	cP	Clayseal Plus	Inhibidor	
ARENISCA U INF.	YP@ °F			15 - 35	lb/100pie2	Pac Hv/Lv	Inhibidor	
CALIZA B	ARENA			0 - 0.5	%	Carbonato de Calcio	Control de filtrado y densidad	
ARENISCA T SUP	LGS			0 - 6	%	Dextrid	Control de filtrado	
ARENISCA T INF.	MBT			5 - 15	lb/bbl	Filter - chek	Control de filtrado	
HOLLÍN					<b>DIMENSIONES</b>		Aldacide G	Control de bacterias
					DIAM. DE AGUJERO	8 1/2"	plg	Soda Cáustica
			DIAM. DE REVEST.	7	plg	Steel Seal	Lubricante	
		10849,00	P.M.	10849,00	pies			

FUENTE: Mud program Aguatico 13D

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

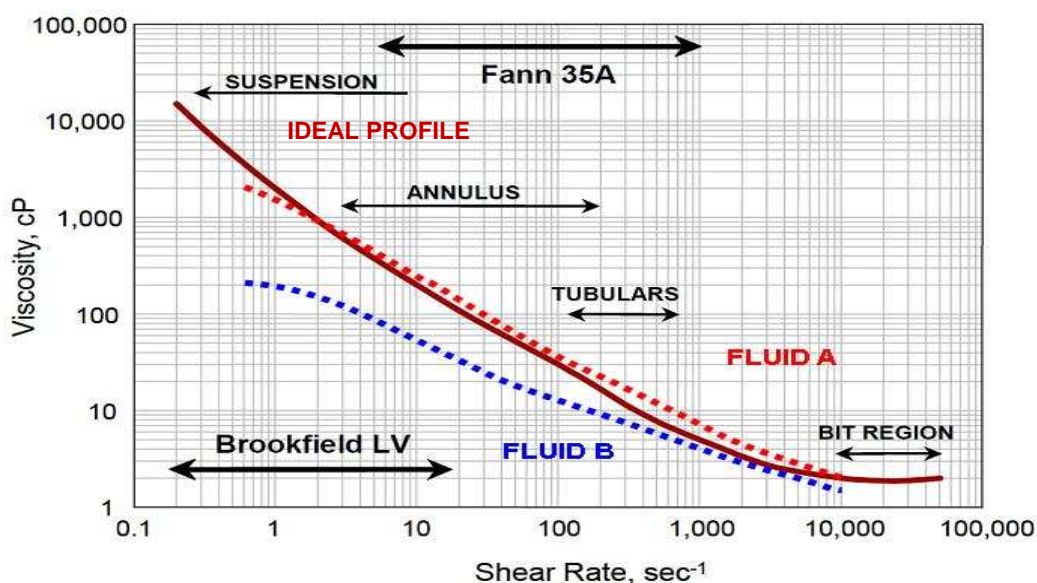
### 1.3.1 SISTEMAS DE FLUIDOS PARA LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN

Un sistema de fluidos para perforar la sección de producción, debe contener en primera instancia un densificante, un viscosificante, un controlador de filtrado, un inhibidor de arcillas y un controlador de alcalinidad; además de esta formulación básica debe ser formulado para resolver problemas como: bajas ROP, sólidos, presencia de calcio, degradación bacteriana, entre otros. A continuación se describen las funciones que cumplen estos productos dentro de cada sistema de lodo.

#### 1.3.1.1 Viscosificantes

Los 4 programas utilizan como viscosificante principal un polímero de origen natural (aunque se produce artificialmente), perteneciente a la familia de los polisacáridos, conocido como goma xántica. Este polímero no tóxico y por lo tanto ambientalmente aceptable, le otorga al sistema un comportamiento pseudoplástico, también es llamado fluido de adelgazamiento por corte (Figura 1.1).

**Figura 1.1** PERFIL DE VISCOSIDAD IDEAL EN EL SISTEMA DE CIRCULACIÓN Y COMPORTAMIENTO DE DOS FLUIDOS. FLUIDO A TRATADO CON GOMA XANTICA. FLUIDO B SIN TRATAMIENTO.



FUENTE: Drilling Fluid Rheology; Technical bulletin  
ELABORADO POR: Kelco Oilfield Group.

Los fluidos que muestran el comportamiento antes mencionado se denominan tixotrópicos. A una concentración determinada del polímero, se forman enlaces de hidrógeno entre las ramificaciones del mismo, resultando en una red compleja y enredada de moléculas débilmente enlazadas. Sin embargo, la naturaleza de estos enlaces hace que las interacciones electrostáticas sean débiles, y cuando se aplica un esfuerzo de corte al sistema, las fuerzas de atracción que mantienen unidos a los polímeros se debilitan y hacen que se separen. La goma xántica es muy propensa a degradación por bacterias.

El sistema “Baradrill” presenta como otro viscosificante a la Bentonita de Wyoming, una arcilla de tamaño fino (coloidal), que desarrolla la estructura de gel necesaria para la suspensión de los recortes.

#### **1.3.1.2 Densificantes**

Las cuatro formulaciones analizadas utilizan como densificante para este intervalo el carbonato de calcio. Para las secciones de producción el carbonato de calcio se usa como material densificante y de puenteo para formaciones permeables de baja presión.

Un agente de puenteo se define como un componente del fluido de perforación o completación cuya función es formar un revoque externo en la cara de la formación permeable para controlar la invasión del filtrado en la zona de interés. Para determinar el tamaño del carbonato de calcio existe una regla recomendada por la empresa MI SWACO: “el tamaño medio de la partícula puede ser estimada para una arena calculando la mitad de la raíz cuadrada de la permeabilidad de la formación en milidarcys”.

El carbonato de calcio medio se usa en fluidos básicos de agua, salmueras o fluidos base aceite, es un material no costoso y es un 98% soluble en ácido clorhídrico. Esta última característica lo convierte en un material favorable para las labores de completación del pozo. El grado más fino del carbonato de calcio se usa como un densificante estándar.

### 1.3.1.3 Controladores de filtrado

- **Almidón**

Los cuatro programas presentan en su formulación el uso de almidón como un controlador de filtrado. El almidón modificado es un complejo de polisacáridos que se usa para controlar el valor del filtrado en fluidos base agua. Recibe el calificativo de “modificado” pues ha sido diseñado para resistir mejor la degradación bacteriana y para ser más soluble en agua que el almidón natural.

Los polímeros no iónicos como este, funcionan a través de su habilidad de hidratación e hinchamiento, mecanismo que desarrolla viscosidad y control de pérdida de filtrado a través de la reducción de la cantidad de agua libre en el sistema y la obturación de los poros del revoque. Almidón de papa se presenta también como controlador de filtrado. Los almidones más económicos y más usados son preparados a partir de maíz o papas, y se puede conseguir con facilidad como almidón amarillo (no tratado).

- **Celulosa Polianiónica**

La celulosa polianiónica también está presente en tres de las cuatro formulaciones como agente controlador del filtrado. Los polímeros aniónicos de cadena recta y peso molecular medio como la celulosa polianiónica (PAC), son los reductores poliméricos más efectivos. Aparentemente funcionan por adsorción sobre los enlaces catiónicos de las partículas de arcilla conectándolas en una red. Reduce el filtrado principalmente encapsulando los sólidos mediante la formación de un revestimiento o una película deformable más grande que reduce la permeabilidad del revoque. Esto último en especial debido al uso de una celulosa polianiónica con un mayor grado de polimerización que le otorga un mayor peso molecular que la celulosa polianiónica regular. Uno de los programas presenta fibras de celulosa de medida controlada como agente controlador de filtrado. Fibra celulosa medida se usa en fluidos básicos base agua salmueras y fluidos básicos oleosos, la mayoría son 40% solubles en ácido y pueden tender a precipitar en ácidos gastados. Se la debería usar solo como último recurso para el control de pérdidas en formaciones productivas que serán acidificadas.



La Tabla 1.5 detalla el desempeño en cuanto a las principales propiedades de algunos polímeros usados en los fluidos de perforación.

**Tabla 1.5 DESEMPEÑO DE ALGUNOS POLÍMEROS USADOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.**

Tipo de polímero	Viscosidad	Control de filtrado	Propiedades de suspensión	Solubilidad en ácido	Estabilidad térmica	Tolerancia de salmuera
HEC (hidroximetilcelulosa)	Excelente	Malo	Malas	Excelente	275° F	Excelente
Goma xántica	Aceptable	Malo	Excelentes	Buena	275° F	Aceptable
CMC	Buena	Bueno	Aceptables	Mala	250° F	Mala
Celulosa polianiónica	Mala	Bueno	Malas	Mala	250° F	Mala
Derivado de almidón	Buena	Bueno	Buenas	Buena	250° F	Buena
GUAR (goma proveniente de una planta)	Excelente	Malo	Malas	Aceptable	250° F	Buena

FUENTE: Reportes CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

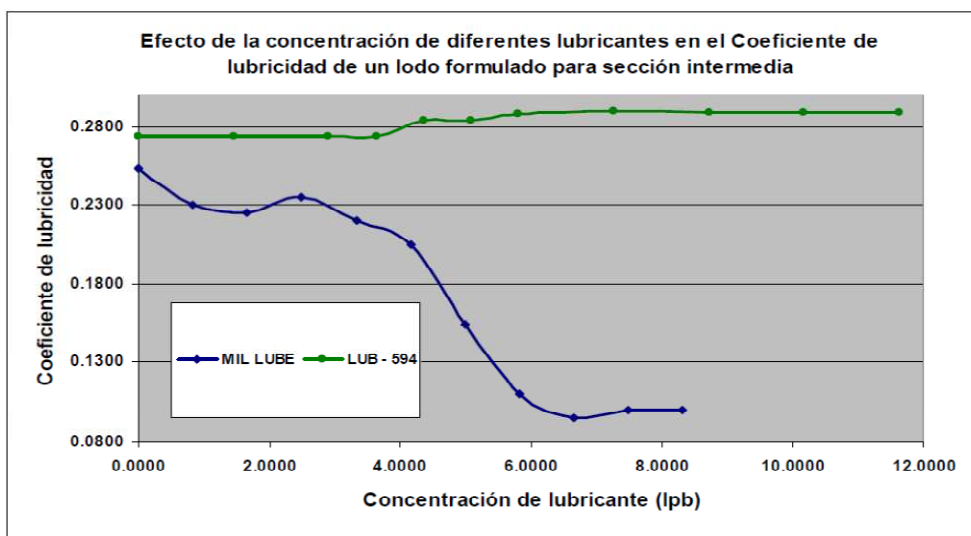
#### 1.3.1.4 Inhibidores/estabilizadores

Los 4 programas presentan químicos de la familia de las aminas como agentes estabilizadores. En la estabilización de las lutitas el polímero aniónico forma coloides protectores al adherirse a las cargas positivas de los bordes expuestos de las partículas de arcilla, así esta capa protectora restringe la interacción de los fluidos con las lutitas e inhibe el hinchamiento de arcillas que causa desprendimiento y dispersión de estas. Los polímeros que aumentan la viscosidad de la fase acuosa también reducen en forma efectiva la invasión del fluido. El sistema "PERFLEX DRILL IN" presenta como estabilizador un complejo de aluminio. Este complejo actúa disminuyendo la compensación de cargas sobre la superficie de la arcilla. Los sistemas Perfex Drill IN y KLASTOP presentan en su formulación asfaltenos como inhibidores de lutitas. Los asfaltenos (insolubles en agua) humectan las superficies de microporos y microfacturas presentes en las lutitas impidiendo su interacción con el agua del fluido de perforación. El sistema MAX DRILL presenta un estabilizador de lutita a base de glicoles. Es un polímero mejorado para sistemas base agua, el cual posee tecnología de poli glicoles. Su aplicación se realiza en las paredes del pozo con una buena estabilidad en temperaturas y presiones altas, un alto grado de inhibición de lutitas, control de pérdida de fluido y lubricación.

### 1.3.1.5 Lubricantes

Los lubricantes son una mezcla de surfactantes orgánicos y compuestos modificados de ácido graso. Reducen el torque y arrastre del ensamblaje de fondo. Se adhiere a las paredes metálicas formando una película que impide que los sólidos se adhieran y acumulen alrededor de la broca. Los cuatro sistemas presentan en su formulación lubricantes que generalmente alcanzan su mayor rendimiento en concentraciones del 1-2% en volumen. La lubricidad de un lodo se puede cuantificar con un ensayo de laboratorio. El ensayo de lubricidad está diseñado para simular la velocidad de rotación del “drill pipe” y la presión que la tubería soporta contra la pared del hoyo. En la figura 1.2 se puede observar los resultados al medir el coeficiente de lubricidad para el sistema PERFLEX DRILL IN.

**Figura 1.2** RESULTADOS DEL ENSAYO DE LABORATORIO PARA MEDIR EL COEFICIENTE DE LUBRICIDAD DEL SISTEMA PERFLEX DRILL IN.



FUENTE: Informe de resultados BHDF, Laboratorio de fluidos Base Coca.

ELABORADO POR: Ing. Diego San Martín.

Para el producto MIL LUBE, lubricante del sistema PERFLEX, se realiza este ensayo observando la disminución de la resistencia friccional (coeficiente de fricción) a medida que aumenta la concentración del lubricante hasta el valor de 6,8 lb/bbl. A partir de este valor de concentración se observa un ligero aumento del coeficiente de fricción y luego se mantiene estable aun con el aumento de la concentración del lubricante.

### **1.3.1.6 Bactericidas**

Un di-aldehído ( $\text{CHO}(\text{CH}_2)_3\text{CHO}$ ) conocido como glutarol es un bactericida de gran efectividad contra varios tipos de microorganismos encontrados en operaciones petroleras, incluyendo bacterias sulfato-reductoras, bacterias de limo, bacterias aeróbicas, anaeróbicas etc. Los almidones y sus derivados se degradan por despolimerización lo cual disminuye su habilidad para controlar la pérdida de filtrado. El almidón se fermenta en azúcares (glucosa), este proceso se acelera por efecto de la temperatura. El uso generalizado de bactericidas en los fluidos con almidón impide el proceso de degradación. Bajo determinadas condiciones, la goma xántica puede sufrir degradación bacteriana a menos que se use un bactericida. El crecimiento microbiano puede resultar en una pérdida de la viscosidad y, por tanto, la funcionalidad del fluido. El bactericida debe ser compatible con el sistema, esto incluye restricciones medioambientales, temperaturas, salinidad, pH, dureza y compatibilidad con ciertos aditivos como absorbentes de oxígeno o reductores de escala. Los bactericidas tienen un tiempo de efectividad limitado por lo que un sistema en reserva debe ser tratado periódicamente.

### **1.3.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS CUATRO SISTEMAS DE LODOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN DE LAS SECCIONES INTERMEDIA Y DE PRODUCCIÓN**

Para realizar un análisis comparativo entre los diferentes sistemas de fluidos de perforación que utiliza EP- PETROECUADOR se ha elaborado la tabla 1.6, la cual detalla los productos presentes en cada sistema, el nombre genérico del producto y la función que este cumple.

Los sistemas a ser comparados, con sus respectivos productos son:

- Sistema de Lodo PERFLEX-DRILL IN
- Sistema de Lodo KLASTOP
- Sistema de Lodo MAX DRILL G
- Sistema de Lodo BARADRILL IN

**Tabla 1.6 COMPARACIÓN DE LAS FORMULACIONES DE LOS CUATRO SISTEMAS DE FLUIDOS "DRILL IN".**

SISTEMAS DE LODOS USADOS EN EP-PETROECUADOR ZONA INTERMEDIA Y DE PRODUCCIÓN					
NOMBRE GENÉRICO DEL PRODUCTO	FUNCIÓN DEL PRODUCTO	PERFLEX DRILL IN (PROGRAMA 1)	KLASTOP (PROGRAMA 2)	MAX DRILL G (PROGRAMA 3)	BARADRILL N (PROGRAMA 4)
ALMIDÓN MODIFICADO	CONTROL DE FILTRADO	BIOLOSE	UNITROL	STARDRILL	FILTER-CHECK
CARBONATO DE CALCIO	DENSIFICANTE-PUENTE	Ca CO3 A100/HI MIX	CARBONATO DE CALCIO	CAMIX	CARBONATO DE CALCIO
AMINAS	ESTABILIZADOR	CLAYTROL	EMI 933	MAX DRILL	CLAYSEAL
CELULOSA POLIANIONICA	CONTROL DE FILTRADO	MIL PAC R/LV	POLYPAC UL/R	-	PAC HV/LV
COMPLEJO ALUMÍNICO	INHIBIDOR	SHAL-PLEX	-	-	-
NaOH	AGENTE ALCALINO	SADA CAUSTICA	SODA CÁUSTICA	SODA CÁUSTICA	SODA CÁUSTICA
ASFALTENO	INHIBIDOR	SULFATROL	SACK BLACK	-	-
GOMA XÁNTICA	VISCOSIFICANTE	XANPLEX	DUOTEC	KELSAN XCD	BARAZAN D PLUS
ÁCIDOS GRASOS, SURFACTANES ORGÁNICOS	LUBRICANTE	MIL LUBE	DRILLZONE	Q LUBE	BAROLUBE GOLD SEAL
GLUTAROL	BACTERICIDA	X-CIDE 102	MYACIDE	LIPCIDE	ALDACIDE G
MICROFIBRAS DE CELULOSA	CONTROL DE FILTRADO	-	-	QSTOP FINE	-
GLICOL DE POLIETILENO	ESTABILIZADOR	-	-	GLYMAX	-
BENTONITA	VISCOSIFICANTE	-	-	-	AQUAGEL
ALMIDÓN DE PAPA	CONTROL DE FILTRADO	-	-	-	DEXTRID
GRAFITO	PUENTE, LCM	-	-	-	STEEL SEAL

FUENTE: Mud Programs, EP-PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

Como se mencionó anteriormente, el lodo para perforar las secciones intermedias y de producción debe estar compuesto por un densificante, un viscosificante, un controlador de filtrado, un inhibidor de arcillas, un controlador de alcalinidad, un bactericida. Todos los sistemas descritos en la tabla 1.6 poseen estos productos, con nombres diferentes que dependen de cada empresa contratista, pero poseen la misma funcionalidad.

## 1.4 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Para permitir la perforación y completación de un pozo, es necesario "delinear" el agujero perforado con tubería de acero (tubería de revestimiento). Una vez que la tubería está en su lugar, el espacio anular es cementado, soportando la tubería de revestimiento y sellando el espacio anular para junto con la tubería de revestimiento:

- Reforzar el agujero.
- Aislar formaciones inestables/fluyendo/bajo-balance/sobre-balance.
- Prevenir la contaminación de reservorios de agua fresca.
- Proveer un sistema de control de presión.

- Confinar y contener fluidos y sólidos producidos por perforación/completación.
- Actuar como conducto para operaciones asociadas (perforación, trabajos con línea de acero, completación y más sartas de revestimiento y tubería) con dimensiones conocidas.
- Sostener el cabezal de pozo y sartas de tubería de revestimiento adicionales.
- Sostener el BOP.

#### **1.4.1 CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

##### **1.4.1.1 Revestimiento conductor**

Es la primera tubería de revestimiento, puede ser hincada o cementada, sirve para sentar al primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación del fluido de perforación. Es la de mayor diámetro que se utiliza en el pozo y sus funciones son:

- Actuar como soporte de las formaciones no consolidadas que se encuentran cerca de la superficie.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación con fluido de perforación.
- Guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del hoyo

##### **1.4.1.2 Revestimiento superficial**

Es la tubería de revestimiento de diámetro inmediato inferior al tubo conductor. Esta proporciona una completa protección durante la perforación, su profundidad de asentamiento se escoge de tal forma que aisle acuíferos someros, así como zonas de pérdida de circulación en especial en pozos desviados, donde la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección de crecimiento de ángulo para prevenir derrumbes de formación. Esta sarta es cementada generalmente hasta la superficie y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas.

#### **1.4.1.3 Revestimiento intermedio o de protección**

Si el pozo es excepcionalmente profundo o se han encontrado problemas severos de perforación, tales como formaciones de presión anormal o zonas de pérdidas de circulación, puede ser necesario colocar una columna intermedia de tubería de revestimiento para aislar, sellando el agujero ampliado o la zona que origina dificultades, su cementación juega un papel muy importante, esto para evitar comunicación detrás del revestidor entre zonas de hidrocarburos y cualquier otro estrato indeseable.

#### **1.4.1.4 Revestimiento de producción**

Una vez que se han colocado todas las columnas de revestimiento necesarias se coloca este revestimiento final a través del cual el pozo será completado, producido y controlado durante toda su vida productiva. Si esta columna se coloca en la parte superior de la formación productora resulta en una terminación a hoyo abierto, si el extremo inferior de esta tubería de revestimiento se coloca abajo del horizonte productor se hace necesario perforar la tubería para permitir la comunicación entre el interior de ella y la formación productora, con esto resulta una terminación con tubería de revestimiento perforada. El revestimiento de producción debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión así como resistir las presiones que se manejarán en el caso de que el pozo se fracture para aumentar su productividad. El término tubería de revestimiento es generalmente aplicado a sartas de tubos que se extienden desde la superficie hacia abajo hasta el extremo inferior del tramo, al que se le llama profundidad de asentamiento.

#### **1.4.1.5 Camisa de producción “LINER”**

El término “liner” se aplica generalmente a tramos de tubo que no llegan a la superficie. Estas camisas pueden servir como revestimiento de producción a través de varios cientos de pies en la parte inferior de un pozo. Esta tubería es colgada a corta distancia sobre la zapata de la tubería de revestimiento previa, extendiéndose hasta la profundidad total del pozo. La longitud de esta tubería

permite cubrir el agujero descubierto quedando una parte traslapada dentro de la última tubería. Se la usa para:

- Economizar costos de la tubería de revestimiento: Debido a la menor cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta superficie.
- Rápida instalación: las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales.
- Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta superficie.
- Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro. Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, se puede utilizar empacadores y tuberías de producción con un área de mayor flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.

#### **1.4.2 ESQUEMAS DE POZOS PERFORADOS EN EP-PETROECUADOR**

El esquema del pozo se refiere al perfil del pozo para llegar hasta la zona de interés. Este diseño dependerá de la forma del reservorio, la accesibilidad, presupuesto de la compañía, tecnología disponible y regulaciones ambientales. En algunos casos, las regulaciones ambientales pueden demandar perforar pozos con perfiles determinados; sin embargo, la estructura del reservorio puede ser muy compleja para ese perfil, por lo cual no se podrían cumplir con estas exigencias ambientales. Durante la campaña de perforación 2008-2010 con el RIG CPEB 70128 se utilizaron 3 esquemas de pozos diferentes con los cuales se perforaron 20 de los 25 pozos que abarca toda la campaña (los cinco restantes no hacen parte del presente estudio por cuanto pertenecen a otro campo y/o diferente esquema).

En la Tabla 1.7 se describen todos los pozos que fueron perforados bajo el Esquema 1 (ordenados en secuencia cronológica de perforación) de la figura 1.3 que representa una perforación de tipo vertical. Usualmente, los pozos exploratorios tienen un perfil vertical. Estos pozos verticales no producen grandes cantidades de hidrocarburos ya que su área de drenaje es muy pequeña.

Hoy en día, es muy importante que los pozos puedan producir grandes volúmenes de hidrocarburos debido a la elevada demanda de los mismos en el mercado.

**Tabla 1.7 POZOS PERFORADOS ESQUEMA 1**

ESQUEMA 1			
<b>POZO:</b>	<b>VHR RW01</b>	<b>POZO:</b>	<b>CUY RW01</b>
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"	REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"
BROCA:	26"	BROCA:	26"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	15'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	10'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 10 3/4"	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 10 3/4"
BROCA:	13 3/4"	BROCA:	13 3/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	3000'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	3044'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"
BROCA:	9 7/8"	BROCA:	9 7/8"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8381'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8522'
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN	FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN
<b>POZO:</b>	<b>VHR 16</b>	<b>POZO:</b>	<b>VHR 20</b>
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"	REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"
BROCA:	26"	BROCA:	26"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	15'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	34'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 10 3/4"	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 10 3/4"
BROCA:	13 3/4"	BROCA:	13 3/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	3236'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	3043'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"
BROCA:	9 7/8"	BROCA:	9 7/8"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8272'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8262'
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN	FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN

FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

En la tabla 1.8 se describen todos los pozos que fueron perforados bajo el Esquema 2 (ordenados en secuencia cronológica de perforación) de la figura 1.4 que representa una perforación direccional tipo S. En este tipo de pozos, la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. La perforación continúa a lo largo de este curso desviado, hasta que se alcanza el desplazamiento lateral deseado; entonces el hoyo se regresa hacia la vertical y se coloca una sarta intermedia de tubería de revestimiento. La perforación se reanuda en el agujero vertical y el agujero permanece vertical hasta que se alcanza la profundidad total. Este patrón es utilizado en pozos profundos, en áreas en las cuales las dificultades con gas, flujo de agua salada, etc. Exigen la colocación de una tubería intermedia, también permite la separación más precisa de los fondos de agujeros en zonas productoras múltiples. Además se perforan este tipo de pozos por requerimientos de espaciamientos de pozos cuando se realizan pozos profundos con un pequeño desplazamiento horizontal.



**Tabla 1.8 POZOS PERFORADOS ESQUEMA 2**

ESQUEMA 2			
<b>POZO:</b>	<b>VHR 22D</b>	<b>POZO:</b>	<b>VHR 21D</b>
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"	REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"
BROCA:	26"	BROCA:	26"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	15'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	40'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"
BROCA:	12 1/4"	BROCA:	12 1/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5106'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	6098'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO
REVESTIMIENTO PRODUCTOR:	CASING 7"	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"
BROCA:	8 1/2"	BROCA:	8 1/2"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8945'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	9016'
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN	FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN
<b>POZO:</b>	<b>VHR 24D</b>	<b>POZO:</b>	<b>VHR 19D</b>
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"	REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"
BROCA:	26"	BROCA:	26"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	15'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	40'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"
BROCA:	12 1/4"	BROCA:	12 1/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5315'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5962'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO
REVESTIMIENTO PRODUCTOR:	CASING 7"	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"
BROCA:	8 1/2"	BROCA:	8 1/2"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	9260'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8670'
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN	FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN
<b>POZO:</b>	<b>CUY 28D</b>	<b>POZO:</b>	<b>VHR 18D</b>
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"	REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"
BROCA:	26"	BROCA:	26"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	40'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	40'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"
BROCA:	12 1/4"	BROCA:	12 1/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5127'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5928'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 7"	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"
BROCA:	8 1/2"	BROCA:	8 1/2"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8587'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8667'
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN	FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN
<b>POZO:</b>	<b>VHR 12D</b>		
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"		
BROCA:	26"		
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	40'		
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO		
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"		
BROCA:	12 1/4"		
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	6155'		
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO		
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"		
BROCA:	8 1/2"		
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8919'		
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN		

FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

En la tabla 1.9 se describen todos los pozos que fueron perforados bajo el Esquema 3 (ordenados en secuencia cronológica de perforación) de la figura 1.5 que representa una perforación direccional tipo S. La diferencia entre el Esquema 1 y el Esquema 2 radica en que el revestidor de producción en el Esquema 3 no baja desde superficie como se puede apreciar en el Esquema de pozo 2.

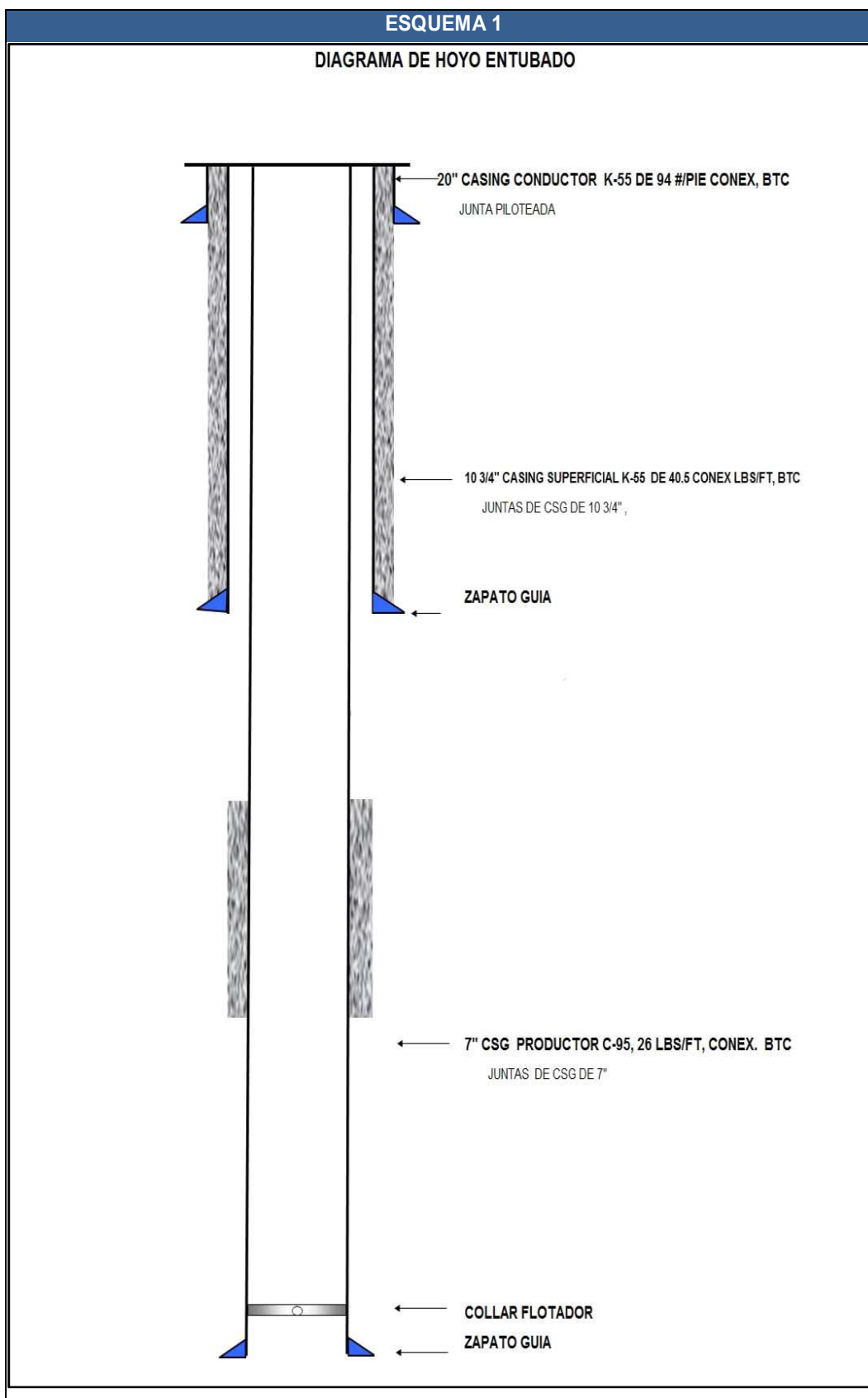
**Tabla 1.9 POZOS PERFORADOS ESQUEMA 3**

ESQUEMA 3			
<b>POZO:</b>	<b>CUY 13D</b>	<b>POZO:</b>	<b>CUY 31D</b>
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"	REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"
BROCA:	26"	BROCA:	26"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	330'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	407'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"
BROCA:	12 1/4"	BROCA:	12 1/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5623'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5505'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO
REVESTIMIENTO PRODUCTOR:	CASING 7"	REVESTIMIENTO PRODUCTOR:	CASING 7"
BROCA:	8 1/2"	BROCA:	8 1/2"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8378'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8510'
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN	FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN
<b>POZO:</b>	<b>CUY 34D</b>	<b>POZO:</b>	<b>CUY 32D</b>
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"	REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"
BROCA:	26"	BROCA:	26"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	334'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	410'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"
BROCA:	12 1/4"	BROCA:	12 1/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5600'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5928'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO
REVESTIMIENTO PRODUCTOR:	CASING 7"	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"
BROCA:	8 1/2"	BROCA:	8 1/2"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8295'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8800'
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN	FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN
<b>POZO:</b>	<b>CUY 35D</b>	<b>POZO:</b>	<b>CUY 36D</b>
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"	REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"
BROCA:	26"	BROCA:	26"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	372'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	288'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"
BROCA:	12 1/4"	BROCA:	12 1/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5515'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5641'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"	REVESTIMIENTO PRODUCTOR:	CASING 7"
BROCA:	8 1/2"	BROCA:	8 1/2"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8430'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8570'
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN	FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN
<b>POZO:</b>	<b>CUY 29D</b>	<b>POZO:</b>	<b>CUY 33D</b>
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"	REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"
BROCA:	26"	BROCA:	26"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	367'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	414'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"
BROCA:	12 1/4"	BROCA:	12 1/4"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5530'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	6268'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO	FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO
REVESTIMIENTO PRODUCTOR:	CASING 7"	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"
BROCA:	8 1/2"	BROCA:	8 1/2"
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8526'	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8850'
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO	FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN
<b>POZO:</b>	<b>CUY 30D</b>		
REVESTIMIENTO CONDUCTOR:	CASING 20"		
BROCA:	26"		
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	329'		
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO		
REVESTIMIENTO SUPERFICIAL:	CASING 9 5/8"		
BROCA:	12 1/4"		
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	5272'		
FLUIDO UTILIZADO:	NATIVO SEMIDISPERSO		
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN:	CASING 7"		
BROCA:	8 1/2"		
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	8525'		
FLUIDO UTILIZADO:	DRILL IN		

FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

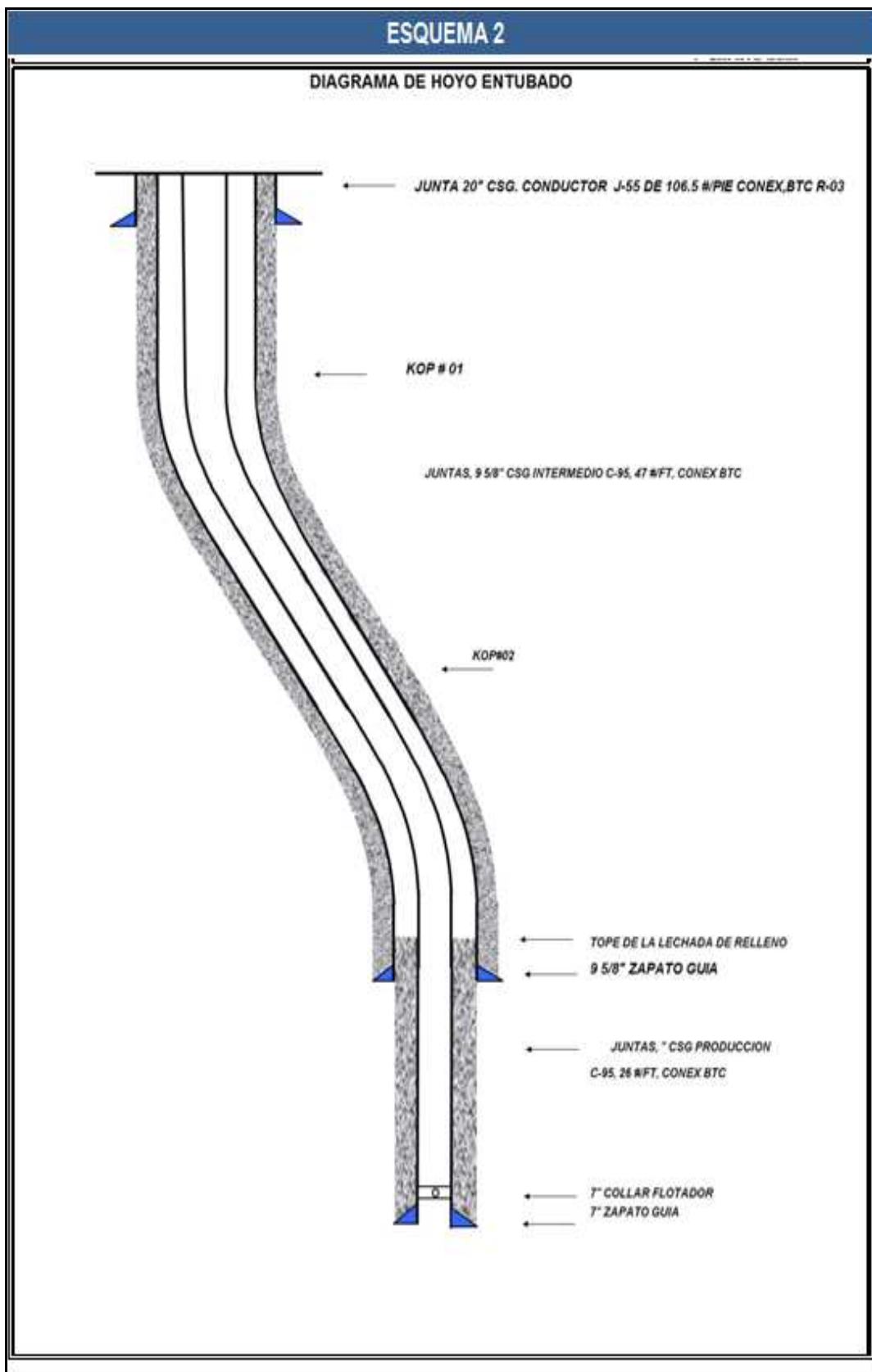
ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Figura 1.3 ESQUEMA DE POZO 1



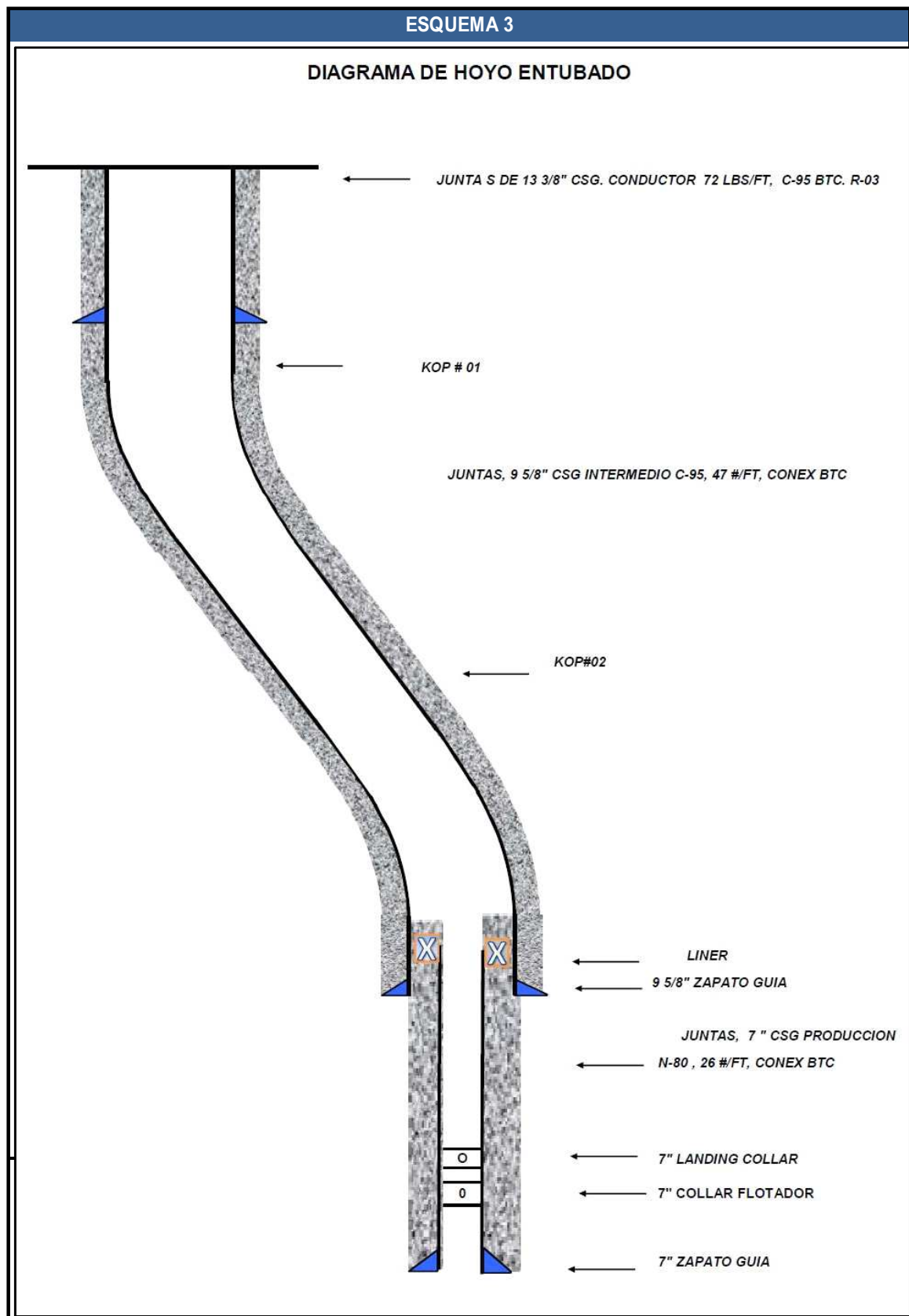
FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.  
ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Figura 1.4 ESQUEMA DE POZO 2 (TIPO S)



FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.  
ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Figura 1.5 ESQUEMA DE POZO 3 (TIPO S)



FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.  
 ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

## **CAPÍTULO 2**

### **ALMACENAMIENTO, PRESERVACIÓN, MOVILIZACIÓN Y REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA**

#### **2.1 ANÁLISIS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS DURANTE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008-2010 EP- PETROECUADOR RIG CPEB 70128.**

La campaña de perforación para EP-PETROECUADOR, desarrollada en el distrito amazónico comenzó en abril del año 2008 y finalizó en agosto del año 2010, tiempo durante el cual se perforaron un total de 25 pozos en los campos Shushufindi, Cuyabeno, VHR, Guanta y Parahuacu. De los 25 pozos perforados, se reutilizó el fluido de perforación de la sección de 8½" en 8 pozos pertenecientes a los campos Cuyabeno y VHR. Los lodos que fueron reutilizados cumplían con las condiciones mínimas necesarias para ser considerados en la perforación de los pozos subsiguientes.

##### **2.1.1 CAMPOS PERFORADOS**

A continuación se presenta las características estratigráficas y litológicas de cada campo así como también las características de perforación de cada pozo.

###### **2.1.1.1 Campo Shushufindi**

###### ***2.1.1.1.1 Descripción estratigráfica y litológica***

###### **Estratigrafía**

La producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente del Ecuador, en general está asociada a depósitos del Cretácico Inferior Medio: las formaciones Hollín y Napo (areniscas T, U Y M-1) y depósitos del Cretácico superior: las areniscas

Basal Tena. El reservorio se encuentra en la era Mesozoico de la edad Cretácico Medio a Cretácico Superior. La arena Basal Tena está separada de U-Superior por aproximadamente 600pies de lutitas, roca no-reservorio y la caliza A en su base. La caliza B marca el fin del ciclo de depositación de los sedimentos T, de igual manera, la caliza A marca el fin del ciclo de sedimentación de U, ambas calizas son el resultado de depositación durante periodos de máxima subida del nivel del mar.

En este campo se tiene como reservorios principales U inferior y T inferior, y como secundarios U superior, T superior y Basal Tena, clasificación realizada desde el punto de vista de producción de petróleo.

### **Litología**

La formación U es una cuarzo-arenita sub arcósica y sub-lítica, de cuarzo mono y policristalino, con menor proporción de feldespatos y fragmentos líticos. Entre los minerales accesorios se describen circon, moscovita y glauconita. La matriz predominante es caolinítica y el cemento silicio.

La porosidad es intergranular e intragranular con disolución y porosidad móldica. La porosidad promedio es de alrededor de 19%. La formación "T" es similar a "U" con idénticos minerales accesorios. La matriz es caolinítica y en menor proporción clorítica. La porosidad igual que en U es inter e intragranular y tiene un valor promedio del 18%. La zona con alto valor de permeabilidad es de grano medio a grueso con ocasiones granos finos.

#### ***2.1.1.1.2 Pozos perforados***

En el campo Shushufindi se perforaron dos pozos direccionales tipo "S". Los datos principales de perforación, como profundidad total, tiempo total de operaciones, tiempo total de perforación y el costo total del pozo se detallan en la tabla 2.1.

Los pozos se presentan ordenados en secuencia cronológica de perforación.

**Tabla 2.1 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI**

Pozo	Tipo de pozo	Profundidad Total	Taladro	Tiempo total de Operaciones	Tiempo total de Perforación	Costo Total
SHUSHUFINDI - 104 D	Direccional "S"	9960'	CPEB 70128	27 días	166 hrs	\$ 3.196.085,87
SHUSHUFINDI - 122 D	Direccional "S"	10010'	CPEB 70128	41 días	222,5 hrs	\$ 4.129.720,52

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

### 2.1.1.2 Campo Guanta

#### 2.1.1.2.1 Descripción estratigráfica y litológica

##### Estratigrafía

La estratigrafía del campo se halla representada por sedimentos que van desde el tope de Jurásico, formación Chapiza 10200 pies, constituido por arcillas café rojizo, blanco, negro masiva semidura, hasta sedimentos recientes de Plioceno.

##### Litología

Comenzando en los sedimentos de la zona inferior de la formación Napo donde se tiene una secuencia de lutitas negras, fisiles con intercalaciones de calizas en la parte inferior.

Después de este depósito se encuentra la arenisca Basal Tena cuarzosa, translúcida ocasionalmente blanca, granos finos a medios, friables, subredondeada a angular, localmente con cemento calcáreo, regular a buena gradación, ocasionalmente pirítica, buena porosidad.

Casi inmediatamente en la parte superior existe otro pequeño lente de arena con influencia calcárea y trazas de glauconita secundaria. En último término tenemos la típica secuencia continental constituida por sedimentos arcillosos de color rojo.



### 2.1.1.2.2 Pozos perforados

En el campo Guanta se perforó un pozo direccional tipo “S”. Los datos principales de perforación, como profundidad total, tiempo total de operaciones, tiempo total de perforación y el costo total del pozo se detallan en la tabla 2.2.

**Tabla 2.2 POZO PERFORADO EN EL CAMPO GUANTA**

Pozo	Tipo de pozo	Profundidad Total	Taladro	Tiempo total de Operaciones	Tiempo total de Perforación	Costo Total
GUANTA - 20 D	Direccional "S"	10400'	CPEB 70128	34 días	295,5 hrs	\$ 3.741.400,40

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

### 2.1.1.3 Campo VHR

#### 2.1.1.3.1 Descripción estratigráfica y litológica

##### Estratigrafía

El campo VHR está asociado al Paleozoico de Basamento de edad Precámbrica que separa la Sub-Cuenca Napo de la Sub-Cuenca Putumayo. El campo presenta a los diferentes niveles cretácicos una configuración morfológica estructural caracterizada por un anticlinal fallado alargado en dirección N-S.

##### Litología

Basal Tena, arenisca gris clara, gris oscura, transparente subtranslúcida, grano fino a muy fino, subangular a sub redondeada. “M2” arenisca cuarzosa, café muy clara, translúcida a transparente, subangular, angular, ocasionalmente subredondeada, grano fino a muy fino, granos sueltos, buena porosidad, matriz y cemento no visible, con manchas de hidrocarburo café oscuro. “U”, arenisca cuarzosa, café clara, grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderadamente consolidada, en parte granos sueltos, buena a regular selección, cemento silíceo, matriz no visible, intercalaciones de lutita en su parte superior. “T” arenisca cuarzosa, gris clara blanca, subtransparente, grano fino, regular

selección regular a buena porosidad, matriz caolinítica, cemento calcáreo con inclusiones de glauconita. “Tiyuyacu” arenisca cuarzosa, subtransparente grano fino a medio subangular a subredondeada, selección regular, matriz arcillosa, cemento calcáreo, pobre porosidad visible.

### **2.1.1.3.2 Pozos perforados**

En el campo VHR se perforaron diez pozos, seis Direccionales tipo “S”, y cuatro Verticales incluyendo un reinyector. Los datos principales de perforación, como profundidad total, tiempo total de operaciones, tiempo total de perforación y el costo total del pozo se detallan en la tabla 2.3. Los pozos se presentan ordenados en secuencia cronológica de perforación.

**Tabla 2.3 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO VHR**

Pozo	Tipo de pozo	Profundidad Total	Taladro	Tiempo total de Operaciones	Tiempo total de Perforación	Costo Total
VHR - 23	Vertical	8230'	CPEB 70128	28 días 8 hrs	275,5 hrs	\$ 2.552.399,34
VHR - RW01	Vertical	8381'	CPEB 70128	22 días 15 hrs	200,5 hrs	\$ 1.866.803,44
VHR - 22 D	Direccional "S"	8945'	CPEB 70128	23 días 23 hrs	225 hrs	\$ 2.728.965,65
VHR - 24 D	Direccional "S"	9260'	CPEB 70128	19 días 18 hrs	208,5 hrs	\$ 2.354.784,09
VHR - 16	Vertical	8273'	CPEB 70128	25 días 10,5 hrs	276 hrs	\$ 2.253.699,15
VHR - 20	Vertical	8264'	CPEB 70128	25 días 12 hrs	220,5 hrs	\$ 2.352.193,78
VHR - 12 D	Direccional "S"	8922'	CPEB 70128	25 días 18 hrs	236,5 hrs	\$ 2.616.718,31
VHR - 19 D	Direccional "S"	8675'	CPEB 70128	20 días 6 hrs	174,5 hrs	\$ 2.344.862,21
VHR - 18 D	Direccional "S"	8669'	CPEB 70128	19 días 8 hrs	174 hrs	\$ 2.325.377,13
VHR - 21 D	Direccional "S"	9020'	CPEB 70128	20 días 1 hrs	164 hrs	\$ 2.344.282,54

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

#### **2.1.1.4 Campo Cuyabeno**

##### ***2.1.1.4.1 Descripción estratigráfica y litológica***

###### **Estratigrafía**

Los reservorios del área Cuyabeno están en la formación Napo, tomando en cuenta la naturaleza reducida de la formación Hollín. El fluido producido proviene de las arenas “Us”, “Ui” y “T” pertenecientes a la formación Napo, la cual contiene los tres yacimientos de hidrocarburo del campo Cuyabeno que corresponde al periodo Cretácico Medio Superior, se encuentra ubicada sobre la formación Hollín y Bajo la formación Tena.

La formación Napo alcanza un espesor promedio de 940 pies, representada por una secuencia de areniscas, calizas y lutitas.

###### **Litología**

La arena U superior tiene un espesor de 36 pies y se puede sintetizar como un cuerpo arenoso casi homogéneo, que disminuye su espesor entre 12 y 27 pies en los pozos Cuyabeno 8 y 12. Litológicamente se presenta como una arenisca cuarzosa de grano fino con cemento calcáreo y trazas de glaucomita.

La arena “U” inferior es la mejor desarrollada dentro del campo, está compuesta por una arenisca de cuarzo y presenta buenas propiedades petrofísicas.

##### ***2.1.1.4.2 Pozos perforados***

En el campo Cuyabeno se perforaron once pozos, diez Direccionales tipo “S”, y un Vertical Reinyector. Los datos principales de perforación, como profundidad total, tiempo total de operaciones, tiempo total de perforación y el costo total del pozo se detallan en la tabla 2.4.

Los pozos se presentan ordenados en secuencia cronológica de perforación.

**Tabla 2.4 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO CUYABENO**

Pozo	Tipo de pozo	Profundidad Total	Taladro	Tiempo total de Operaciones	Tiempo total de Perforación	Costo Total
CUYABENO - 28 D	Direccional "S"	8597'	CPEB 70128	18 días 18 hrs	158,5 hrs	\$ 2.265.026,56
CUYABENO - RW01	Vertical	8541'	CPEB 70128	27 días 8 hrs	252 hrs	\$ 2.284.016,21
CUYABENO - 13 D	Direccional "S"	8378'	CPEB 70128	18 días 16,5 hrs	140,50 hrs	\$ 2.093.758,85
CUYABENO - 34 D	Direccional "S"	8295'	CPEB 70128	19 días 23 hrs	118 hrs	\$ 2.155.661,44
CUYABENO - 35 D	Direccional "S"	8430'	CPEB 70128	19 días 12 hrs	157 hrs	\$ 2.207.726,49
CUYABENO - 29 D	Direccional "S"	8526'	CPEB 70128	21 días 5 hrs	141 hrs	\$ 2.305.765,12
CUYABENO - 30 D	Direccional "S"	8525'	CPEB 70128	20 días 11 hrs	198,5 hrs	\$ 2.355.021,19
CUYABENO - 31 D	Direccional "S"	8510'	CPEB 70128	26 días 10 hrs	229,5 hrs	\$ 2.820.363,66
CUYABENO - 32 D	Direccional "S"	8800'	CPEB 70128	20 días	183,5 hrs	\$ 2.234.766,28
CUYABENO - 36 D	Direccional "S"	8570'	CPEB 70128	19 días 9 hrs	183,5 hrs	\$ 2.130.164,53
CUYABENO - 33 D	Direccional "S"	8850'	CPEB 70128	18 días 15 hrs	172,5 hrs	\$ 2.222.776,23

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

### 2.1.1.5 Campo Parahuacu

#### 2.1.1.5.1 Descripción estratigráfica y litológica

##### Estratigrafía

En base a estudios de núcleos del campo Parahuacu y de los campos adyacentes (Guanta-Dureno, Atacapi), así como los registros eléctricos de los pozos; se concluyó que los yacimientos "U" y "T" son parte de un ambiente deltaico. El rumbo sedimentario es de norte a sur.

El mapa de depositación ambiental y de datos sísmicos sugiere que Basal Tena fue depositada en un canal erosionado con un potencial hidrocarbúfero probado en una superficie de disconformidad al tope de la formación Napo. Las secuencias arenosas U y T de la formación Napo son cuarzosas en sus partes Basales y, contienen abundante gluconita en sus porciones superiores, lo que corresponde con una etapa de plataforma.

## Litología

Litológicamente la formación Basal Tena se trata de una arenisca cuarzosa transparente, hializa, de grano grueso, subangular, firme, cemento ligeramente calcáreo, con hidrocarburos, florescencia natural discontinua amarilla blanquecina; corte rápido, residuo café claro. La formación U superior es una arenisca friable de cuarzo de color gris claro de grano muy fino a fino, de subangular a subredondeada, con cemento calcáreo, con buena presencia de hidrocarburos, mientras que la U inferior se presenta como una arenisca firme de cuarzo monocristalino de color café claro; hialina, firme grano medio grueso, subangular, cemento ligeramente silíceo con trazas de glauconita, saturada de hidrocarburos; corte rápido, florescencia amarillo blanquecino. La formación T se presenta como una arenisca friable de cuarzo de color gris verdosa, firme de grano muy fino a fino, de subangular a redondeada, mal clasificada, bien glauconítica con cemento calcáreo, saturada de hidrocarburo; fluorescencia blanquecina, corte rápido, sin residuo. La formación Hollín es una arenisca friable de cuarzo, de color gris claro, hialino de grano medio grueso a grueso, de angular a subangular subredondeado, clasificación regular a seleccionada, hacia abajo el tamaño del grano aumenta, presenta ligeramente granos de glauconita con trazas de hidrocarburos, el cemento es silíceo.

### 2.1.1.5.2 Pozos perforados

En el campo Parahuacu se perforó un pozo direccional tipo "S", Los datos principales de perforación, como profundidad total, tiempo total de operaciones, tiempo total de perforación y el costo total del pozo se detallan en la tabla 2.5.

**Tabla 2.5 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO PARAHUACU**

Pozo	Tipo de pozo	Profundidad Total	Taladro	Tiempo total de Operaciones	Tiempo total de Perforación	Costo Total
PARAHUACU - 17 D	Direccional "S"	10428'	CPEB 70128	31 días 3 hrs	297,5 hrs	\$ 3.941.980,89

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

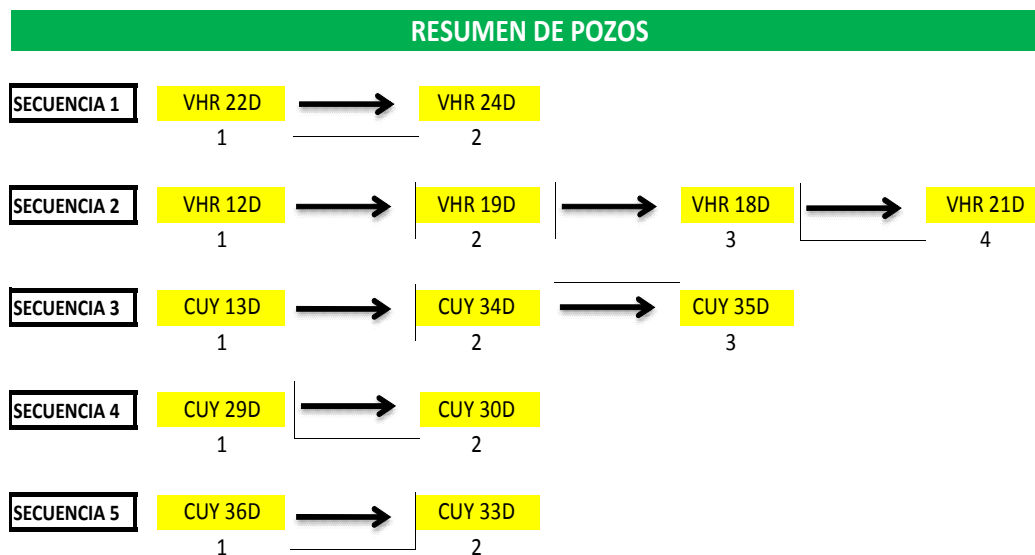
ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 2.1.2 PARÁMETROS CONSIDERADOS PARA EL ALMACENAMIENTO, PRESERVACIÓN, MOVILIZACIÓN Y REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA.

Para que un lodo sea considerado para ser reutilizado en otros pozos, deben cumplir una serie de condiciones referentes a sus propiedades físicas y químicas. Además, se deben tomar en cuenta parámetros como la cercanía entre locaciones, equipo necesario para el almacenamiento, agitación del lodo y otros.

En la campaña de perforación 2008-2010 EP-PETROECUADOR se reutilizó el fluido de perforación de la sección productora en 8 pozos de los campos Víctor Hugo Ruales (VHR) y Cuyabeno. La figura 2.1 muestra los pozos en los cuales se reutilizó el fluido, estos pozos se encuentran agrupados en 5 secuencias diferentes.

**Figura 2.1 POZOS EN LOS CUALES SE REUTILIZÓ EL FLUIDO DE PERFORACIÓN**



FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

Los pozos que poseen el número 1 en su parte inferior son aquellos que se perforaron con un fluido de perforación nuevo y aquellos que poseen los números 2, 3 y 4 son aquellos pozos que se perforaron con fluido reutilizado.

A continuación se presenta el seguimiento que fue realizado al fluido de perforación utilizado en los pozos VHR-22D, VHR-12D, CUY-13D, CUY-29D y CUY-36D para controlar sus propiedades mientras este se encontraba en las diferentes etapas previas a su reutilización, éstas son: almacenamiento, preservación, movilización y finalmente, su reutilización.

#### **2.1.2.1 Almacenamiento del fluido de perforación base agua**

Durante el tiempo de mudanza (Fig. 2.2) del taladro de una locación a otra de los pozos en los cuales se reutilizó el fluido de perforación, se monitorearon las propiedades del fluido almacenado (pH y MBT), con el fin de mantener las condiciones necesarias para su buen estado y posteriormente su reutilización.

El control de pH es un factor muy importante, ya que se consideran valores críticos por debajo de valores de 7, donde el fluido cambia de un medio básico a ácido, lo que puede ocasionar entrada de agente bacteriano. El valor de MBT solo se ve afectado cuando el fluido está en contacto con lutitas o arcillas; es decir durante la perforación. Adicionalmente, se tomó muy en cuenta no parar la circulación del fluido de perforación:

- Cuando el fluido se encontraba en los tanques verticales de almacenamiento, se mantuvo el fluido recirculando con las bombas centrífugas, por un tiempo prudente (mínimo 8 horas diarias).
- En el caso de encontrarse en los tanques del Taladro se mantuvieron encendidos los agitadores.

Estas dos condiciones aseguran mantener el buen estado del fluido. El tratamiento antibacterial se lo realizó en función del monitoreo a diario realizado en locación.

##### ***2.1.2.1.1 Causas para la disminución de pH en un lodo base agua***

#### **Contaminación por agua**

Debido a que el agua tiene un valor de pH neutro (alrededor de 7), un influjo o contaminación por agua disminuirá el pH del lodo.

### **Carbonato o Bicarbonato**

Con estas dos moléculas ( $\text{HCO}_3^-$  y  $\text{CO}_3^{2-}$ ), el pH del fluido de perforación se reducirá afectando principalmente las propiedades de control del filtrado. La contaminación de bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) y carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) puede resultar de la degradación térmica de los aditivos orgánicos tales como el lignito y el lignosulfonato, así como de la biodegradación del almidón y otros aditivos. Estos iones pueden ser eliminados con el calcio. Sin embargo, como el bicarbonato de calcio  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$  es soluble, todos los bicarbonatos deben ser convertidos en carbonatos (por encima de un pH de 10.7) antes de que puedan precipitarse totalmente como carbonato de calcio. La eliminación de los bicarbonatos y carbonatos puede ser lograda con cualquier fuente de calcio soluble, bajo condiciones de pH constante (si el pH es lo suficientemente alto) o aumentando el pH con soda cáustica en la presencia de calcio.

### **Gases Ácidos como Dióxido de Carbono y Dióxido de Sulfuro**

Si estos gases están mezclados en el sistema, el pH de un lodo base agua desciende drásticamente, afectando severamente las propiedades reológicas del lodo (punto cedente, viscosidad plástica y geles).

### **Anhidrita**

Durante la perforación de formaciones que contienen este mineral se produce una disminución del pH debido a que los componentes químicos de la anhidrita neutralizan los iones hidrógeno en el lodo. De las causas para la disminución del pH en un lodo base agua antes mencionadas y debido que la disminución del pH del lodo se produce mientras se encuentra almacenado se debe poner especial atención a la contaminación por carbonato y bicarbonato.

### **Contaminación de Sulfuro de Hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ )**

El sulfuro de hidrógeno es un gas ácido venenoso y peligroso que se encuentra en muchas formaciones y muchos fluidos producidos.  $\text{H}_2\text{S}$  proveniente del gas de formación, degradación térmica de compuestos orgánicos y acción bacteriana.



Por razones de seguridad, este gas debería ser neutralizado inmediatamente con soda cáustica o cal para aumentar el pH a > 11,5 para formar sulfuro ( $S^{2-}$ ) y luego precipitarlo con una fuente de cinc. En los pozos perforados en la campaña 2008-2010 no se ha registrado la presencia de  $H_2S$ .

#### 2.1.2.1.2 Pruebas realizadas a los fluidos almacenados

A continuación se presenta un detalle del control efectuado al fluido KLASTOP reciclado del pozo VHR-12D, con el fin de asegurar su disponibilidad para la perforación del pozo VHR -19D. Se preparó un total de 1,200 bbl de fluido KLASTOP. Para el efecto, se utilizaron 800 bbl de fluido KLASTOP reciclado del pozo VHR-12D, el mismo que al final de la perforación del pozo, culminó con las siguientes propiedades y concentraciones:

**Tabla 2.6** PROPIEDADES DEL FLUIDO KLASTOP UTILIZADO EN EL POZO VHR – 12D OBTENIDAS AL FINAL DE LA PERFORACIÓN

MUD PROPERTIES				
Sample From	Reserva @ 18:00	Succión @ 15:00	Succión @11:30	Succión @ 5:00
Flow Line Temp °F	---	---	120	---
Depth/TVD ft	8922/8289	8922/8289	8922/8289	8922/8289
Mud Weight lb/gal	10.9 @ 90 °F	10.9 @ 90 °F	10.9 @ 94 °F	10.9 @ 95 °F
Funnel Viscosity seg/qt	48	48	50	55
Rheology Temp °F	120	120	120	120
L600/L300	49/32	49/32	50/33	56/37
L200/L100	22/17	22/17	23/18	30/20
L6/L3	4/3	4/3	4/3	5/4
PV cp	17	17	17	19
YP lb/100ft <sup>2</sup>	15	15	16	18
10s/10m/30m Gel lb/100ft <sup>2</sup>	3/6/10	3/6/10	3/6/11	4/9/15
API Fluid Loss cc/30min	5.4	5.4	5.3	5.2
HTHP FL Temp cc/30min	---@---°F	---@---°F	---@---°F	---@---°F
Cake API/HTHP 1/32"	1/---	1/---	1/---	1/---
Solids %Vol	19.5	19.5	19.5	19.5
Oil/Water %Vol	0/80.5	0/80.5	0/80.5	0/80.5
Sand %Vol	0.25	0.25	0.25	0.25
MBT lb/bbl	10	10	10	10
pH	11	9.7	9.9	10.1
Alkal Mud (Pm)	0.6	0.34	0.35	0.4
Pf/Mf	0.15/1.2	0.09/0.45	0.1/0.5	0.15/1.1
Chlorides mg/l	350	400	400	400
Hardness Ca mg/l	40	80	80	80

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: MI SWACO

Este fluido fue trasladado hacia la nueva locación del pozo VHR-19D. Durante el trasteo del taladro y almacenamiento del fluido a la nueva locación, se realizó un

tratamiento constante y preventivo de cualquier posible ataque bacterial con MYACIDE y Soda Cáustica. En las tablas 2.7 y 2.8 se presentan los reportes de las propiedades del fluido KLASTOP reciclado del pozo VHR-12D para ser reutilizado en el pozo VHR-19D. Las propiedades fueron monitoreadas mientras el fluido se encontraba guardado en los tanques de almacenamiento.

La tabla 2.7 indica las propiedades del lodo KLASTOP tomadas el día 31 de agosto del 2009, mientras que la tabla 2.8 indica las propiedades del lodo KLASTOP tomadas el día 10 de septiembre del 2009. Se puede apreciar en estas tablas que los valores de las propiedades del lodo no varían considerablemente, lo que indica que se ha realizado un estricto control, monitoreo y tratamiento.

**Tabla 2.7 PROPIEDADES DEL FLUIDO KLASTOP 31/08/2009**

**REPORTE DE PROPIEDADES LODO KLASTOP  
31/08/2009**

TANQUE # 1		TANQUE # 2	
Temperatura (F)	120	Temperatura (F)	120
L600	55	L600	51
L300	34	L300	31
L200	26	L200	25
L100	16	L100	14
L6	4	L6	4
L3	3	L3	3
PV (cp)	21	PV (cp)	20
YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	13	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	11
10s/10m/30m GEL	4/8/12	10s/10m/30m GEL	4/8/12
API Fluid Loss (cc/30min)	5,6	API Fluid Loss (cc/30min)	5,6
Cake API (1/32")	1	Cake API (1/32")	1
Sand (% Vol)	0,25	Sand (% Vol)	0,25
PH	10,2	PH	10,5
Alkal Mud (Pm)	0,68	Alkal Mud (Pm)	0,7
Alkal Filtrate (Pf)	0,5	Alkal Filtrate (Pf)	0,53
Mf	0,72	Mf	0,76
Chlorides (mg/l)	380	Chlorides (mg/l)	380
Hardness Ca (mg/l)	80	Hardness Ca (mg/l)	80

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: MI SWACO

**Tabla 2.8 PROPIEDADES DEL FLUIDO KLASTOP 10/09/2009**

**REPORTE DE PROPIEDADES LODO KLASTOP  
10/09/2009**

TANQUE # 1		TANQUE # 2	
Temperatura (F)	120	Temperatura (F)	120
L600	55	L600	50
L300	32	L300	31
L200	26	L200	23
L100	15	L100	14
L6	4	L6	4
L3	3	L3	3
PV (cp)	19	PV (cp)	19
YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	13	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	12
10s/10m/30m GEL	4/8/12	10s/10m/30m GEL	4/8/13
API Fluid Loss (cc/30min)	5,6	API Fluid Loss (cc/30min)	5,7
Cake API (1/32")	1	Cake API (1/32")	1
Sand (% Vol)	0,25	Sand (% Vol)	0,25
PH	10,1	PH	10,2
Alkal Mud (Pm)	0,67	Alkal Mud (Pm)	0,68
Alkal Filtrate (Pf)	0,5	Alkal Filtrate (Pf)	0,51
Mf	0,74	Mf	0,75
Chlorides (mg/l)	380	Chlorides (mg/l)	380
Hardness Ca (mg/l)	80	Hardness Ca (mg/l)	80

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: MI SWACO

Se pudo considerar la reutilización de este fluido, los cuales fueron 800 bls recuperados y mezclados con 400 bls de nuevo fluido KLASTOP de 9.0 lpg.

Las concentraciones del nuevo fluido fueron:

- 3.1 lb/bbl de POLYPAC UL
- 0.55 lb/bbl de DUOTEC
- 49.5 lb/bbl de Carbonato de Calcio 325
- 0.44 lb/bbl de MYACIDE

A la mezcla resultante se agregó:

- 1.1 lb/bbl de EMI-933
- 1 lb/bbl de DRILZONE

En la tabla 2.9 se presentan las propiedades del fluido a utilizarse en la perforación de la sección de producción del pozo VHR-19D luego de la adición de los productos mencionados.

**Tabla 2.9** PROPIEDADES DEL FLUIDO KLASTOP LUEGO DE REALIZAR MEZCLA ENTRE FLUIDO RECUPERADO, FLUIDO NUEVO Y PRODUCTOS AGREGADOS.

<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO KLASTOP</b>		
Peso del lodo	lb/gal	9.9
Viscosidad Embudo	s/qt	41
Temp. de Reología	°F	120
L600/L300		37/27
L200/L100		22/19
L6/L3		8/7
PV	cP	10
YP	lb/100pies <sup>2</sup>	17
10s/10m/30m Gel	lb/100pies <sup>2</sup>	5/7/8
Filtrado API	cc/30min	11.8
Costra	1/32"	1
Sólidos	%Vol	11.0
Aceite / Agua	%Vol	0/89
Arena	%Vol	0
MBT	lb/bbl	5
pH		10.2
Alcalinidad del lodo (Pm)		0.9
Pf/Mf		0.2/07
Cloruros		200
Calcio (Ca <sup>++</sup> )	mg/lt	20

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: MI SWACO

El fluido reciclado se mantuvo en excelentes condiciones gracias al monitoreo y tratamiento diario al cual fue sometido. Cabe recalcar que el fluido estuvo en los tanques alrededor de 28 días y siempre mantuvo las condiciones que conllevaron a su reciclaje.

En la tabla 2.10 se detallan las propiedades del lodo KLASTOP tomadas al inicio y fin de sección del pozo VHR-12D y al inicio del pozo VHR-19D. Al comparar los valores de peso de lodo del fluido KLASTOP utilizado al inicio de la perforación de la sección de producción de los pozos VHR-12D y VHR-19D, se puede apreciar que los valores son similares (9,9 lb/gal), lo cual indica que el fluido a utilizarse en la sección de producción del pozo VHR-19D cumple con los parámetros necesarios establecidos en el programa de lodos.

**Tabla 2.10** COMPARACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO KLASTOP UTILIZADO EN LOS POZOS VHR-12D (INICIO Y FIN DE SECCIÓN) Y VHR-19D

PROPIEDADES DEL LODO KLASTOP SECCIÓN 8½		Inicio de Sección VHR - 12D	Fin de Sección VHR - 12D	Inicio de Sección VHR - 19D
Peso del Lodo	lb/gal	9,9	10,9	9,9
Viscosidad Embudo	seg/qt	43	48	41
L600/L300		45/31	49/32	37/27
L200/L100		25/17	22/17	22/19
L6/L3		6/5	4/3	8/7
PV	Cp	14	17	10
YP	lb/100pies <sup>2</sup>	17	15	17
10s/10m/30m Gel	lb/100pies <sup>2</sup>	3/5/7	3/6/10	5/7/8
Filtrado API	cc/30min	9,9	5,4	11,8
Costra	1/32"	1	1	1
Sólidos	%Vol	10	19,5	11
Aceite/Agua	%Vol	0/0,9	0/80,5	0/89
Arena	%Vol	0,1	0,25	0
MBT	lb/bbl	5	10	5
pH		10,2	10,2	10,2
Alcalinidad del Lodo		0,8	0,43	0,9
Pf/Mf		0,15/0,97	0,11/0,72	0,2/0,7
Cloruros		100	383	200
Calcio (Ca <sup>**</sup> )	mg/lit	80	80	20

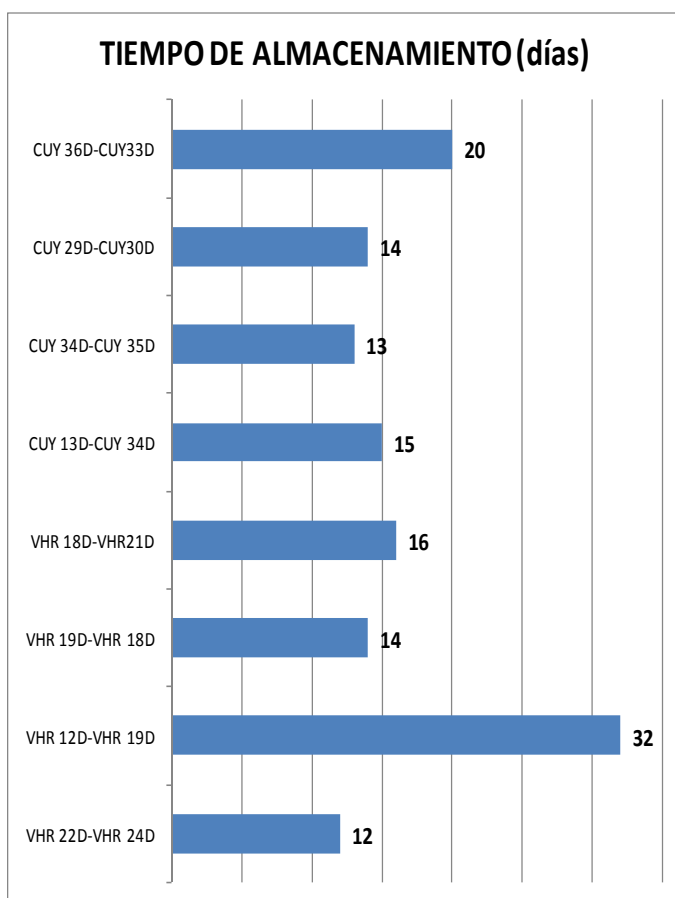
FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

### 2.1.2.1.3 *Tiempo de Almacenamiento*

En las secuencias de uso del fluido de perforación, se registra el tiempo que estuvo el fluido almacenado antes de su reutilización en la nueva sección de 8½" del siguiente pozo. Estos tiempos se registran en la figura 2.2. Se puede observar que el mayor tiempo fue registrado para el fluido reutilizado en el pozo VHR-19D, donde el tiempo de almacenamiento fue 32 días. Se registra además un tiempo de almacenamiento de 20 días para el fluido que fue reutilizado en el pozo CUY-33D. Para las secuencias restantes de reutilización de fluido de perforación, se registra un tiempo de almacenamiento promedio de 14 días.

El tiempo de almacenamiento está relacionado con otro factor que es: la movilización del fluido, por lo que, si un fluido es almacenado por muchos días, éste posiblemente fue trasladado de una locación a otra. El tiempo se cuenta desde el fin de la sección de 8 ½" de un pozo y el comienzo de la sección de 8½" del siguiente pozo.

**Figura 2.2** TIEMPO DE ALMACENAMIENTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

### 2.1.2.2 Preservación del fluido de perforación base agua

Para mantener las buenas condiciones del fluido durante su tiempo de residencia en trasteo se agregaron materiales preventores de ataques bacteriales, tales como: Soda Cáustica y Bactericida.

Una condición extremadamente importante que se debe satisfacer para conservar el fluido, es su aireamiento y agitación tanto en los tanques verticales como los del taladro, y a su vez el monitoreo de pH, reología y filtrado.

#### 2.1.2.2.1 Productos químicos utilizados

Se utilizaron productos para controlar las principales condiciones de preservación del lodo: pH, prevención de bacterias, el control de filtrado y viscosidad.

## **SODA CÁUSTICA**

### Propiedades

- Apariencia Física: Perlas blancas, granulados, escamas o cristales
- Gravedad Específica: 2.13
- pH (solución de 1%): 13.0
- Solubilidad a 86°F (30°C): 119 g/100 ml de agua

## **MYACIDE**

### Propiedades

- Estado físico: líquido
- Olor: específico del producto
- Color: incoloro hasta amarillento
- Valor pH:  $\leq 4.5$
- Punto de solidificación: aprox. 0 °C ( 1,013 hPa)
- Punto de ebullición: 129.8 °C ( 1,013 hPa)
- Densidad: aprox. 1.19 g/cm<sup>3</sup> ( 20 °C)
- Miscibilidad con agua: cualquier/a (por ejemplo: mayor o igual a 90%)
- Solubilidad (cualitativo): soluble
- Disolvente(s): solventes polares,

## **POLY PAC R**

### Propiedades

- Apariencia física: Polvo blanco o blancuzco
- Carácter iónico: Aniónico
- Densidad aparente: 0.64-9.0 g/cm<sup>3</sup>
- pH (Solución al 1%): 6.5-9.0

### **2.1.2.3 Movilización del fluido de perforación base agua**

La movilización del fluido de perforación a ser reutilizado se realizó por medio del camión VACUUM.

### ***2.1.2.3.1 Funcionamiento Vacuum***

El lodo cortado por gas de la línea de caudal de retorno se alimenta hacia la unidad vertical y se dispersa en un sistema de placas deflectoras de dos niveles. A medida que el lodo fluye hacia abajo y se propaga sobre las placas, los gases atrapados provenientes del lodo de perforación, incluyendo al sulfuro de hidrógeno y oxígeno corrosivo, se liberan. Los gases liberados se recuperan mediante una bomba de vacío y se descargan a una distancia segura de las operaciones de perforación. El lodo restaurado regresa al sistema de fluido de perforación. A continuación se describe el procedimiento que fue realizado para la movilización del fluido de perforación reutilizado del pozo VHR-12D:

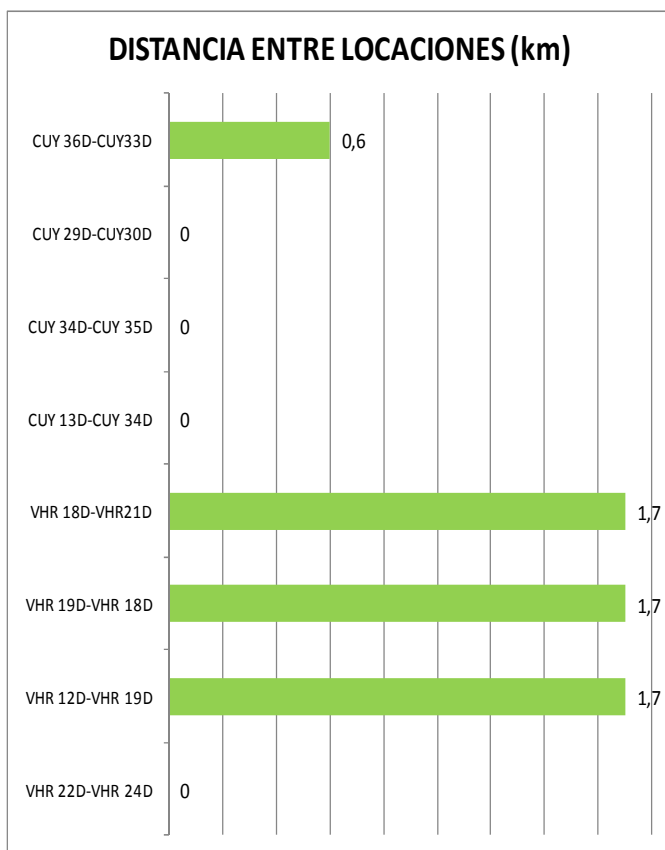
- Desplazar hacia tanques verticales de almacenamiento 1000 bls de Fluido Klastop (2 tanques) una vez culminadas las operaciones en el pozo VHR-12D, previamente tratado con Soda Cáustica y Bactericida.
- Este fluido deberá permanecer con agitación por medio de las bombas centrífugas dispuestas para tal efecto, hasta el momento en que el fluido sea movido por medio del camión Vacuum hacia la próxima locación.
- En la siguiente locación deberán estar armados 2 tanques verticales para recibir el fluido.
- Una vez que el fluido se encuentre en la nueva locación, se deberá conseguir oportunamente energía para continuar con la recirculación del lodo con el fin de evitar su degradación por bacterias.  
En caso de no contar con energía para la agitación, se puede realizar la circulación desde el mismo tanque vertical si fuese necesario.
- Es importante señalar que el Vacuum a utilizarse para la circulación del fluido, debe estar limpio internamente, para evitar posibles contaminaciones de otros fluidos (agua, crudo, otro tipo de fluidos y otros).

En las secuencias de reutilización antes mencionadas, los pozos se ubicaron en la misma plataforma, sin embargo; en tres casos se realizó un cambio de locación de todo el equipo incluyendo por su puesto, al fluido de perforación. En la Figura 2.3 se puede observar que se realizó un cambio de locación entre los pozos VHR-12D y VHR-19D, VHR-19D y VHR-18D, VHR-18D y VHR-21D, cuya distancia



recorrida en los tres casos fue de 1.7 kilómetros. Como se indicó anteriormente, en la figura 2.2, el tiempo de almacenamiento para estas secuencias fue de 32 días, 14 días y 16 días respectivamente, lo que indica claramente que el tiempo de almacenamiento está directamente relacionado con la distancia recorrida entre una locación y otra. Para el caso de la distancia recorrida del pozo CUY-36D hasta el pozo CUY-33D se tiene 0.6 Km y 20 días de almacenamiento del fluido de perforación y para las secuencias restantes en las cuales se tiene 0 km de distancia recorrida, lo que significa que los siguientes pozos fueron perforados en el mismo PAD, el tiempo promedio de almacenamiento es de 14 días.

**Figura 2.3** MOVILIZACIÓN DEL FLUIDO KLASTOP EN PROCESO DE REUTILIZACIÓN



FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 2.1.2.4 Reutilización del fluido de perforación base agua

Para definir si un fluido es apto para ser reutilizado se realizaron: cálculo de balance de materiales y pruebas de análisis finos en laboratorio.

#### 2.1.2.4.1 Cálculo de balance de materiales para la reutilización del fluido base agua.

La capacidad de realizar un balance de materiales constituye un elemento esencial de la ingeniería de fluidos de perforación. Los análisis de sólidos, las diluciones, y las ecuaciones de densidad creciente y mezcla están basados en los balances de materiales. El concepto de balance de materiales está basado en la ley de conservación de la masa, la cual estipula que la masa no puede ser ni creada ni destruida, en otras palabras, la suma de los componentes debe ser igual a la suma de los productos. Este concepto es válido para la masa y los átomos, pero no es siempre válido para las soluciones y los compuestos, debido a las solubilidades y las reacciones químicas. Matemáticamente, el concepto de balance de materiales está dividido en dos partes:

1. El volumen total es igual a la suma de los volúmenes de los componentes individuales.

$$V_{Total} = V1 + V2 + V3 + V4 + \dots \quad (2.1)$$

2. La masa total es igual a la suma de las masas de los componentes individuales.

$$V_{Total}\rho_{Total} = V1 \rho1 + V2 \rho2 + V3 \rho3 + V4 \rho4 + \dots \quad (2.2)$$

Donde:

**V** = Volumen

**$\rho$**  = Densidad

Este balance de masas y volúmenes nos permite determinar las proporciones del fluido reacondicionado con fluido nuevo, y ajustarlo de acuerdo a las condiciones operativas que nos permita tener un buen desempeño en la fase de 8½ pulgadas de los pozos donde se ha reutilizado el fluido de perforación. Se presenta a continuación un ejemplo del cálculo de balance de materiales para el fluido utilizado en el pozo VHR-12D:

- *Fluido almacenado:*

Va = 800bls

pa = 10.35 lpg

- *Fluido programado para inicio de la sección 8½ del pozo VHR-19D:*

$$V_a = 1200 \text{ bls}$$

$$\rho_a = 9.9 \text{ lpg}$$

- *Fluido a preparar:*

$$V_n = x, \text{ se realiza ensayos con } 300, 400 \text{ y } 500 \text{ barriles} \quad (2.3)$$

$$\rho_n = y \quad (2.4)$$

Entonces, según ecuación 2.2:

$$1200 (9.9) = 800 (10.35) + x (y)$$

$$3600 = x (y)$$

$$a) y = 3600/300 = 12 \text{ lpg}$$

$$b) y = 3600/400 = 9 \text{ lpg}$$

$$c) y = 3600/500 = 7.2 \text{ lpg}$$

Por lo tanto, se añadieron 400 barriles de nuevo fluido KLASTOP de 9.0 lpg a los 800 barriles recuperados del fluido utilizado en la perforación del pozo VHR-12D. A la mezcla resultante se agregó **1.1 lb/bbl** de EMI - 933 y **1 lb/bbl** de DRILZONE, resultando en un fluido de **9.9 lpg** de peso.

#### **2.1.2.4.2 Análisis de finos**

Esta prueba indica la cantidad de sólidos de perforación incorporados al fluido como se puede apreciar en la prueba de analizador de tamaño de partícula (Anexo 1), estos son valores de un fluido donde no existe una población de arcilla (debido a la buena inhibición). Los valores promedios que se obtienen de  $d_{10}=6.6605$ ,  $d_{50}=12.24346$  y  $d_{90}=26.9473$  indican que es un lodo que ha mantenido las propiedades correctas de inhibición, evitando la incorporación de arcillas y sólidos coloidales al sistema de perforación. Para medir el tamaño de partícula por el método de dispersión láser, el instrumento detecta la correlación entre la intensidad y el ángulo del haz de luz dispersado por una partícula, después calcula el tamaño de partícula basado en la teoría Mie-scattering. Para capturar las señales de luz dispersa sobre este rango de ángulos, el LA-950 utiliza un número de detectores de alto ángulo y dispersión posterior, junto con un láser

azul de longitud de onda corta LED. Cuanto más corta es la longitud de onda de la fuente de luz, más pequeñas son las partículas que pueden ser medidas. Las funciones de respuesta se crean de la información obtenida de las dos fuentes de luz y estas funciones permiten que LA-950 realice medidas simultáneas sobre una gama ultra-ancha de tamaños de partícula. Un patrón de la dispersión no es dependiente del tamaño absoluto de las partículas, pero en cambio, es determinado por el tamaño de partícula relativo con respecto a la longitud de onda de luz. El análisis de finos de la muestra de lodo recibida se realizó de la siguiente manera:

- Se recibió muestra de lodo del pozo CUYABENO 34D
- Se realizó una dilución (50% lodo, 50% agua) y se corrió la muestra en la centrífuga manual durante 10 minutos
- Una vez obtenidos los finos en el fondo, se procedió a colocarlos en el analizador de tamaño de partícula y el resultado se muestra en la tabla 2.11:

**Tabla 2.11 IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA CUY – 34D**

Sample #	Date	Description	Particle Size Distribution by HORIBA			
			D 10 %, $\mu$	D 50 %, $\mu$	D 90 %, $\mu$	Graph
201001061705466	2010-01-06	201001061705466 Análisis finos Cuy 34D	6.6605	12.24346	26.9473	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: MI SWACO

El valor obtenido del analizador de partícula  $D_{50} = 12.24346$  nos indica que tenemos sólidos de micronaje mayor al del carbonato de calcio 325 ( $D_{50} = 9.79$ ), estos sólidos pueden ser considerados como sólidos deseados que posiblemente son carbonato de calcio 325 y 100 fraccionados por el proceso de bombeo e hidráulico en el pozo. El valor  $D_{10} = 6.6605$  obtenido en el analizador de tamaño de partícula indica que no existe una población de sólidos coloidales considerables (menor a 2 micrones), el valor de 6.7 micrones representan carbonato de calcio 325 fracturados y una pequeña población de sólidos perforados.

### 2.1.2.4.3 Toma de información muestra de lodo

Las tablas que se presentan a continuación (Tabla 2.12 – Tabla 2.24) detallan cada una de las propiedades que deben ser controladas y monitoreadas para que el lodo cumpla con las condiciones para ser reutilizado, las muestras para la realización de pruebas fueron tomadas al inicio de la perforación de la sección productora y al finalizar la perforación de esta misma sección. Las tablas detalladas corresponden a los pozos involucrados en el proyecto de reutilización (en el Anexo 2 se muestran las tablas de propiedades de los pozos restantes de la campaña de perforación 2008-2010). Estas muestras fueron tomadas del lodo KLASTOP.

Estas muestras fueron obtenidas con el fin de llevar un seguimiento a las propiedades del lodo en el transcurso del día a día de la perforación de cada sección del pozo y de esta manera controlar cualquier evento inusual que pueda alterar las características del lodo.

### Pozos del campo Víctor Hugo Ruales

**Tabla 2.12 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 22D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-22D		PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-22D	
REOLOGÍA		REOLOGÍA	
L600	59	L600	56
L300	43	L300	36
L200	33	L200	28
L100	21	L100	19
L6	6	L6	5
L3	5	L3	4
GELES		GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	10	L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	13	L10m [100ft <sup>2</sup> ]	8
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16	L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	11
VP [cp]	16	VP [cp]	20
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	27	Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
FILTRADO [cc/30min]	8,1	FILTRADO [cc/30min]	5,6
PESO [lb/gal]	9,8	PESO [lb/gal]	10,8
MBT [Lb/Bbl]	0	MBT [Lb/Bbl]	17,5
pH	10,5	pH	9,5
Sólidos [%Vol]	6	Sólidos [%Vol]	14
Muestra tomada el día 29/12/2008		Muestra tomada el día 13/01/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.13 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 24D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-24D	
REOLOGÍA	
L600	53
L300	36
L200	30
L100	21
L6	7
L3	6
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	8
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	11
VP [cp]	17
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	19
FILTRADO [cc/30min]	10
PESO [lb/gal]	9,7
MBT [Lb/Bbl]	7,5
pH	10
Sólidos [%Vol]	10,25
Muestra tomada el día 24/01/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-24D	
REOLOGÍA	
L600	68
L300	46
L200	37
L100	27
L6	9
L3	8
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	14
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	20
VP [cp]	22
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	24
FILTRADO [cc/30min]	4
PESO [lb/gal]	10,5
MBT [Lb/Bbl]	12,5
pH	9,9
Sólidos [%Vol]	16
Muestra tomada el día 04/02/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.14 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 12D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-12D	
REOLOGIA	
L600	45
L300	31
L200	25
L100	17
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	3
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	5
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	7
VP [cp]	14
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	17
FILTRADO [cc/30min]	9,9
PESO [lb/gal]	9,9
MBT [Lb/Bbl]	5
pH	10,2
Sólidos [%Vol]	10
Muestra tomada el día 22/07/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-12D	
REOLOGIA	
L600	56
L300	37
L200	30
L100	20
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	9
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
VP [cp]	19
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	18
FILTRADO [cc/30min]	5,2
PESO [lb/gal]	10,9
MBT [Lb/Bbl]	10
pH	10,1
Sólidos [%Vol]	19,5
Muestra tomada el día 05/08/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.15 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 19D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-19D	
REOLOGIA	
L600	37
L300	27
L200	22
L100	19
L6	8
L3	7
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	7
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
VP [cp]	10
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	17
FILTRADO [cc/30min]	11.8
PESO [lb/gal]	9.9
MBT [Lb/Bbl]	5
pH	10.2
Sólidos [%Vol]	11
Muestra tomada el día 08/09/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-19D	
REOLOGIA	
L600	53
L300	34
L200	27
L100	17
L6	4
L3	3
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	2
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	5
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	10
VP [cp]	19
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	5,4
PESO [lb/gal]	10.5
MBT [Lb/Bbl]	10.25
pH	9.5
Sólidos [%Vol]	15
Muestra tomada el día 17/09/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.16 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 18D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-18D	
REOLOGIA	
L600	40
L300	27
L200	20
L100	13
L6	4
L3	3
pH	
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	3
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	5
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	7
VP [cp]	13
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	14
FILTRADO [cc/30min]	10
PESO [lb/gal]	9.9
MBT [Lb/Bbl]	5
pH	10
Sólidos [%Vol]	11
Muestra tomada el día 04/10/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-18D	
REOLOGIA	
L600	61
L300	38
L200	29
L100	18
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	9
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	17
VP [cp]	23
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	6
PESO [lb/gal]	10,4
MBT [Lb/Bbl]	7,5
pH	9,2
Sólidos [%Vol]	15
Muestra tomada el día 13/10/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.17 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 21D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-21D	
REOLOGIA	
L600	41
L300	28
L200	22
L100	16
L6	7
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	9
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	14
VP [cp]	13
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	10
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	5
pH	10,1
Sólidos [%Vol]	11
Muestra tomada el día 30/10/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-21D	
REOLOGIA	
L600	63
L300	39
L200	24
L100	15
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	12
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	25
VP [cp]	24
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	6
PESO [lb/gal]	10,5
MBT [Lb/Bbl]	8,75
pH	9,4
Sólidos [%Vol]	16
Muestra tomada el día 09/11/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Pozos del campo Cuyabeno****Tabla 2.18 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 13D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-13D	
REOLOGIA	
L600	39
L300	27
L200	21
L100	14
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	11
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
VP [cp]	12
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	10
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	1,25
pH	10
Sólidos [%Vol]	11
Muestra tomada el día 04/12/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-13D	
REOLOGIA	
L600	68
L300	43
L200	32
L100	22
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	7
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	13
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	19
VP [cp]	25
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	18
FILTRADO [cc/30min]	5,8
PESO [lb/gal]	10,4
MBT [Lb/Bbl]	6,25
pH	10
Sólidos [%Vol]	15
Muestra tomada el día 11/12/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela



**Tabla 2.19 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 34D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-34D	
REOLOGIA	
L600	38
L300	26
L200	19
L100	13
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	7
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	10
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
VP [cp]	12
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	14
FILTRADO [cc/30min]	--
PESO [lb/gal]	9,7
MBT [Lb/Bbl]	2,5
pH	10
Sólidos [%Vol]	10
Muestra tomada el día 23/12/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-34D	
REOLOGIA	
L600	73
L300	46
L200	35
L100	22
L6	7
L3	6
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	18
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	23
VP [cp]	27
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	19
FILTRADO [cc/30min]	5,6
PESO [lb/gal]	10,5
MBT [Lb/Bbl]	8,75
pH	9,8
Sólidos [%Vol]	16
Muestra tomada el día 01/01/2010	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.20 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 35D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-35D	
REOLOGIA	
L600	38
L300	26
L200	19
L100	15
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	7
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	10
VP [cp]	12
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	14
FILTRADO [cc/30min]	9
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	3,75
pH	9,9
Sólidos [%Vol]	11
Muestra tomada el día 14/01/2010	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-35D	
REOLOGIA	
L600	74
L300	46
L200	36
L100	25
L6	7
L3	6
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	10
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	16
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	22
VP [cp]	28
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	18
FILTRADO [cc/30min]	5
PESO [lb/gal]	10,6
MBT [Lb/Bbl]	7,5
pH	9,9
Sólidos [%Vol]	17
Muestra tomada el día 22/01/2010	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.21 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 29D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-29D	
REOLOGÍA	
L600	41
L300	28
L200	22
L100	15
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	7
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	9
VP [cp]	13
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	8,8
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	0
pH	10
Sólidos [%Vol]	9
Muestra tomada el día 19/02/2010	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-29D	
REOLOGÍA	
L600	70
L300	44
L200	35
L100	23
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	12
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	17
VP [cp]	26
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	18
FILTRADO [cc/30min]	6
PESO [lb/gal]	10,5
MBT [Lb/Bbl]	8,75
pH	9,9
Sólidos [%Vol]	16
Muestra tomada el día 27/02/2010	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.22 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 30D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-30D	
REOLOGÍA	
L600	42
L300	29
L200	24
L100	17
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	8
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	9
VP [cp]	13
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
FILTRADO [cc/30min]	11,5
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	5
pH	10,1
Sólidos [%Vol]	11
Muestra tomada el día 12/03/2010	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-30D	
REOLOGÍA	
L600	68
L300	45
L200	36
L100	23
L6	7
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	12
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	18
VP [cp]	23
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	22
FILTRADO [cc/30min]	5,9
PESO [lb/gal]	10,5
MBT [Lb/Bbl]	11,25
pH	9,9
Sólidos [%Vol]	16,5
Muestra tomada el día 21/03/2010	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.23 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 36D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-36D	
REOLOGÍA	
L600	35
L300	25
L200	20
L100	15
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	7
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	9
VP [cp]	10
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	11,6
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	0
pH	9,8
Sólidos [%Vol]	9,8
Muestra tomada el día 06/06/2010	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-36D	
REOLOGÍA	
L600	78
L300	51
L200	36
L100	22
L6	7
L3	6
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	12
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	17
VP [cp]	27
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	24
FILTRADO [cc/30min]	4,5
PESO [lb/gal]	10,5
MBT [Lb/Bbl]	8,25
pH	9,5
Sólidos [%Vol]	15,5
Muestra tomada el día 14/06/2010	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 2.24 MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 33D**

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-33D	
REOLOGÍA	
L600	37
L300	26
L200	21
L100	15
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	6
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
VP [cp]	11
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	8,5
PESO [lb/gal]	9,9
MBT [Lb/Bbl]	4,5
pH	9,6
Sólidos [%Vol]	11,5
Muestra tomada el día 03/07/2010	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-33D	
REOLOGÍA	
L600	78
L300	51
L200	43
L100	28
L6	7
L3	6
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	11
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	18
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	25
VP [cp]	27
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	24
FILTRADO [cc/30min]	5,3
PESO [lb/gal]	10,4
MBT [Lb/Bbl]	8,75
pH	9,6
Sólidos [%Vol]	15
Muestra tomada el día 10/07/2010	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## **CAPÍTULO 3**

# **ESTANDARIZACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA REUTILIZACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN**

### **3.1 INTRODUCCIÓN**

Una vez analizados todos los aspectos concernientes a la aplicación del proyecto durante la campaña de perforación 2008 - 2010, este capítulo establecerá las pautas para la reutilización del fluido de perforación durante la campaña de perforación 2011 en EP-PETROECUADOR.

### **3.2 UBICACIÓN DEL PRÓXIMO POZO**

La propuesta de reutilización del fluido de perforación durante la campaña 2011 contempla aplicar este procedimiento en pozos perforados en una misma plataforma debido a las siguientes razones:

- El movimiento del fluido de perforación hacia una locación implica principalmente el uso de un Vacuum, servicio que no siempre está disponible debido a que también interviene en procesos de transporte de agua para reinyección y evacuación de aguas grises del campamento.
- Implica el uso de cuatro de los cinco tanques verticales dispuestos en cada taladro, lo que disminuye la capacidad de manejo de volúmenes en la locación.
- Aumento sustancial del riesgo inherente al movimiento de un vehículo pesado conteniendo fluidos potencialmente contaminantes.

Aunque este procedimiento se aplicó para pozos perforados en distintas plataformas (secuencia de uso 2), con una distancia de 1,7 km, esto hace pensar en la posibilidad de seguir un procedimiento similar en trasteos de igual o menor distancia, siempre y cuando se observen los siguientes aspectos:

- Disponibilidad de Vacuum para el transporte

- Vías de acceso en buen estado.
- Coordinación de la logística necesaria para recibir el fluido en la nueva locación, es decir, tanques verticales disponibles (2) y energía para el funcionamiento de las bombas de recirculación.

### 3.3 PROPIEDADES ADECUADAS PARA LA REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Es importante efectuar un control de las propiedades del fluido al final de la sección de 8 ½”, el mismo que será evacuado a los tanques verticales para su almacenamiento. Si bien todas las propiedades físico-químicas del fluido nos entregan información sobre el estado del mismo, para el proceso de reutilización, cuatro propiedades son importantes debido a que: a) determinan el grado de dilución necesario para obtener un fluido con las propiedades necesarias para comenzar la nueva sección del siguiente pozo; b) determinan el estado de conservación del fluido de perforación. Estas propiedades y los valores recomendados se detallan en la tabla 3.1:

**Tabla 3.1** PROPIEDADES RECOMENDADAS DE UN FLUIDO A SER PRESERVADO

PROPIEDAD	VALOR RECOMENDADO	OBSERVACIÓN
pH	9,2 – 10,1	Su valor indica la capacidad del fluido de no permitir una degradación bacteriana del mismo. En un ambiente alcalino ciertos aditivos del fluido se preservan mejor.
Densidad	Valores no alejados del plan	Determinará el grado de dilución del fluido para su reutilización.
Contenido de sólidos	< 19,5	En especial los de baja gravedad deben ser removidos a través de limpieza del fluido en centrifugas.
MBT	< 17	Indica la cantidad de arcilla reactiva en el fluido. Su valor indica la cantidad de sólidos de perforación presentes en el lodo. Estos no pueden ser removidos y su valor disminuye a través de dilución.

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB 70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

Para poder almacenar y preservar el fluido se necesita disponer de:

- Dos tanques verticales acondicionados para almacenar el fluido
- Bomba para la recirculación del fluido en los tanques
- Fuente de energía para la bomba

- Si el fluido se almacena en los tanques del taladro se requiere que los agitadores se encuentren en funcionamiento.

Para el caso de transportar el fluido entre locaciones, siempre que las condiciones permitan dicha operación, se requerirá adicionalmente:

- Dos tanques verticales auxiliares en la nueva locación
- Vacuum libre de contaminados para transportar el fluido
- Energía disponible en la nueva locación para funcionamiento de la bomba de recirculación.

Es importante mencionar que la tendencia actual de las operaciones en EP-PETROECUADOR considera la completación y pruebas iniciales con el mismo taladro de perforación en los pozos ubicados en la misma plataforma, por lo que un análisis de la capacidad volumétrica disponible para las mencionadas operaciones es muy necesario. Además, para el caso del transporte del fluido se hace necesario coordinar el trasteo de los dos tanques verticales y equipos (bomba y generador) hacia la nueva locación, previo a la movilización del fluido, de manera que este último permanezca el menor tiempo posible sin recirculación. En caso de que el fluido al terminar la sección, no presentara las propiedades recomendadas, se debe realizar una evaluación para determinar si puede ser acondicionado para su preservación. Esto se aplica para el caso del pH y para el resto de propiedades es importante que se mantenga el valor, pues fuera de ellos compromete la calidad del fluido sin que haya una manera factible de reacondicionarlo.

### **3.4 LOGÍSTICA DISPONIBLE PARA GUARDAR EL FLUIDO**

La logística para la reutilización del fluido involucra a la operadora, la contratista del taladro y las compañías de lodos y control de sólidos. Un trabajo en conjunto se vuelve indispensable para el éxito de esta operación.

Para poder almacenar y preservar el fluido se necesita disponer de:

- Dos tanques verticales acondicionados para almacenar el fluido
- Bomba para la recirculación del fluido en los tanques.
- Fuente de energía para la bomba.

- Si el fluido se almacena en los tanques del RIG se requiere que los agitadores se encuentren en funcionamiento.

Para el caso de transportar el fluido entre locaciones, siempre que las condiciones permitan dicha operación, se requerirá adicionalmente:

- Dos tanques verticales auxiliares en la nueva locación.
- Vacuum libre de contaminados para transportar el fluido.
- Energía disponible en la nueva locación para funcionamiento de la bomba de recirculación.

Es importante mencionar que la tendencia actual de las operaciones en EP-PETROECUADOR considera la completación y pruebas iniciales con el mismo taladro de perforación en los pozos ubicados en la misma plataforma, por lo que un análisis de la capacidad volumétrica disponible para las mencionadas operaciones es muy necesario. Además, para el caso del transporte del fluido se hace necesario coordinar el trasteo de los dos tanques verticales y equipos (bomba y generador) hacia la nueva locación, previo a la movilización del fluido, de manera que este último permanezca el menor tiempo posible sin recirculación. En caso de que el fluido al terminar la sección, no presentara las propiedades recomendadas, se debe realizar una evaluación para determinar si puede ser acondicionado para su preservación. Esto se aplica para el caso del pH y para el resto de propiedades es importante que se mantenga el valor, pues fuera de ellos compromete la calidad del fluido sin que haya una manera factible de reacondicionarlo.

### **3.5 SIGUIENTE SECCIÓN**

Determinar la sección en la cual se reutilizará el fluido depende de aspectos muy importantes como:

#### **3.5.1 SECCIÓN DE 8 ½”**

- El fluido que se va a preservar no debe tener componentes que entren en conflicto con la formulación del fluido para la siguiente sección.

- El tiempo previsto para perforar la próxima sección debe estar dentro del tiempo máximo de preservación del fluido recomendado.

### **3.5.2 SECCIÓN DE 12 ¼”**

- El fluido tiene una mayor versatilidad para dicha sección; sin embargo, se debe revisar que los aditivos del fluido preservado no tengan conflicto con los aditivos necesarios para la nueva sección.
- El tiempo previsto para perforar la próxima sección debe estar dentro del tiempo máximo de preservación del fluido recomendado.

Al igual que con la logística, se hace mención de la tendencia en las operaciones de EP-PETROECUADOR de completar los pozos con el mismo taladro de perforación lo que hace prever que el tiempo entre el final de la sección de 8 ½” de un pozo y el comienzo de la misma sección en el nuevo pozo exceda por mucho el tiempo máximo de conservación del fluido recomendado. Esto convierte a la propuesta de reutilización del fluido de la sección de 8 ½” en la sección de 12 ¼” en la más factible.

## **3.6 TIEMPO MÁXIMO DE PRESERVACIÓN DEL FLUIDO**

De acuerdo a la experiencia en procesos de reutilización de fluido, se recomienda un tiempo máximo de preservación del lodo de perforación de 30 días. Tiempos superiores suponen una degradación importante de los componentes del fluido y la decantación de los sólidos contenidos en el mismo.

## **3.7 PLAN DE CONSERVACIÓN DEL FLUIDO**

Para la preservación del fluido durante el tiempo de almacenamiento se deben cumplir las siguientes recomendaciones:

- Monitorear las propiedades de fluido: pH, reología y filtrado.
- Agregar productos químicos para la conservación del fluido en función del monitoreo realizado. Para mantener el pH del fluido se debe agregar soda



caústica en cada uno de los tanques. El bactericida se agregará cada 3 días.

- Agitar y circular el fluido a través de las bombas centrífugas, un tiempo mínimo de 8 horas por día.

### **3.8 VOLÚMENES A REUTILIZAR**

El volumen de fluido a reutilizar para cada una de las opciones, es decir, en la sección de 12 ¼" u 8 ½" del nuevo pozo se determina por: a) las condiciones del fluido a reutilizar (pH, densidad, contenido de sólidos y MBT), b) las condiciones del fluido necesarias para empezar la nueva sección y c) el balance de materiales mencionados antes.

#### **3.8.1 PÍLDORAS**

Las píldoras son un volumen relativamente pequeño de una mezcla especial de aditivos que llevan a cabo una tarea específica que el fluido de perforación normal no puede realizar. Generalmente durante la perforación se bombean por cada 300 pies perforados un tren o secuencia de 30 bls de píldora dispersa seguido por 30 bls de píldora de barrido. La píldora dispersa, como su nombre lo indica, tiene como función principal dispersar los componentes de los fluidos en el hoyo. La píldora de barrido permite que los mismos sean desplazados hasta superficie. Una opción para la reutilización de una parte del volumen de fluido almacenado lo constituyen las píldoras. Se considera una buena práctica de perforación el bombear píldoras en los siguientes casos:

- Al observar conglomerado, se recomienda el bombeo de píldoras de alta reología.
- Para ayudar con la limpieza del pozo, se bombean píldoras de alta reología cada dos paradas, y píldoras de baja reología cada cuatro paradas en la sección de 12 ¼".
- Si se presentan indicios de embolamiento, se consideran barridos de píldoras dispersas.

- Se bombean píldoras de sello ( $\text{CaCO}_3$  de granulometría controlada) a partir de Basal Tena, con el fin de ayudar en el trabajo direccional y mejorar el puenteo en dichas arenas.
- Se bombean secuencia de píldoras antes de cada viaje, es decir, píldora de baja reología seguida de píldora de alta reología con la finalidad de limpiar el hoyo.
- Píldoras lubricantes-estabilizadoras son espoteadas en el fondo antes de las corridas de revestidor intermedio y antes de la corrida de registros eléctricos en la zona productora para facilitar el movimiento de las herramientas.

### 3.8.2 SECCIÓN DE 8 ½”

La densidad que debe mantener un fluido de perforación en la sección de producción se determina por el perfil de presiones del pozo. Una regla de oro para esta sección determina que se debe perforar la misma con el menor peso del lodo posible, pero que garantice una operación segura. Algunas veces las cuestiones de inestabilidad en esta sección encuentran solución con el uso de inhibidores de hidratación de lutitas reactivas y no en el aumento del peso del lodo. El análisis de los programas de fluidos de perforación determina los valores de densidades del fluido con los que se debe iniciar la perforación de la sección de 8 ½” en los campos de EP-PETROECUADOR y se muestran en la Tabla 3.2:

**Tabla 3.2** DENSIDAD DEL LODO PARA COMENZAR LA SECCIÓN DE 8 ½”

CAMPO	DENSIDAD LODO (LPG)
AGUARICO	VALORES ENTRE 8.9 Y 9
ARAZÁ	
AUCA	
CONDORAZO	
CUYABENO	
DRAGO	
PUCUNA	
SANSAHUARI	
SECOYA	
SHUSHUFINDI	

FUENTE: Mud Programs EP-PETROECUADOR  
ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

Del análisis del proyecto piloto de reutilización del fluido de perforación en la campaña 2008-2010 con el RIG CPEB 70128, se determina que de los 1000 barriles de fluido almacenado, un 60% (600 barriles en promedio) se utilizan para preparar el fluido de la nueva sección, debido a que:

- a) Un volumen del fluido almacenado se pierde por asentamiento de sólidos.
- b) Un volumen del fluido almacenado es utilizado en la preparación de píldoras en secciones previas.

### 3.8.3 SECCIÓN DE 12 ¼”

El análisis de los programas de fluidos de perforación determina los valores de densidades del fluido de perforación con los que se debe iniciar la perforación de la sección de 12¼” en los campos de EP-PETROECUADOR y se muestran en la Tabla 3.3:

**Tabla 3.3 DENSIDAD DEL LODO PARA INICIAR LA SECCIÓN DE 12 ¼”**

CAMPO	DENSIDAD LODO (LPG)
AGUARICO	10,1
ARAZÁ	9,5
AUCA	10,1
CONDORAZO	10,2
CUYABENO	8,8
DRAGO	9,2
PUCUNA	9,5
SANSAHUARI	8,8
SECOYA	9,5
SHUSHUFINDI	10,2

FUENTE: Programas de fluidos de perforación para EP-PETROECUADOR.  
ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

La propuesta de reutilización del fluido para esta sección considera utilizar 800 de los 1000 barriles almacenados debido a que:

- a) Un volumen se pierde por decantación de sólidos en los tanques de almacenamiento del fluido.
- b) El volumen de fluido utilizado en píldoras al arribar a esta sección es menor que al arribar a la sección de 8 ½”.

### **3.9 PROPIEDADES DEL FLUIDO ANTES DE SU REUTILIZACIÓN**

Por último, es importante un control final de las propiedades del fluido almacenado antes de destinarlo para su reutilización en la perforación de la nueva sección.

El resumen de las operaciones en el proyecto llevado a cabo en el RIG CPEB-70128 muestra que bajo condiciones normales no debería haber una variación sustancial en las propiedades del fluido excepto en el pH (controlado y mantenido durante su almacenamiento) y con la densidad del fluido, esto debido al asentamiento de los sólidos contenidos en el mismo.

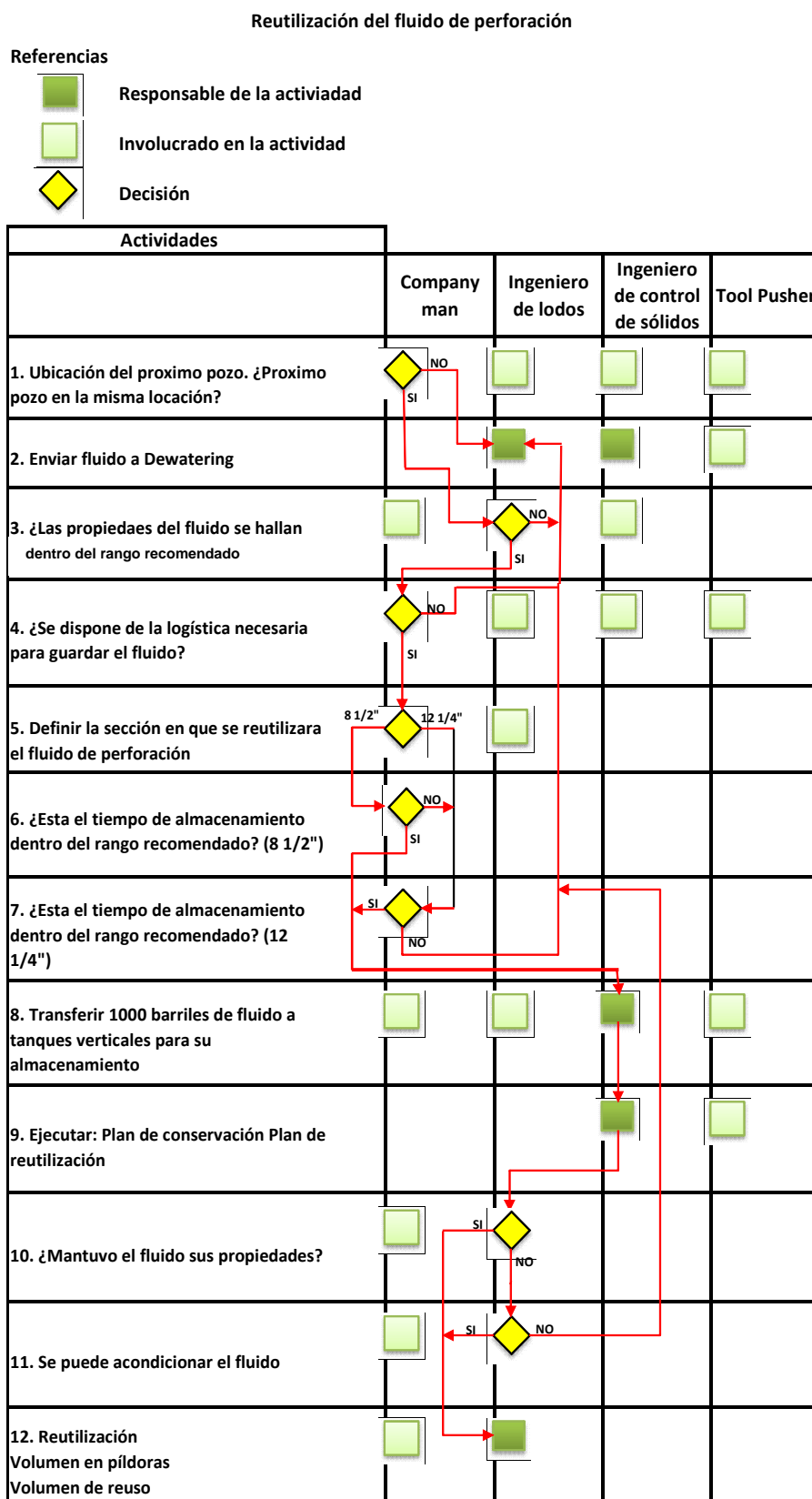
Si se presentase el caso en que las condiciones del fluido no fuesen las adecuadas (pH muy bajo, señales de descomposición del fluido), se debe evaluar si este lodo puede ser reacondicionado para su re-uso o si deberá ser tratado para disposición final.

### **3.10 REUSO DEL FLUIDO**

Finalmente tomamos una de las opciones propuestas para la reutilización del fluido almacenado dependiendo de la decisión prevista con anterioridad y de acuerdo a las circunstancias operacionales presentes durante la perforación. Se evalúa el rendimiento del fluido de perforación al compararlo con las condiciones proyectadas en el programa de perforación de la sección.

En la figura 3.1 se presenta un flujograma de las actividades necesarias que deben ser consideradas en el proceso de reutilización de un fluido de perforación para las secciones 8 ½” y 12 ¼”.

**Figura 3.1** FLUJOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA LA REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN



ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## **CAPÍTULO 4**

### **ANÁLISIS DEL ESTADO DE LOS POZOS EN LOS CUALES SE REUTILIZÓ EL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

#### **4.1 REUTILIZACIÓN DEL LODO EN LA CAMPAÑA 2008-2010**

En primera instancia se realiza una revisión de conceptos relacionados al daño de formación para luego revisar los resultados de las pruebas de presión tomadas en los pozos perforados durante la mencionada campaña en los campos Cuyabeno y Víctor Hugo Ruales (VHR).

##### **4.1.1 ESTUDIO DEL DAÑO DE FORMACIÓN**

###### **4.1.1.1 Introducción**

El daño de formación se considera como cualquier proceso que altera la permeabilidad de una formación en un reservorio de tal manera que la producción o inyectividad decrecen. Durante las operaciones de perforación, completación o reacondicionamiento, la formación productora está expuesta a una serie de fluidos, ya sea por largos periodos de tiempo como en el caso de la perforación o solo por horas en el caso de los fluidos de reacondicionamiento.

###### **4.1.1.2 Orígenes del daño de formación**

El daño de formación puede ocurrir en cualquier tiempo en la vida de un pozo productor, de esta manera se encuentran orígenes para este fenómeno en cualquiera de las operaciones siguientes:

1. Perforación
2. Cementación
3. Completación / Estimulación
4. Reacondicionamientos
5. Procesos de recuperación mejorada

#### **4.1.1.3 Daño de formación causado por los fluidos de perforación**

Los fluidos de perforación y completación pueden alterar la formación productora de dos formas:

- a) Por medio de la invasión de sólidos del lodo
- b) Por la invasión del filtrado de lodo

##### ***4.1.1.3.1 Invasión de los sólidos del lodo***

Los sólidos del lodo pueden llenar progresivamente la porosidad de la roca reservorio. Estos sólidos pueden ser sólidos perforados o componentes insolubles presentes en el fluido. De esta manera, si se intenta empezar la producción o inyección a tasas de flujo altas o moderadas se puede causar que estos materiales se interconecten (se puenteen) y causen un severo decrecimiento en la permeabilidad de la zona cercana al pozo.

##### ***4.1.1.3.2 Invasión del filtrado de lodo***

Por razones económicas los pozos deben ser perforados tan rápido como sea posible; sin el lodo adecuado se puede obtener altos volúmenes de invasión de filtrado de la decisión deliberada de altas tasas de perforación. Si esta decisión se ha tomado, entonces se deben considerar los efectos que tiene en la formación el filtrado y los sólidos asociados al mismo.

Si se considera que el filtrado de lodo contiene muchos componentes potencialmente dañinos y que la invasión puede ser profunda, entonces podemos decir que la invasión de filtrado es la causa más importante del daño de formación. La severidad de este daño depende de la sensibilidad de la roca.

La mayor invasión ocurre mientras el lodo sale a borbotones de los jets de la broca mientras la costra de lodo se está formando. Esta fase aparece cuando una nueva superficie de roca está siendo perforada y removida.

#### **4.1.2 PRUEBAS DE PRESIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS POR EL RIG CPEB 70128**

Las pruebas de presión, al igual que otras pruebas de pozos son utilizadas para proveer información que proporcione las características del reservorio, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación. El análisis de pruebas de pozos es uno de los métodos más importantes disponibles para los ingenieros de yacimientos para establecer características de reservorio, tales como: permeabilidad y compresibilidad, presión estática, ubicación de fronteras, condición del pozo (dañado o estimulado), comunicación entre pozos y fallas.

La información práctica que se puede obtener de estas pruebas incluye: volumen del pozo, daño, estimulación, presión del reservorio, permeabilidad, reservas, discontinuidades del reservorio y fluido y otros datos relacionados. Toda esta información puede ser utilizada para analizar, mejorar y pronosticar el desempeño del reservorio. Generalmente es una buena práctica correr una prueba de presión base en un pozo que ha producido, poco después de su completación, esto permite tener un conocimiento temprano y corrección de muchos problemas de los cuales la insuficiente estimulación es solamente lo más obvio.

##### **4.1.2.1 Prueba de restauración de presión (BUILDUP test)**

La prueba de restauración de presión es una prueba utilizada para determinar la presión en el estado transitorio.

Básicamente, la prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo (usualmente en la superficie) permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión en el pozo es una función del tiempo. A partir de esta data, es frecuentemente posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión del área de drenaje actual caracterizando el daño o estimulación y las heterogeneidades del yacimiento o los límites.



#### 4.1.2.2 Resultados de las pruebas de presión en pozos perforados en los campos Cuyabeno y VHR

Las Tablas 4.1 y 4.2 presentan un resumen de los resultados obtenidos de las pruebas de presión tomadas a los pozos perforados en la campaña 2008-2010 con el Rig CPEB 70128 en los campos Cuyabeno y Víctor Hugo Ruales (pozos ordenados en forma cronológica de perforación). Para este análisis no se han considerado los pozos VHR-RW1 y CUY-RW1 ya que son pozos reinyectores y no son de interés para este estudio.

**Tabla 4.1 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DEL CAMPO VHR**

POZO	ZONA	RESTAURACIÓN DE PRESIÓN										
		BFPD	BPPD	BSW (%)	k (md)	St	Spp	Sd	Pr (PSI)	Pwf (PSI)	EF	lpa
VHR-23	US	1680	1378	18,0	2274,00	-1,69	0,00	-1,69	3097	3019	1,21	21,5
VHR-22D	BT	1104	530	52,0	73,90	-1,72	0,00	-1,72	1782	916	1,34	1,3
VHR-24D	US	1776	1510	15,0	824,90	6,53	3,06	1,74	3043	2413	0,757	2,8
VHR-16	US	2040	837	59,0	101,80	4,52	1,02	-0,56	3125	2383	1,14	2,7
VHR-20	UI	230	77	66,5	17,00	7,18	0,81	5,09	3060	567	0,54	0,1
VHR-12D	US	870	302	65,3	73,00	6,80	0,00	6,80	2850	1297	0,53	0,6
VHR-19D	US	288	181	37,2	17,52	-0,65	0,00	-0,65	2198	350	1	0,2
VHR-18D	US	480	187	61,0	11,97	2,90	4,98	-0,68	3129	1089	1,19	0,2
VHR-21D	UI	1478	334	77,4	177,00	-	8,65	16,00	3165	2089	0,21	1,4

FUENTE: Departamento de Ingeniería Cuyabeno, EP-PETROECUADOR.

ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 4.2 RESULTADOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN POZOS DEL CAMPO CUYABENO**

POZO	ZONA	RESTAURACIÓN DE PRESIÓN										
		BFPD	BPPD	BSW (%)	k (md)	St	Spp	Sd	Pr (PSI)	Pwf (PSI)	EF	lpa
CUY-28D	UI	2273	1001	56,0	5122,00	560,00	6,90	155,00	2991	2568	0,043	5,4
CUY-13D	UI	1608	1158	28,0	1366,00	145,00	3,60	54,00	2914	2595	0,079	5,0
CUY-34D	UI	2058	1646	20,0	930,00	2,70	5,49	1,20	2979	2830	1,214	13,8
CUY-35D	UI	2144	1629	24,0	621,00	-5,08	3,77	-4,42	2986	2810	2,61	12,2
CUY-29D	TS	1008	508	49,6	97,20	1,75	1,70	0,01	2634	2046	1,71	1,7
CUY-30D	UI	1968	1496	24,0	1203,00	0,42	7,43	-2,06	2989	2892	1,65	20,3
CUY-31D	TS	336	181	46,1	13,50	-1,00	0,00	-1,00	3065	361	1	0,1
CUY-32D	UI	1864	1230	34,0	3375,00	3,69	0,00	3,69	3671	2376	0,675	1,4
CUY-36D	UI	1550	1419	8,5	1476,00	50,00	6,15	15,00	2892	2302	0,156	2,6
CUY-33D	TS	287	92	67,9	1,97	-3,73	4,04	-2,33	2484	776	1,88	0,2

FUENTE: Departamento de Ingeniería Cuyabeno, EP-PETROECUADOR.

ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

De los 19 pozos objeto de este análisis, 10 de ellos (53%) presentan valores de daño positivo, es decir restricciones al flujo, y los restantes 9 (47%) ninguna restricción al flujo. En el campo VHR, de los cuatro pozos donde se reutilizó el fluido de perforación (VHR-24D, VHR-19D, VHR-18D, VHR-21D), dos de ellos presentan valores negativos de daño (Sd), los otros dos, presentan valores de daño positivo (Sd). En Cuyabeno, de los cuatro pozos donde se reutilizó el fluido de perforación (CUI-34D, CUI-35D, CUI-30D, CUI-33D), tres de ellos presentan valores de daño negativo (Sd) y uno solo presenta un valor de daño positivo (Sd). Es decir, de los ocho pozos donde se reutilizó el fluido de perforación, 3 de ellos (38%) presentan restricciones al flujo y cinco pozos (62%) ninguna restricción al flujo.

Se puede inferir entonces que la reutilización del fluido de perforación no influyó de forma determinante en el daño de formación.

#### **4.1.2.3 Historiales de completación y reacondicionamiento de los pozos donde se reutilizó el fluido de perforación**

A continuación se presentan los resúmenes de las operaciones correspondientes a completación y pruebas iniciales de los pozos que forman parte de las cinco secuencias de reutilización de lodo descritas en la sección 2.1.2.

##### **4.1.2.3.1 Pozo VHR-22D**

- Intervalos perforados: 7968' – 8002' (34')
- Se registra cemento (CAST-CBL-GR-CCL), cemento regular en zona de interés. Toman registro Gamma Ray Espectral-Neutron-Sonico Dipolar y Registro de Saturacion RMT, determinan buen potencial en BT "Us", "Um", "Ui", "Ts" y "Ti".
- Bajaron conjunto TCP con 4 5-8" cañones de alta penetración y punzaron Arena "BT": 7968'-8002' (34') @ 5 DPP. Desplazan bomba Jet-10J y evalúan arena "BT". La Tabla 4.3 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.3 EVALUACIÓN ARENA “BT” POZO VHR-22D**

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	MÉTODO	PC	SALINIDAD	ARENA
05-MAR-09	1104	530	52%	19.5	PPH	CTK	14850	BT

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 4.1.2.3.2 Pozo VHR-24D

- Intervalos perforados: 8876' – 8886' (10')
- Se registra cemento (USIT-CBL-VDL-GR-CCL), cemento bueno en las zonas de interés. Toma de registro de Saturación RST, CHFR, Densidad Porosidad a hueco entubado. Buen potencial de petróleo en “Us”, BT, “M2”.
- Baja conjunto TCP con 4 ½” cañones de alta penetración y punzonan: Arena “Us”: 8876'-8886' (10') @ 5 DPP. Desplazan bomba Jet-11K y evalúa la arena “Us. La Tabla 4.4 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.4 EVALUACIÓN ARENA “Us” POZO VHR-24D**

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	SALINIDAD	ARENA
23-MAR-09	1776	1510	15%	27,3	PPH	-	20200	Us

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 4.1.2.3.3 Pozo VHR-12D

- Intervalos perforados: 8588' – 8592' (4')
- Se corren registros de control de cemento: USIT – CBL - VDL - GR – CCL. Mal cemento en zonas de interés. Buen cemento desde 8250' – 7300'. Disparan intervalo de con cañones convencionales: 8618' – 8622' a arena “T”.

- Se evalúa en Drill Pipe y realiza prueba de admisión a arena T con 15 bls de agua. Se corren registros de control de cemento: CBL - VDL - GR – CCL. Mal cemento en zonas “U” y “BT”.
- Cierran pozo para Build Up por 22 horas, evaluando arena “Us”. La Tabla 4.5 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.5 EVALUACIÓN ARENA “Us” POZO VHR-12D**

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	SALINIDAD	ARENA
27-Dic-09	870	302	65,3%	26,7	-	-	-	“ Us ”

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### **4.1.2.3.4 Pozo VHR-19D**

- Intervalos perforados: 8411' – 8414' (3')  
8418' – 8422' (4')  
8593' – 8600' (7')  
8321' – 8329' (8')
- Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – GR – CCL – PET. Buen cemento en zona de interés “Us”. Se disparan los siguientes intervalos y evalúan: Arena “Us” 8411' - 8414' @ 5 DPP y 8418' - 8422' @ 5 DPP.
- Disparan los siguientes intervalo y evalúan: Arena “Ti” 8593' - 8600' @ 5 DPP. Desplazan bomba Jet-10K y evalúan “Ti”.
- Disparan los siguientes intervalo y evalúan: Arena “M-2” 8321' - 8329' @ 5 DPP. Desplazan bomba Jet-10J y evalúan “M-2”.

La Tabla 4.6 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.6** EVALUACIÓN ARENAS “Us”, “Ti”, “M-2” POZO VHR-19D

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	MÉTODO	PC	ARENA	SALINIDAD
30-Dic-09	120	72	40%	-	-	CTK	“ Us ”	-
04-ene-10	1968	335	83%	26,5	-	CTK	“ Ti ”	7500
16-ene-10	600	360	40%	25,3	-	CTK	“ M-2 ”	7500

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN

ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 4.1.2.3.5 Pozo VHR-18D

- Intervalos perforados: 8362' – 8372' (10')
- Se corren registro Gyro de control de cemento: CBL-VDL-CCL-GR. Presencia de mal cemento en zonas “M2”, “Us”, “Ui”, “Ti” y cemento moderado en zonas “M1”, “BT”. Bajaron BHA moledor y muelen retenedores y cemento duro.
- Se baja cable eléctrico y se corre registros de cemento CBL-VDL-CCL-GR desde 8654'-6654' (2000') presenta cemento malo, se decide disparar arena “Us” 8362'-8372' (10').
- Se evalúa “Us” con bomba jet E-8 con elementos de presión. La Tabla 4.7 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.7** EVALUACIÓN ARENA “Us” POZO VHR-18D

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	MÉTODO	PC	SALINIDAD	ARENA
25-nov-09	480	144	70	22	-	-	-	Us

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN

ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 4.1.2.3.6 Pozo VHR-21D

- Intervalos perforados: 8741' – 8750' (9')
- Se registra cemento (SBT-VDL-GR-CCL), cemento bueno en las zonas de interés. Baja conjunto TCP con 4 ½” cañones de alta penetración y punzonan

Arena "Ui": 8741'-8750' (9') @ 5 DPP. Evalúan arena "Ui" a flujo natural al TK en locación. Desplazan bomba Jet-9A y evalúan arena "Ui" con elementos de presión. La Tabla 4.8 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.8 EVALUACIÓN ARENA "Ui" POZO VHR-21D**

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	ARENA	SALINIDAD
12-DIC-09	840	638	24%	31.2	PPF	20	Ui	-
14-DIC-09	1296	881	32%	31.4	PPH	50	Ui	-

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 4.1.2.3.7 Pozo CUYABENO - 13D

- Intervalos perforados: 7997' – 8020' (23')
- Bajaron conjunto TCP en 3 ½" tbg SEC. Punzonan el siguiente intervalo: Arena "Ui": 7997' – 8020' (23') @ 5 DPP. Cierran pozo por 15 hrs para restauración de presión (B' UP). Reversan bomba JET 10-J. Wireline recupera elementos de presión.
- Realizan prueba de producción con equipo BES CENTRILIFT P23X a la arena "Us" a la estación. La Tabla 4.9 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.9 EVALUACIÓN ARENA "Ui" POZO CUY-13D**

PRUEBA	BFPD	BPPD	BSW	API	MÉTODO	PC	SALINIDAD	ARENA
11-abril-2010	1608	1158	28	22	-	-	-	Ui

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 4.1.2.3.8 Pozo CUYABENO - 34D

- Intervalos perforados: 7898' – 7930' (32')
- Se Corren registros de control de cemento: CAST - CBL – MSG - GR – CCL. Buen cemento. Disparan intervalo con String Mxar: Arena "Ui" 7898' – 7930' (32') a 4 DPP.

- Se realiza prueba de producción a la arena “Ui” con Equipo BES SN-2600. La Tabla 4.10 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.10** EVALUACIÓN ARENA “Ui” POZO CUY-34D

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	SALINDAD	ARENA
12-feb-10	2058	1646	20%	28	PPS	-	880	“Ui”

FUENTE: Reportes B’UP PETROPRODUCCIÓN

ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 4.1.2.3.9 Pozo CUYABENO - 35D

- Intervalos perforados: 8079’ – 8109’ (30’)
- Se Corren registros de control de cemento: CAST - CBL – MSG - GR – CCL. Buen cemento. Disparan intervalo con String Mxar: Arena “Ui” 8079’ – 8109’ (30’) a 4 DPP.
- Se realiza prueba de producción a la arena “Ui” con Equipo BES SN-2600. La Tabla 4.11 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.11** EVALUACIÓN ARENA “Ui” POZO CUY-35D

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	SALINDAD	ARENA
18-mar-10	2144	1629	24%	26,7	PPS	-	6500	“Ui”

FUENTE: Reportes B’UP PETROPRODUCCIÓN

ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 4.1.2.3.10 Pozo CUYABENO - 29D

- Intervalos perforados: 8258’ – 8263’ (5’)  
8266’ – 8273’ (7’)  
8278’ – 8284’ (6’)  
8287’ – 8298’ (11’)

- Se Corren registros de control de cemento: USIT - CBL – VDL - GR – CCL. Presenta irregular calidad de cemento en zonas de interés. Disparan intervalo con String Maxar.
- Se realiza prueba de producción a la arena “Ts” con camión bomba al tanque bota de locación. La Tabla 4.12 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.12 EVALUACIÓN ARENA “Ts” POZO CUY-29D**

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	SALINIDAD	ARENA
26-may-10	1008	508	49,6%	27,5	PPS	-	5000	“Ts”

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### **4.1.2.3.11 Pozo CUYABENO 30D**

- Intervalos perforados: 8142' – 8162' (20')
- Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL - GR – CCL. Buen cemento. Disparan intervalo con String Mxar: Arena “Ui” 8142' – 8162' (20') a 5 DPP. Se realiza prueba de producción a la arena “Ui” con Equipo BES DN-3000. La Tabla 4.13 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.13 EVALUACIÓN ARENA “Ui” POZO CUY-30D**

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	SALINIDAD	ARENA
09-may-10	1968	1496	24%	26,5	PPS	-	2250	“Ui”

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### **4.1.2.3.12 Pozo CUYABENO 36D**

- Intervalos perforados: 8246' – 8250' (4')
- Se corren registros de control de cemento: USIT - CBL – CCL - CCL – GR. Cemento malo. Punzonan el intervalo 8246' – 8250' (4') a 4 DPP para cementación forzada.



- Asientan R-Matic a 8174'. Realizan prueba de inyectabilidad. Desasientan R-Matic y nueva prueba de inyectabilidad a Ui con 3100 psi a 3.8 bpm.
- Bajan a moler cemento duro y retenedor de cemento. Circulan y sacan. Disparan intervalo con TCP: Arena "Ui" 8203' – 8220' (17') a 5 DPP. Cierre de pozo para prueba de build up por 20 horas. Reversan bomba JET E8. Sacan TCP. La Tabla 4.14 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.14** EVALUACIÓN ARENA "Ui" POZO CUY-36D

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	SALINDAD	ARENA
23-Jul-10	1550	1419	8,5%	25,7	PPS	-	7450	"Ui"

FUENTE: Reportes B'UP PETROPRODUCCIÓN  
ELABORADOR POR: Paola Torres/Diego Varela

#### 4.1.2.3.13 Pozo CUYABENO 33D

- Intervalos perforados: 8692'-8708'  
8641'-8653'  
8542'-8550'  
8514'-8524'
- Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL - GR – CCL. Buen cemento. Disparan intervalo de con completación TCP: Arena "Ti" 8692' – 8708' (16") a 5 DPP.
- Se evalúa "Ti" con bombeo hidráulico JET E-8 con elementos de presión BFPD = 1440; TBR= 1843; THE = 33 hrs.
- Disparan intervalo con completación TCP: Arena "Ts" 8641' – 8653' (12") a 5 DPP. Se evalúa "Ts" con bombeo hidráulico JET E-8 con elementos de presión.
- Disparan intervalo de con completación TCP: Arena "Ui" 8542' – 8550' (8") a 5 DPP. Se evalúa "Ui" con bombeo hidráulico JET E-8 con elementos de presión.

- Disparan con cañones convencionales Arena “Um” 8514’ – 8524’ (10’) a 5 DPP. Bajan completación definitiva de power oil en tbg 3 ½”.
- Realizan prueba de producción a arena “Ts” con unidad MTU y bomba jet 10J.

La Tabla 4.15 detalla los resultados obtenidos:

**Tabla 4.15** EVALUACIÓN ARENAS “Ti”, “Ts”, “Ui”, “Um” POZO CUY-33D

PRUEBA	BPPD	BSW	API	MÉTODO	SALINIDAD	ARENA
29-JUL-10	0	100	-	-	5000	“Ti ”
3-AGO-10	92	68	28	-	4600	“ Ts ”
8-AGO-10	0	100	-	-	6000	“ Ui ”
14-AGO-10	-	-	-	-	-	“ Um ”

FUENTE: Reportes B’UP PETROPRODUCCIÓN

Un problema recurrente en la operaciones de completación y pruebas iniciales en los pozos objeto de este análisis son los registros que indican mala cementación en las zonas de interés. Este problema se presenta en los pozos VHR 12D, VHR 18D, Cuyabeno 29D y Cuyabeno 36D. Es decir, de 19 pozos, 4 de ellos (21%) registraron problemas de mala cementación.

El pozo VHR 18D es el único donde se reutilizó el fluido de perforación, por lo que se concluye que la reutilización del fluido de perforación ha tenido poca o ninguna influencia en los problemas registrados durante la completación y pruebas iniciales.

## CAPÍTULO 5

### ANÁLISIS DE COSTO/BENEFICIO DEL PROYECTO

#### 5.1 COSTOS DE LA PERFORACIÓN CAMPAÑA 2008-2010 RIG CPEB 70128

Como se menciona en capítulos anteriores, la campaña comprende la perforación de 25 pozos en cinco campos diferentes, concentrando su actividad mayoritariamente en los campos Cuyabeno y Víctor Hugo Ruales (VHR). La perforación de los pozos mencionados tiene un costo total de \$63.824.319,88. Un resumen de los costos totales de perforación para cada pozo se muestra en la Tabla 5.1.

**Tabla 5.1** COSTOS TOTALES DE POZOS CAMPAÑA 2008-2010

POZO	COSTO TOTAL
SSFD - 104D	\$ 3.196.085,87
SSFD - 122D	\$ 4.129.720,52
GUANTA - 20D	\$ 3.741.400,40
VHR - 23	\$ 2.552.399,34
VHR - RW01	\$ 1.866.803,44
VHR - 22D	\$ 2.728.965,65
VHR - 24D	\$ 2.354.784,09
CUYABENO 28D	\$ 2.265.026,56
VHR 16	\$ 2.253.699,15
CUYABENO RW 1	\$ 2.284.016,21
VHR 20	\$ 2.352.193,78
VHR 12D	\$ 2.616.718,31
VHR 19D	\$ 2.344.862,21
VHR 18D	\$ 2.325.377,13
VHR 21D	\$ 2.344.282,54
CUYABENO 13D	\$ 2.093.758,85
CUYABENO 34D	\$ 2.155.661,44
CUYABENO 35D	\$ 2.207.726,49
CUYABENO 29D	\$ 2.305.765,12
CUYABENO 30 D	\$ 2.355.021,19
CUYABENO 31 D	\$ 2.820.363,66
CUYABENO 32 D	\$ 2.234.766,28
CUYABENO 36 D	\$ 2.130.164,53
CUYABENO 33 D	\$ 2.222.776,23
PARAHUACU 17D	\$ 3.941.980,89
TOTAL	\$ 63.824.319,88
TOTAL	\$ 63.824.319,88

FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Los costos de perforación de cada pozo mencionados antes, comprenden los siguientes aspectos:

- Movilización de taladro
- Tarifa diaria de taladro
- Servicios de perforación direccional
- Lodos y químicos
- Brocas
- Control litológico
- Registros eléctricos
- Tubulares
- Cementación
- Colgador
- Martillos
- Rol compañía
- Cabezal
- Cargos extra (servicio de Vacuum, montacargas, entre otros).

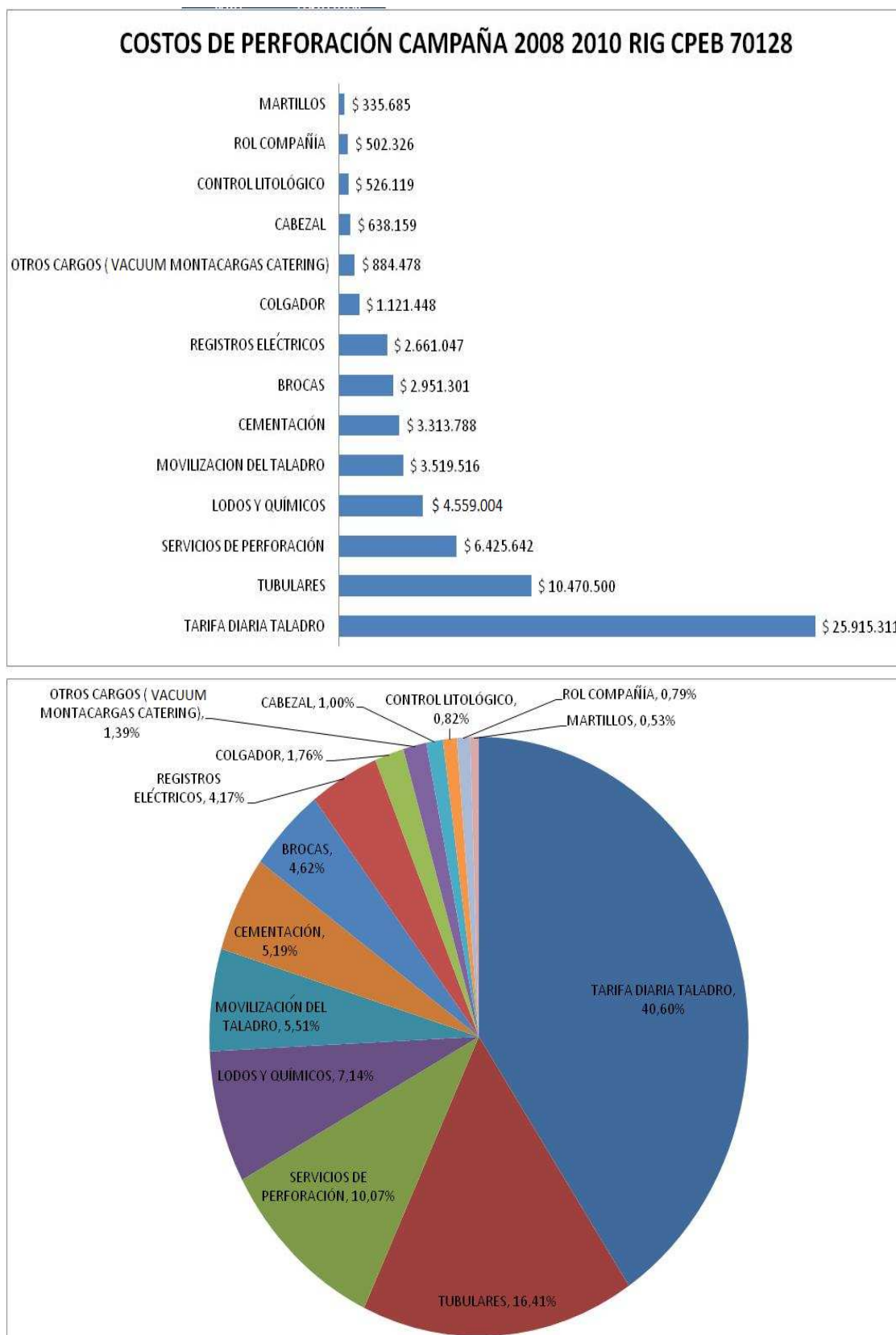
En la Figura 5.1 se pueden observar estos aspectos. El rubro que tiene mayor influencia en el costo final del pozo es la tarifa diaria del taladro (40,6%), le sigue el costo de los tubulares (16,41%), los servicios de perforación direccional (10,07%) y en cuarto lugar se hallan los costos del fluido de perforación (7,14%).

## **5.2 COSTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Durante la campaña de perforación 2008-2010, el costo del fluido de perforación ascendió a un total de \$ 4.559.004 lo que equivale al 7,14% del total de inversión en la campaña de perforación mencionada. Este rubro de fluidos de perforación se puede dividir en dos aspectos: el costo de ingeniería del fluido con un total de \$ 1.347.914,09 (29,6%) y el costo de los productos con un total de \$ 3.211.089,09 (70,4%), estos datos fueron obtenidos de los reportes diarios de perforación.

En la Figura 5.1 se puede apreciar el detalle de los costos de los eventos involucrados en la perforación de los pozos de la campaña 2008-2010.

**Figura 5.1 DETALLE DE COSTOS DE PERFORACIÓN**



FUENTE: FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.  
ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

La figura 5.2 nos muestra los costos del fluido de perforación para cada pozo perforado en la campaña 2008-2010.

**Figura 5.2 DETALLE DE COSTOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**



FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

El costo promedio del fluido de perforación fue de \$182.360,16 registrando el mayor valor en el pozo VHR-12D con \$263.408 y el menor valor en el pozo Cuyabeno 35D con \$137.699.

Con los pozos perforados en los campos Cuyabeno y VHR, se realiza un análisis detallado del costo del fluido de perforación que incluye:

- Costo del fluido por cada sección
- Costo por pie del fluido de perforación
- Costo del fluido por barril, para cada sección perforada

Para realizar una comparación válida, se divide a los pozos mencionados en tres grupos, de acuerdo al esquema que se utilizó para su perforación. Esta información se estudió en detalle en el Capítulo 1 en el resumen de la campaña de perforación.

### 5.2.1 ESQUEMA 1

Los pozos perforados con este esquema se caracterizan por:

- Ser pozos verticales
- Perforados y revestidos en dos secciones (sección superficial y sección de producción).

El detalle de los costos del fluido de perforación (solo productos) se muestran en la Tabla 5.2 (los pozos se encuentran ordenados en forma cronológica de perforación):

**Tabla 5.2 COSTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN ESQUEMA 1**

POZO	SECCIÓN	COSTO TOTAL (PRODUCTOS) USD	VOLUMEN POR INTERVALO BBL	PROFUNDIDAD PIES	CONSUMO BBL/PIE	COSTO POR PIE USD/PIE	COSTO POR BARRIL USD/BBL
VHR-RW01	13 3/4"	\$ 11.768,77	2012	3000	0,67	3,92	5,85
	9 7/8"	\$ 122.121,12	3177	8381	0,59	22,69	38,44
VHR-16	13 3/4"	\$ 12.477,76	1458	3236	0,45	3,86	8,56
	9 7/8"	\$ 154.694,42	2545	8273	0,51	30,71	60,78
CUY-RW01	13 3/4"	\$ 13.391,85	1911	3046	0,63	4,4	7,01
	9 7/8"	\$ 153.782,44	2277	8541	0,41	27,99	67,54
VHR-20	13 3/4"	\$ 13.941,75	1370	3050	0,45	4,57	10,18
	9 7/8"	\$ 149.460,41	2577	8264	0,49	28,67	58

FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

La sección superficial (perforada con broca de 13 3/4", revestida con casing de 10 3/4") alcanzó una profundidad promedio de 3.083 pies, con un fluido tipo semi-disperso con un valor promedio de \$12.895,03.

El costo promedio del fluido por pie perforado fue de 4,19 usd/pie. El valor promedio de cada barril de fluido utilizado fue de 7,9 usd/bbl. Se registra un valor alto de volumen usado en la perforación de esta sección para el pozo VHR-RW01, esto debido a una pérdida de fluido en zarandas por obstrucción de las mismas, hecho que requirió un volumen adicional, esto se ve reflejado en el valor promedio del barril de fluido.

La sección de producción (perforada con broca de 9 7/8", revestida con casing de 7") alcanzó una profundidad promedio de 8364,65 pies, con un fluido tipo "Drill In" (Klastop) con un valor promedio de \$ 145.014,6. El costo promedio del fluido por pie perforado fue 27,5 usd/pie. El valor de cada barril de fluido utilizado fue de 56,19 usd/bbl. Se registra un valor alto de volumen usado en la perforación de esta sección para el pozo VHR-RW01, esto debido a una pérdida de fluido en formación.

### **5.2.2 ESQUEMA 2**

Los pozos perforados con este esquema se caracterizan por:

- Ser pozos direccionales
- Perforados y revestidos en tres secciones (casing conductor, sección intermedia y sección de producción)

El detalle de los costos del fluido de perforación (solo productos) se muestran en la Tabla 5.3 (los pozos se encuentran ordenados en forma cronológica de perforación).

La sección superficial alcanzó una profundidad promedio de 5.671,57 pies, se perforó con un fluido tipo semi-disperso de un valor promedio de \$ 38.033,52. El costo promedio del fluido por pie perforado fue de 6,55 usd/pie.

El valor de cada barril de fluido utilizado fue de 15,92 usd/bbl. Se registra un menor consumo de productos como SAAP, Soda Ash y en especial de Barita (densificante).



La sección de producción de los pozos alcanzó un profundidad promedio de 8.868,23 pies, con un fluido "Drill in" (Klastop) de un valor promedio de \$ 134.610,48. La sección de producción (perforada con broca de 8 ½" y revestida con casing de 7") merece especial atención debido a que encierra a una de las secuencias de reutilización del fluido de perforación. Se observa una clara tendencia en la disminución del costo del fluido "Drill in" (Klastop) usado para perforar esta sección en los pozos en los que se aplicó la reutilización del fluido de perforación con respecto a los pozos en los cuales no se reutilizó el fluido de perforación.

La disminución del costo respecto del pozo perforado con un fluido totalmente nuevo se observa también en el costo por pie perforado y en el costo del barril de fluido.

**Tabla 5.3 COSTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN ESQUEMA 2**

POZO	SECCIÓN	COSTO TOTAL (PRODUCTOS) USD	VOLUMEN POR INTERVALO BBL	PROFUNDIDAD PIES	CONSUMO BBL/PIE	COSTO POR PIE USD/PIE	COSTO POR BARRIL USD/BBL
VHR-22D	12 1/4"	\$ 27.198,19	1879	5106	0,37	5,33	14,47
	8 1/2"	\$ 167.141,40	1558	8945	0,41	43,54	107,28
VHR-24D	12 1/4"	\$ 17.536,48	2074	5315	0,39	3,3	8,46
	8 1/2"	\$ 128.262,69	2727	9260	0,69	32,51	47,03
CUY-28D	12 1/4"	\$ 17.071,53	1763	5127	0,34	3,33	9,68
	8 1/2"	\$ 140.965,16	1838	8587	0,53	40,74	76,69
VHR-12D	12 1/4"	\$ 68.501,86	2929	6158	0,48	11,12	23,39
	8 1/2"	\$ 194.906,17	2396	8922	0,87	70,52	81,35
VHR-19D	12 1/4"	\$ 60.601,89	2274	5959	0,38	10,17	26,65
	8 1/2"	\$ 88.334,77	1582	8675	0,58	32,52	55,84
CUY-18D	12 1/4"	\$ 51.691,53	2520	5933	0,42	8,71	20,51
	8 1/2"	\$ 110.426,73	1881	8669	0,69	40,36	58,71
VHR-21D	12 1/4"	\$ 23.633,19	2866	6103	0,47	3,87	8,25
	8 1/2"	\$ 112.236,46	1964	9020	0,67	38,48	57,15

FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

### 5.2.3 ESQUEMA 3

Los pozos perforados con este esquema se caracterizan por:

- Ser pozos direccionales tipo S

- Perforados y revestidos en tres secciones (casing conductor, sección intermedia y sección de producción)

El detalle de los costos del fluido de perforación (solo productos) se muestran en la Tabla 5.4 (los pozos se encuentran ordenados en forma cronológica de perforación):

**Tabla 5.4 COSTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN ESQUEMA 3**

POZO	SECCIÓN	COSTO TOTAL (PRODUCTOS) USD	VOLUMEN POR INTERVALO BBL	PROFUNDIDAD PIES	CONSUMO BBL/PIE	COSTO POR PIE USD/PIE	COSTO POR BARRIL USD/BBL
CUY-13D	16"	\$ 3.280,82	347	330	1,05	9,94	9,45
	12 1/4"	\$ 25.264,60	1763	5623	0,33	4,77	14,33
	8 1/2"	\$ 101.693,68	1513	8378	0,55	36,91	67,21
CUY-34D	16"	\$ 870,44	803	334	2,4	2,61	1,08
	12 1/4"	\$ 14.797,32	2146	5600	0,41	2,81	6,9
	8 1/2"	\$ 111.545,55	1659	8295	0,62	41,39	67,24
CUY-35D	16"	\$ 2.258,49	452	372	1,22	6,07	5
	12 1/4"	\$ 24.145,33	1655	5515	0,32	4,69	14,59
	8 1/2"	\$ 92.167,37	1550	8430	0,53	31,62	59,46
CUY-29D	16"	\$ 1.020,20	424	367	1,16	2,78	2,41
	12 1/4"	\$ 21.303,30	1959	5530	0,38	4,13	10,87
	8 1/2"	\$ 106.233,28	1518	8526	0,51	35,46	69,98
CUY-30D	16"	\$ 1.088,46	451	326	1,38	3,34	2,41
	12 1/4"	\$ 18.926,82	2640	5272	0,53	3,83	7,17
	8 1/2"	\$ 129.035,20	2142	8525	0,66	39,67	60,24
CUY-31D	16"	\$ 1.470,54	492	407	1,21	3,61	2,99
	12 1/4"	\$ 19.884,24	3018	5505	0,59	12,4	6,59
	8 1/2"	\$ 106.544,04	1755	8510	0,58	12,52	60,71
CUY-32D	16"	\$ 1.139,53	402	410	0,98	2,78	2,83
	12 1/4"	\$ 29.813,18	2387	5928	0,43	5,4	12,49
	8 1/2"	\$ 117.231,27	1647	8800	0,57	40,82	71,18
CUY-36D	16"	\$ 1.144,64	374	288	1,3	3,97	3,06
	12 1/4"	\$ 20.446,05	2110	5641	0,39	3,82	9,69
	8 1/2"	\$ 102.297,21	1622	8570	0,55	34,93	63,07
CUY-33D	16"	\$ 1.090,05	492	414	1,19	2,63	2,22
	12 1/4"	\$ 20.675,79	2217	6268	0,38	3,53	9,33
	8 1/2"	\$ 99.230,86	1763	8850	0,68	38,43	56,29

FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

La sección conductora (perforada con broca de 16" y revestida con casing de 13 3/8") alcanzó una profundidad promedio de 360 pies, con un fluido Nativo (básicamente agua y bentonita) que alcanzó un valor promedio de \$ 1.484,80. El costo promedio del fluido por pie perforado fue de 4,19 usd/pie y el costo promedio de cada barril de fluido en esta sección fue de 3,49 usd/bbl.

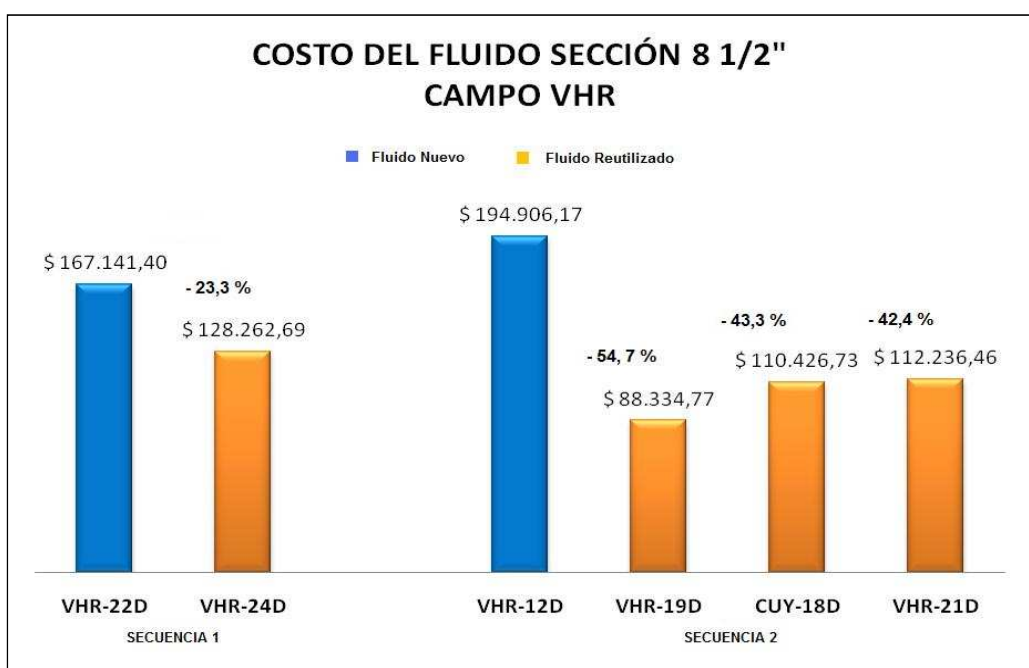
Las sección intermedia (perforada con broca de 12 1/4" y revestida con casing de 9 5/8") alcanzó una profundidad promedio de 5653,56 pies, perforada con un fluido nativo semi-disperso, que alcanzó un valor promedio de \$ 21.695,18.

El costo promedio del fluido por pie perforado fue de 5,04 usd/pie y el costo promedio de cada barril de fluido en esta sección fue de 10,22 usd/bbl. La sección de producción (perforada con broca de 8 ½”, revestida con liner de 7”) alcanzó una profundidad promedio de 8.542 pies, perforada con un fluido “Drill In” (Klastop) que registra su mayor costo en el pozo Cuyabeno 30D con \$ 129.035,2 y su menor valor en el pozo Cuyabeno 35D, con \$ 92.167,37. Se puede visualizar que los menores costos del fluido de perforación lo registran algunos de los pozos donde se aplicó la reutilización, estos son: Cuyabeno 35D (\$ 92.167,37), Cuyabeno 33D (\$ 99.230,86).

### 5.3 DISMINUCIÓN DE COSTOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las Figuras 5.3 y 5.4 muestran la magnitud de la reducción de los costos del fluido de perforación base agua (productos) utilizado en la zona productora de cada pozo. Esta reducción de costos se la realiza comparando el costo del fluido nuevo y el costo del fluido reutilizado en cada una de las secuencias analizadas en la sección 2.1.2.

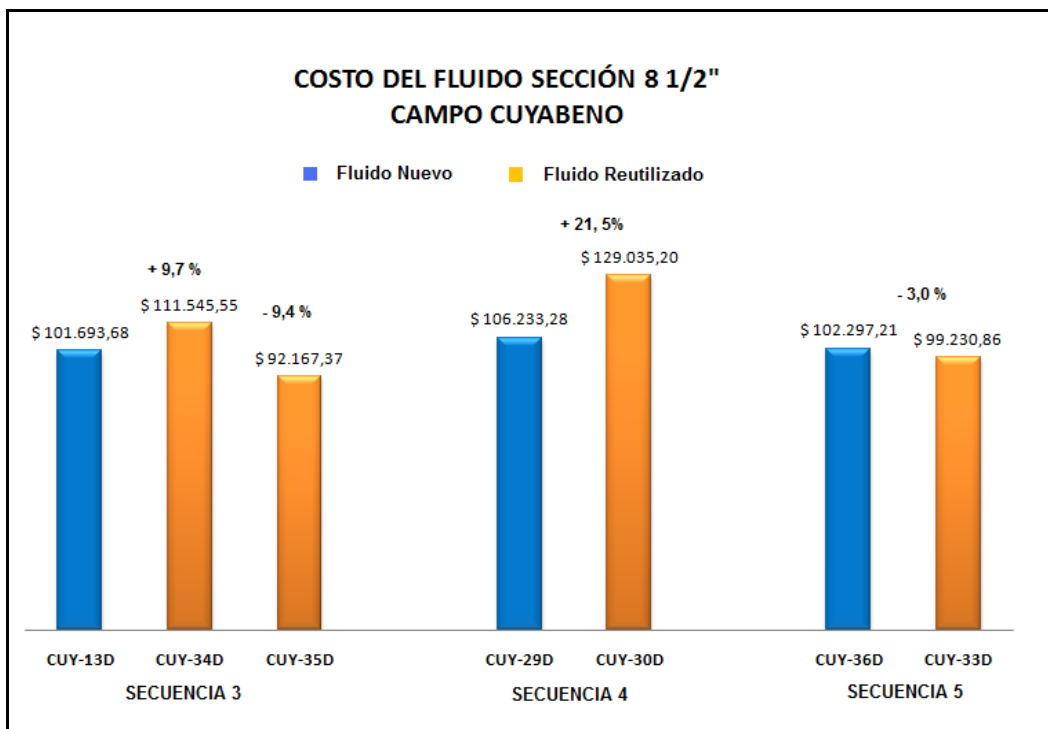
**Figura 5.3** COMPARATIVO DE COSTOS DEL FLUIDO CAMPO VHR



FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

**Figura 5.4 COMPARATIVO DE COSTOS DEL FLUIDO CAMPO CUYABENO**



FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

El análisis en la disminución en costos del lodo de perforación, se lo realiza para pozos con condiciones similares (ubicación, esquema de perforación y profundidad).

En el pozo Cuyabeno 34D se produce un aumento en el costo del fluido utilizado, esto ocurre debido a un problema registrado durante la corrida del colgador del liner de 7" que requirió sacar el liner hasta superficie, realizar una corrida adicional con un BHA de limpieza y de nuevo correr liner de 7", esta vez con éxito. En cuanto al pozo Cuyabeno 30D, se registró el siguiente evento: A 6600 pies MD se tuvo problemas de pérdida de circulación perdiendo un total de 300 barriles de lodo KLASTOP de 10.2 lb/bbl, por lo que se debió preparar 300 barriles nuevos de fluidos KLASTOP de 10 lb/gal (Anexo 3).

El valor del fluido reutilizado dependió del volumen que fue guardado al final de cada pozo involucrado en el proyecto.

El valor total del fluido reutilizado fue de \$508.864,80 (7.150 barriles). En la Tabla 5.5 se detallan los volúmenes de fluido transferido y su valor respectivo.

**Tabla 5.5 VALOR DEL FLUIDO TRANSFERIDO**

POZO	VALOR DEL FLUIDO USD/BBL	VOLUMEN TRANSFERIDO BBL	VALOR DEL FLUIDO TRANSFERIDO USD
VHR-22D	107,28	870	\$ 93.333,60
VHR-24D	47,03	0	-
VHR-12D	81,35	800	\$ 65.080
VHR-19D	55,84	980	\$ 54.723,20
VHR-18D	58,71	600	\$ 35.226
VHR-21D	57,15	0	-
CUY-13D	67,21	1000	\$ 67.210
CUY-34D	67,24	1000	\$ 67.240
CUY-35D	59,46	0	-
CUY-29D	69,98	900	\$ 62.982
CUY-30D	60,24	0	-
CUY-36D	63,07	1000	\$ 63.070
CUY-33D	56,29	0	-
<b>TOTAL</b>		<b>7150</b>	<b>\$ 508.864,80</b>

FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.  
ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Al realizar un análisis general del ahorro obtenido en el valor del fluido utilizado para la perforación de la zona productora de los pozos que participaron en el proyecto de reutilización de la campaña de perforación 2008-2010, se obtienen los resultados que se detallan en la Tabla 5.6.

**Tabla 5.6 AHORRO FLUIDO DE PERFORACIÓN SECCIÓN 8 ½"**

COSTO TOTAL DEL FLUIDO NUEVO (SECCION 8 1/2")	COSTO PROMEDIO DEL FLUIDO NUEVO (SECCIÓN 8 1/2")	COSTO DE FLUIDO SIN REUTILIZACIÓN	COSTO TOTAL DE LOS POZOS INVOLUCRADOS EN EL PROYECTO
\$ 672.271,74	\$ 134.454,35	\$ 1.747.906,52	\$ 1.543.511,37

FUENTE: Recaps Técnicos de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.  
ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

El Costo Total del Fluido Nuevo se lo obtiene sumando los costos totales de fluido nuevo de los pozos iniciales de cada secuencia:

$$Fluido_{VHR-22D} + Fluido_{VHR-12D} + Fluido_{CUY-13D} + Fluido_{CUY-29D} + Fluido_{CUY-36D} \quad (5.1)$$

$$\$167.141,4 + \$194.906,17 + \$101.693,68 + \$106.233,28 + \$102.297,21 = \$672.271,74$$

Al dividir \$ 672.271,74 para 5 se obtiene el valor promedio de \$ 134.454,35. A continuación se multiplica este valor promedio por el número total de pozos que participaron en el proyecto (13 pozos).

$$\$ 134.454,35 * 13 = \$ 1.747.906,52$$

Por lo tanto, el valor total del fluido de perforación si no se hubiese realizado la reutilización del fluido hubiese sido \$ 1.747.906,52.

Posteriormente se suma el costo total del fluido de los pozos involucrados en el proyecto, tanto fluido nuevo como fluido reutilizado:

$$Fluido_{VHR-22D} + Fluido_{VHR-12D} + Fluido_{CUY-13D} + Fluido_{CUY-29D} + Fluido_{CUY-36D} + Fluido_{VHR-24D} + Fluido_{VHR-19D} + Fluido_{VHR-18D} + Fluido_{VHR-21D} + Fluido_{CUY-34D} + Fluido_{CUY-35D} + Fluido_{CUY-30D} + Fluido_{CUY-33D} \quad (5.2)$$

$$\$167.141,4 + \$194.906,17 + \$101.693,68 + \$106.233,28 + \$102.297,21 + \$128.262,69 +$$

$$\$88.334,77 + \$110.426,73 + \$112.236,46 + \$111.545,55 + \$92.167,37 + \$129.035,2 +$$

$$\$99.230,86 = \$1.543.511,37.$$

Con los datos de la tabla anterior se calcula el ahorro en USD y el ahorro en porcentaje, obteniéndose:

- AHORRO \$: \$ 1.747.906,52 - \$1.543.511,37 = **204.395,15 USD**

- AHORRO %:  $100 - \left( \frac{1.543.511,37}{1.747.906,5} * 100 \right) = 11,7 \%$

## **5.4 ANÁLISIS DE COSTOS DEL FLUIDO PARA LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2011 EN EP-PETROECUADOR**

El departamento de perforación de EP-PETROECUADOR lleva adelante una campaña de perforación de acuerdo al cronograma presentado en el Anexo 4.

Esta campaña comprende la perforación de 101 pozos para un periodo comprendido de enero de 2011 a abril de 2012. Para esto se cuenta con la participación de 8 torres de perforación.

A la fecha de cierre del presente trabajo, el cronograma registra un total de 12 pozos perforados con 5 torres en operación. Las restantes tres se hallan en procesos de licitación y próximas a entrar en operaciones.

Basados en la información obtenida de los pozos perforados en el periodo comprendido entre enero de 2011 y la fecha de cierre del presente trabajo se realiza una proyección del uso de fluidos de perforación y siguiendo el proceso descrito en el capítulo tres, se analiza al impacto de la aplicación de este proyecto en lo que resta de la campaña de perforación.

### **5.4.1 POZOS PROPUESTOS PARA REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

#### **TORRE 1 (CPB-50112)**

El cronograma de perforación de la Torre 1 comprende la perforación de trece pozos en el periodo comprendido entre enero de 2011 y abril de 2012, en los campos Aguarico y Auca.

Al momento de cierre del presente trabajo se han perforado un total de tres pozos todos ellos en el campo Aguarico. El detalle del cronograma se presenta en la Tabla 5.7:

**Tabla 5.7 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN TORRE 1**

<b>TORRE 1 CPEB 50112 AREA SHUSHUFINDI-AUCA</b>		
<b>PAD</b>	<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>
AGU 3	AGU RW3	PERFORADO
	AGU 13D	PERFORADO
	AGU 15D	PERFORADO
AGU 17D	AGU 17D	POR PERFORAR
AGU 39D	AGU 14D	POR PERFORAR
	AGU W1	POR PERFORAR
AGU 17D	AGU 18D	POR PERFORAR
	AGU 21D	POR PERFORAR
	AGU 26D	POR PERFORAR
AUS 4	AUS 9D	POR PERFORAR
	AUS 8D	POR PERFORAR
AGU 39D	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
AGU: Aguarico		
AUS: Auca Sur		

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Para esta torre, la propuesta de reutilización comprende los pozos Aguarico 18D, Aguarico 21D, Aguarico 26D, Auca Sur 9D, Auca Sur 8D, y dos pozos direccionales aún sin denominativo en el campo Aguarico.

La selección de los pozos se la realiza de acuerdo al criterio expuesto en el capítulo tres, es decir pozos secuenciales a perforarse en el mismo pad. En resumen, se trata de 5 pozos en el campo Aguarico y 2 pozos en el campo Auca.

### **TORRE 2 (SINOPC INTERNACIONAL 169)**

El cronograma de perforación de la Torre 2 comprende la perforación de 20 pozos en el periodo comprendido entre enero de 2011 y abril de 2012, en los campos Drago, Shushufindi y Condorazo. Al momento de cierre del presente trabajo se llevan perforados un total de 5 pozos.

El detalle se presenta en la Tabla 5.8.



**Tabla 5.8 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN TORRE 2**

<b>TORRE 2 SINOPEC 169 AREA SHUSHUFINDI</b>		
<b>PAD</b>	<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>
DRG N1	DRG N3D	PERFORADO
DRG E1	DRG E9D	PERFORADO
V	CDZ SE 2	PERFORADO
SFD 10BD	SFD 140D	PERFORADO
V	DRN 2	PERFORANDO
DRN 2	DRN 17D	POR PERFORAR
DRN 13	DRN 13D	POR PERFORAR
	DRN 21D	POR PERFORAR
DRN 2	DRN 31D	POR PERFORAR
	DRN 16D	POR PERFORAR
	DRN 4D	POR PERFORAR
DRN 13	DRN 25D	POR PERFORAR
SSF 10B	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
DRN 13	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
	1DIR	POR PERFORAR
CDZ SE 2	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
DRG: DRAGO		CDZ: CONDORAZO
SSF: SHUSHUFINDI		

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Para esta torre la propuesta de reutilización comprende los pozos: Drago Norte 13D, Drago Norte 21D, Drago Norte 31D, Drago Norte 16D, Drago Norte 4D, 3 pozos direccionales aun sin denominativo en Shushufindi, 3 pozos direccionales sin denominativo en Drago y 2 pozos direccionales en el campo Condorazo.

La propuesta de reutilización para esta torre abarca un total de 13 pozos, con el criterio antes expuesto.

### **TORRE 3 (SINOPEC INTERNACIONAL 188)**

El cronograma de perforación de la Torre 3 comprende la perforación de 20 pozos en el periodo comprendido entre febrero de 2011 y abril de 2012, en las áreas de Shushufindi, Pucuna y Libertador.

Al momento de cierre del presente trabajo se llevan perforados un total de tres pozos. El detalle del cronograma se presenta en la Tabla 5.9:

**Tabla 5.9 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN TORRE 3**

TORRE 3 SINOPEC 188 AREA SSFD-LIBERTADOR		
PAD	POZO	ESTADO
COB 1	COB 1	PERFORADO
SSF 35	SSF 128D	PERFORADO
	SSF 131D	PERFORANDO
	SSF 132D	POR PERFORAR
SSF 29	SSF 130D	POR PERFORAR
	SSF 125D	POR PERFORAR
SSF 17	SSF 162D	POR PERFORAR
SSF 3	SSF 135	POR PERFORAR
V	PUC 14	POR PERFORAR
	PUC 15	POR PERFORAR
PAD A	ARZ 3D	POR PERFORAR
SSF 35	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
SSF 29	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
SSF3	SSF 136	POR PERFORAR
PAD A	1 DIR	POR PERFORAR
	1 DIR	POR PERFORAR
COB: COBRA		PUC: PUCUNA
SSF: SHUSHUFINDI		ARZ: ARAZÁ

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR  
ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Para esta torre, la propuesta abarca un total de 12 pozos.

#### **TORRE 4 (SINOPEC 219)**

El cronograma de perforación de la Torre 4 comprende la perforación de 9 pozos en el periodo comprendido entre abril de 2011 y abril de 2012 en el área Auca. Al momento de cierre del presente trabajo se llevan perforados un total de dos pozos. El detalle del cronograma se presenta en la Tabla 5.10.

Para esta torre, se propone la reutilización del fluido de perforación en 6 pozos.

**Tabla 5.10 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN TORRE 4**

TORRE 4 SINOPEC 219 AREA AUCA		
PAD	POZO	ESTADO
AUC 28	AUC 95D	PERFORADO
AUC 53	AUC 81D	PERFORANDO
	AUC 54D	POR PERFORAR
	AUC 91D	POR PERFORAR
AUC 35	AUC 66D	POR PERFORAR
	AUC 74D	POR PERFORAR
V	CHONTA E-1	POR PERFORAR
AUS 1	AUS 16D	POR PERFORAR
	AUS 17D	POR PERFORAR
AUC: AUCA AUS: AUCA SUR		

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

### **TORRE 5 (SINOPEC 127)**

El cronograma de perforación de la Torre 5 comprende la perforación de 18 pozos en el periodo comprendido entre mayo de 2011 y abril de 2012 en el área de Auca. Al momento de cierre del presente trabajo se llevan perforados un total de dos pozos.

El detalle del cronograma se presenta en la tabla 5.11. Para esta torre la propuesta abarca un total de 15 pozos.

### **TORRE 6**

El cronograma de perforación de la Torre 6 comprende la perforación de 8 pozos en el periodo comprendido entre enero de 2011 y abril de 2012 en el área de Auca. El detalle del cronograma se presenta en la Tabla 5.12. Para esta torre, la propuesta involucra 5 pozos.

**Tabla 5.11 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN TORRE 5**

TORRE 5 SINOPEC 127 AREA AUCA		
PAD	POZO	ESTADO
AUC 39	AUC 86D	PERFORADO
AUC 27	AUC 79D	PERFORADO
	AUC 80D	POR PERFORAR
	AUC 63D	POR PERFORAR
	AUC 58D	POR PERFORAR
AUS 10	AUS 11	POR PERFORAR
	AUS 12D	POR PERFORAR
	AUS 13	POR PERFORAR
AUC 39	AUC 87	POR PERFORAR
AUC 89	1 V	POR PERFORAR
	2 DIR	POR PERFORAR
AUC 64	1 V	POR PERFORAR
	5 DIR	POR PERFORAR
AUC 39	AUC 88D	POR PERFORAR
AUC: AUCA		
AUS: AUCA SUR		

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

**Tabla 5.12 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN TORRE 6**

TORRE 6 AREA AUCA-LIBERTADOR		
PAD	POZO	ESTADO
SEC 6	SEC 39D	POR PERFORAR
	SEC 40D	POR PERFORAR
SEC 28	SEC 43D	POR PERFORAR
PRH PAD A	PRH 20D	POR PERFORAR
AUS 2	AUS 15D	POR PERFORAR
	AUS 14D	POR PERFORAR
	AUS 2ST	POR PERFORAR
GTA 8	GTA 32D	POR PERFORAR
SEC: SECOYA		GTA: GUANTA
PRH: PARAHUACO		

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

## TORRE 7

El cronograma de perforación de la Torre 7 comprende la perforación de 8 pozos en el periodo comprendido entre septiembre de 2011 y abril de 2012 en el área de Cuyabeno. El detalle del cronograma se presenta en la Tabla 5.13. La propuesta de reuso del fluido de perforación abarca 3 pozos.

**Tabla 5.13 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN TORRE 7**

TORRE 7 AREA CUYABENO		
PAD	POZO	ESTADO
SSH-2	SSH 13D	POR PERFORAR
	SSH 14D	POR PERFORAR
	SSH 15D	POR PERFORAR
SSH 11	SSH 19D	POR PERFORAR
SSH 10	SSH 16D	POR PERFORAR
SSH 4	SSH 17D	POR PERFORAR
V	VHR 30	POR PERFORAR
V	VIN 3	POR PERFORAR
SSH: SAN SAHUARI      VIN: VINITA		
VHR: VICTOR HUGO RUALES		

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

## TORRE 8

El cronograma de perforación de la Torre 8 comprende la perforación de 4 pozos en el periodo comprendido entre septiembre y diciembre de 2011 en el área de Cuyabeno. El detalle del cronograma se presenta en la Tabla 5.14. La propuesta de reuso del fluido de perforación abarca 4 pozos.

**Tabla 5.14 CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN TORRE 8**

TORRE 8 AREA CUYABENO		
PAD	POZO	ESTADO
CUY 22	CUY 37D	POR PERFORAR
	CUY 38D	POR PERFORAR
	CUY 39D	POR PERFORAR
	CUY 40D	POR PERFORAR
CUY: CUYABENO		

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

La Tabla 5.15 resume los pozos que serán involucrados en la propuesta de reutilización del fluido de perforación.

**Tabla 5.15 POZOS PROPUESTOS PARA REUTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

CAMPO	POZO	TORRE	CAMPO	POZO	TORRE
AGUARICO	AGU 18D	TORRE 1	DRAGO	DRN 13D	TORRE 2
	AGU 21D	TORRE 1		DRN 21D	TORRE 2
	AGU 26D	TORRE 1		DRN 31D	TORRE 2
	1 DIR	TORRE 1		DRN 16D	TORRE 2
	1 DIR	TORRE 1		DRN 4D	TORRE 2
AUCA	AUS 9D	TORRE 1	SSFD	1 DIR	TORRE 2
	AUS 8D	TORRE 1		1 DIR	TORRE 2
	AUC 54D	TORRE 4		1DIR	TORRE 2
	AUC 91D	TORRE 4		1 DIR	TORRE 2
	AUC 66D	TORRE 4		SSF 130D	TORRE 3
	AUC 74D	TORRE 4		SSF 125D	TORRE 3
	AUS 16D	TORRE 4		1 DIR	TORRE 3
	AUS 17D	TORRE 4		1 DIR	TORRE 3
	AUC 80D	TORRE 5		1 DIR	TORRE 3
	AUC 63D	TORRE 5		1 DIR	TORRE 3
	AUC 58D	TORRE 5	1 DIR	TORRE 3	
	AUS 11	TORRE 5	1 DIR	TORRE 3	
	AUS 12D	TORRE 5	1 DIR	TORRE 3	
	AUS 13	TORRE 5	1 DIR	TORRE 3	
	1 V	TORRE 5	CONDORAZO	1 DIR	TORRE 3
	2 DIR	TORRE 5	1 DIR	TORRE 3	
	1 V	TORRE 5	PUCUNA	PUC 14	TORRE 3
5 DIR	TORRE 5	PUC 15	TORRE 3		
AUS 15D	TORRE 6	ARAZA	1 DIR	TORRE 3	
AUS 14D	TORRE 6	1 DIR	TORRE 3		
AUS 25T	TORRE 6	SECOYA	SEC 39D	TORRE 6	
CUYABENO	CUY 37D	TORRE 8	SEC 40D	TORRE 6	
	CUY 38D	TORRE 8	SANSAHUARI	SSH 13D	TORRE 7
	CUY 39D	TORRE 8	SSH 14D	TORRE 7	
	CUY 40D	TORRE 8	SSH 15D	TORRE 7	

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

## 5.4.2 ANÁLISIS DE VOLÚMENES

### 5.4.2.1 Volumen programado

Un programa de fluidos de perforación especifica el volumen de fluido a ser utilizado para la perforación de cada sección de un pozo. Este volumen considera el tramo del pozo con revestidor, el tramo del pozo por perforar, un porcentaje de “washout” (lavado del hoyo), el volumen de lodo en los tanques del sistema de circulación y finalmente el consumo y dilución por materiales. Para los pozos dentro de la campaña de perforación 2011 se realiza el cálculo del volumen de fluido a utilizarse. Los cálculos de volúmenes se basan en las profundidades estimadas descritas en la Tabla 5.16 para cada campo. Los datos fueron obtenidos de:

- Pozos perforados en la campaña 2011
- Pozos perforados en campañas anteriores

**Tabla 5.16 PROFUNDIDADES ESTIMADAS POR CAMPO**

PROFUNDIDADES ESTIMADAS CAMPAÑA DE PERFORACION 2011 EN CAMPOS DE EP-PETROECUADOR						
CASING	ID	AGUARICO	DRAGO	SSFD	SECOYA	AUCA
20"	18,874	268	223	248	300	262
13 3/8"	12,347	5 734	6 058	5 785	4 638	6 491
9 5/8"	8,755	8 852	9 042	8 840	8 612	10 154
7"	6,276	10 360	10 542	10 390	9 998	10 937
CASING	ID	CUYABENO	SANSAHUARI	ARAZA	PUCUNA	CONDORAZO
20"	18,874	-	-	300	300	248
13 3/8"	12,347	360	360	4 638	4 638	5 785
9 5/8"	8,755	5 653	5 653	8 612	8 612	8 840
7"	6,276	8 542	8 542	9 998	9 998	10 390

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

### **EJEMPLO DE CÁLCULO:**

#### **CAMPO SANSAHUARI**

##### **Sección Superficial**

###### *1. Volumen del tramo a perforar*

$$\text{Vol}_{\text{OH}} = \frac{\text{OD}_{\text{BIT}}^2}{1029,4} * \text{Prof}_{\text{OH}} \quad (5.3)$$

Donde:

$\text{Vol}_{\text{OH}}$  = volumen del fluido en hueco abierto en barriles

$\text{OD}_{\text{BIT}}$  = diámetro externo de la broca en pulgadas

$\text{Prof}_{\text{OH}}$  = profundidad del intervalo a perforar en pies

1029,4 = constante de conversión de unidades

$$\text{Vol}_{\text{OH}} = \frac{16^2}{1029,4} * 360$$

$$\text{Vol}_{\text{OH}} \approx 90\text{bbl}$$

###### *2. Volumen de washout:*

$$\text{Vol}_{\text{W}} = 0,15 * \text{Vol}_{\text{OH}} \quad (5.4)$$

Donde:

$\text{Vol}_{\text{W}}$  = Volumen de washout en barriles

$\text{Vol}_{\text{OH}}$  = volumen del fluido en hueco abierto en barriles

$$\text{Vol}_{\text{W}} = 0,15 * 90 \text{ bbl}$$

$$\text{Vol}_{\text{W}} \approx 13\text{bbl}$$

### 3. Volumen en superficie:

$$\text{Vol}_S = 500 \text{ bbl}$$

Es recomendado tener disponible un volumen de 500 bbl en superficie.

### 4. Dilución y consumo:

$$\text{Vol}_{D\&C} = 1,1 * (\text{Vol}_{OH} + \text{Vol}_W) \quad (5.5)$$

Donde:

$\text{Vol}_{D\&C}$  = volumen del fluido dilución y consumo

$\text{Vol}_{OH}$  = volumen del fluido en hueco abierto en barriles

$\text{Vol}_W$  = volumen de washout en barriles

$$\text{Vol}_{D\&C} = 1,1 * (90 + 13)$$

$$\text{Vol}_{D\&C} \approx 113 \text{ bbl}$$

### 5. Volumen estimado calculado:

$$\text{Vol}_E = \text{Vol}_{OH} + \text{Vol}_W + \text{Vol}_S + \text{Vol}_{D\&C} \quad (5.6)$$

Donde:

$\text{Vol}_E$  = volumen total estimado en barriles

$$\text{Vol}_E = 90 + 13 + 500 + 113$$

$$\text{Vol}_E \approx 716 \text{ bbl}$$

## Sección Intermedia

### 1. Volumen del tramo con revestidor:

$$\text{Vol}_{CSG} = \frac{\text{ID}_{CSG}^2}{1029,4} * \text{Prof}_{CSG} \quad (5.7)$$

Donde:

$\text{Vol}_{CSG}$  = volumen del fluido en el revestidor en barriles

$\text{ID}_{CSG}$  = diámetro interno del revestidor en pulgadas

$\text{Prof}_{CSG}$  = profundidad del revestidor en pies

1029,4 = constante de conversión de unidades

$$\text{Vol}_{CSG} = \frac{12,347^2}{1029,4} * 360$$



$$\text{Vol}_{\text{CSG}} \approx 53 \text{ bbl}$$

2. *Volumen del tramo a perforar:*

$$\text{Vol}_{\text{OH}} = \frac{\text{OD}_{\text{BIT}}^2}{1029,4} * \text{Prof}_{\text{OH}}$$

$$\text{Vol}_{\text{OH}} = \frac{12,25^2}{1029,4} * (5653 - 360)$$

$$\text{Vol}_{\text{OH}} \approx 772 \text{ bbl}$$

3. *Volumen de washout:*

$$\text{Vol}_{\text{W}} = 0,15 * \text{Vol}_{\text{OH}}$$

$$\text{Vol}_{\text{W}} = 116 \text{ bbl}$$

4. *Volumen en superficie:*

$$\text{Vol}_{\text{S}} = 500 \text{ bbl}$$

5. *Dilución mas consumo:*

$$\text{Vol}_{\text{D\&C}} = 1,1 * (\text{Vol}_{\text{OH}} + \text{Vol}_{\text{W}})$$

$$\text{Vol}_{\text{D\&C}} = 1,1 * (772 + 116)$$

$$\text{Vol}_{\text{D\&C}} = 976 \text{ bbl}$$

6. *Volumen estimado calculado:*

$$\text{Vol}_{\text{E}} = \text{Vol}_{\text{CSG}} + \text{Vol}_{\text{OH}} + \text{Vol}_{\text{W}} + \text{Vol}_{\text{S}} + \text{Vol}_{\text{D\&C}}$$

$$\text{Vol}_{\text{E}} = 53 + 772 + 116 + 500 + 976$$

$$\text{Vol}_{\text{E}} \approx 2417 \text{ bbl}$$

## **Sección de Producción**

1. *Volumen del tramo con revestidor:*

$$\text{Vol}_{\text{CSG}} = \frac{\text{ID}_{\text{CSG}}^2}{1029,4} * \text{Prof}_{\text{CSG}}$$

$$\text{Vol}_{\text{CSG}} = \frac{8,681^2}{1029,4} * 360$$

$$\text{Vol}_{\text{CSG}} \approx 414 \text{ bbl}$$

2. *Volumen del tramo a perforar:*

$$\text{Vol}_{\text{OH}} = \frac{\text{OD}_{\text{BIT}}^2}{1029,4} * \text{Prof}_{\text{OH}}$$

$$\text{Vol}_{\text{OH}} = \frac{8,5^2}{1029,4} * (8542 - 5653)$$

$$\text{Vol}_{\text{OH}} \approx 203\text{bbl}$$

3. *Volumen de washout:*

$$\text{Vol}_{\text{W}} = 0,15 * \text{Vol}_{\text{OH}}$$

$$\text{Vol}_{\text{W}} \approx 30 \text{ bbl}$$

4. *Volumen en superficie:*

$$\text{Vol}_{\text{S}} = 500 \text{ bbl}$$

5. *Dilución mas consumo:*

$$\text{Vol}_{\text{D\&C}} = 1,5 * (\text{Vol}_{\text{OH}} + \text{Vol}_{\text{W}})$$

$$\text{Vol}_{\text{D\&C}} = 1,5 * (30 + 203)$$

$$\text{Vol}_{\text{D\&C}} = 350 \text{ bbl}$$

Para la zona de producción es muy importante mantener un bajo valor de MBT. Este valor no puede ser reducido a través del control de sólidos. La única manera para reducirlo es la dilución, por esta razón se realiza el cálculo de dilución más consumo con un factor de 1,5.

6. *Volumen estimado calculado:*

$$\text{Vol}_{\text{E}} = \text{Vol}_{\text{CSG}} + \text{Vol}_{\text{OH}} + \text{Vol}_{\text{W}} + \text{Vol}_{\text{S}} + \text{Vol}_{\text{D\&C}}$$

$$\text{Vol}_{\text{E}} = 414 + 203 + 30 + 500 + 350$$

$$\text{Vol}_{\text{E}} = 1497\text{bbl}$$

En el Anexo 5 se detalla el cálculo de volúmenes para todos los campos de la campaña de perforación 2011-2012. Una vez obtenidos los volúmenes de fluido a utilizar en la perforación de cada sección para los pozos correspondientes de

cada campo, se determina el precio por barril de fluido en cada sección, los datos se detallan en la Tabla 5.17. Los valores se obtienen de:

- Programas de fluidos de perforación de pozos de la campaña 2011
- Promedio de los costos del fluido de perforación de la campaña 2008-2010

**Tabla 5.17 COSTO POR BARRIL DE FLUIDO**

VALOR PROMEDIO DEL BARRIL DE FLUIDO POR SECCIÓN CAMPAÑA DE PERFORACION 2011 EN CAMPOS DE EP PETROECUADOR USD/BBL CONTRATISTA 1					
SECCIÓN	AGUARICO	DRAGO	SSFD	SECOYA	AUCA
CONDUCTORA	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54
SUPERFICIAL	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57
INTERMEDIA	46,35	46,35	46,35	46,35	46,35
PRODUCCIÓN	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70
CASING	CUYABENO	SANSAHUARI	ARAZA	PUCUNA	CONDORAZO
CONDUCTORA	-	-	4,54	4,54	4,54
SUPERFICIAL	4,54	2,65	12,57	12,57	12,57
INTERMEDIA	12,57	10,22	46,35	46,35	46,35
PRODUCCIÓN	46,35	63,93	42,70	42,70	42,70

VALOR PROMEDIO DEL BARRIL DE FLUIDO POR SECCIÓN CAMPAÑA DE PERFORACION 2011 EN CAMPOS DE EP PETROECUADOR USD/BBL CONTRATISTA 2					
SECCIÓN	AGUARICO	DRAGO	SSFD	SECOYA	AUCA
CONDUCTORA	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97
SUPERFICIAL	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82
INTERMEDIA	23,99	23,99	23,99	23,99	23,99
PRODUCCIÓN	54,02	54,02	54,02	54,02	54,02
CASING	CUYABENO	SANSAHUARI	ARAZA	PUCUNA	CONDORAZO
CONDUCTORA	-	-	4,97	4,97	4,97
SUPERFICIAL	2,65	2,65	12,82	12,82	12,82
INTERMEDIA	10,22	10,22	23,99	23,99	23,99
PRODUCCIÓN	63,93	63,93	54,02	54,02	54,02

VALOR PROMEDIO DEL BARRIL DE FLUIDO POR SECCIÓN CAMPAÑA DE PERFORACION 2011 EN CAMPOS DE EP PETROECUADOR USD/BBL CONTRATISTA 3					
SECCIÓN	AGUARICO	DRAGO	SSFD	SECOYA	AUCA
CONDUCTORA	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03
SUPERFICIAL	8,79	8,79	8,79	8,79	8,79
INTERMEDIA	41,09	41,09	41,09	41,09	41,09
PRODUCCIÓN	47,10	47,10	47,10	47,10	47,10
CASING	CUYABENO	SANSAHUARI	ARAZA	PUCUNA	CONDORAZO
CONDUCTORA	-	-	3,03	3,03	3,03
SUPERFICIAL	2,65	2,65	8,79	8,79	8,79
INTERMEDIA	10,22	10,22	41,09	41,09	41,09
PRODUCCIÓN	63,93	63,93	47,10	47,10	47,10

FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

A continuación se realizan los cálculos correspondientes a la disminución de costos y de volúmenes a utilizar en el resto de la campaña de perforación para ambas propuestas de reutilización mencionadas en los puntos **3.8.2 y 3.8.3**. Los resultados obtenidos se muestran en las Figuras 5.5 (a), 5.5 (b) y 5.5 (c).

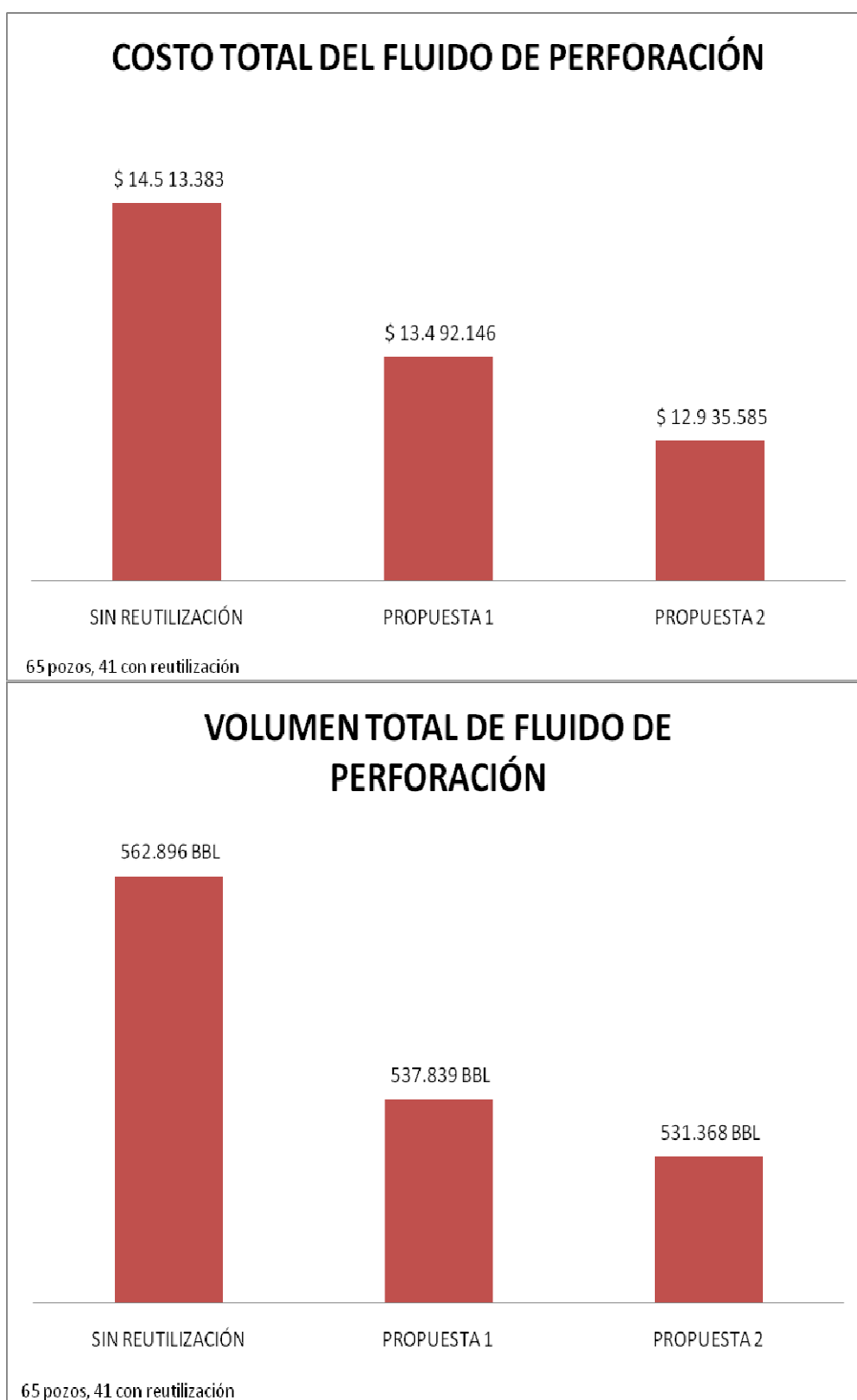
El costo total del fluido de perforación para la campaña 2011 con la contratista roja es de aproximadamente \$ 14.513.382,54. y se usaran aproximadamente 562.986 barriles de fluido. La propuesta uno de reutilización representaría un costo total de aproximadamente \$ 13.492.154,74 (un 7% menos) y se usaría un total de 537.839 barriles (un 4% menos). La propuesta 2 implica un costo total del fluido de \$12.935.584,75 (un 9% menos) y un volumen de 531.368 barriles (un 6% menos).

El costo total del fluido de perforación para la campaña 2011 con la contratista azul es de aproximadamente \$ 10.420.791,51. y se usarán aproximadamente 463.545 barriles de fluido. La propuesta uno de reutilización representaría un costo total de aproximadamente \$ 9.031.977,91 (un 13% menos) y se usaría un total de 438.398 barriles (un 5% menos). La propuesta 2 implica un costo total del fluido de \$9.943.290,19 (un 5% menos) y un volumen de 445.816 barriles (un 4% menos).

El costo total del fluido de perforación para la campaña 2011 con la contratista naranja es de aproximadamente \$ 13.566.908,16. y se usaran aproximadamente 562.986 barriles de fluido. La propuesta uno de reutilización representaría un costo total de aproximadamente \$ 12.330.888,16 (un 9% menos) y se usaría un total de 537.839 barriles (un 4% menos). La propuesta 2 implica un costo total del fluido de \$12.151.230,50 (un 10% menos) y un volumen de 531.368 barriles (un 6% menos).

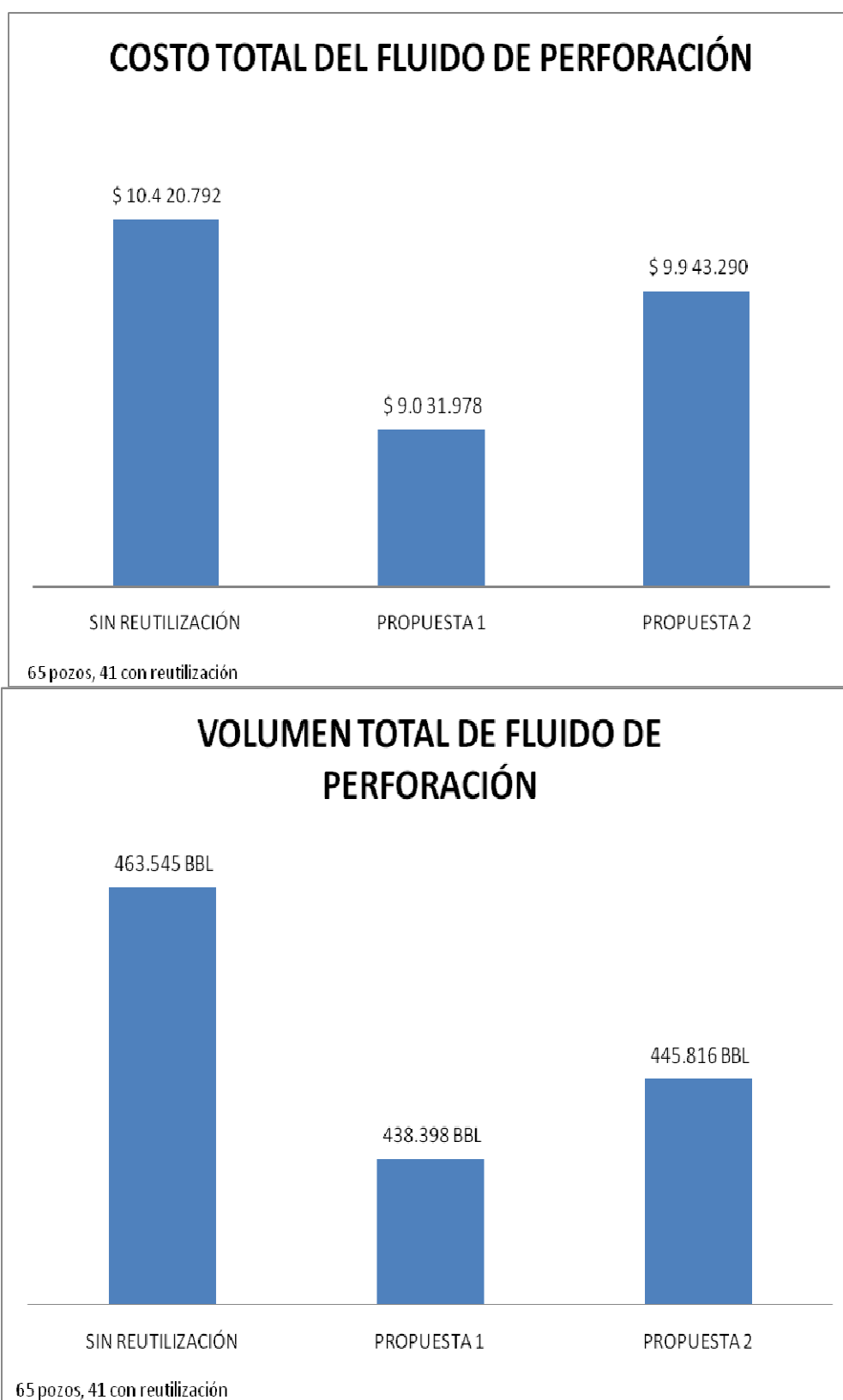
La diferencia de los volúmenes entre las compañías antes mencionadas se debe a que la compañía azul propone una reutilización del fluido de perforación del 50% para la sección superficial y de un 35% para la sección intermedia, siempre y cuando las condiciones del fluido lo permitan.

**Figura 5.5 (a) COSTOS Y VOLUMENES TOTALES CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2011 EP-PETROECUADOR**



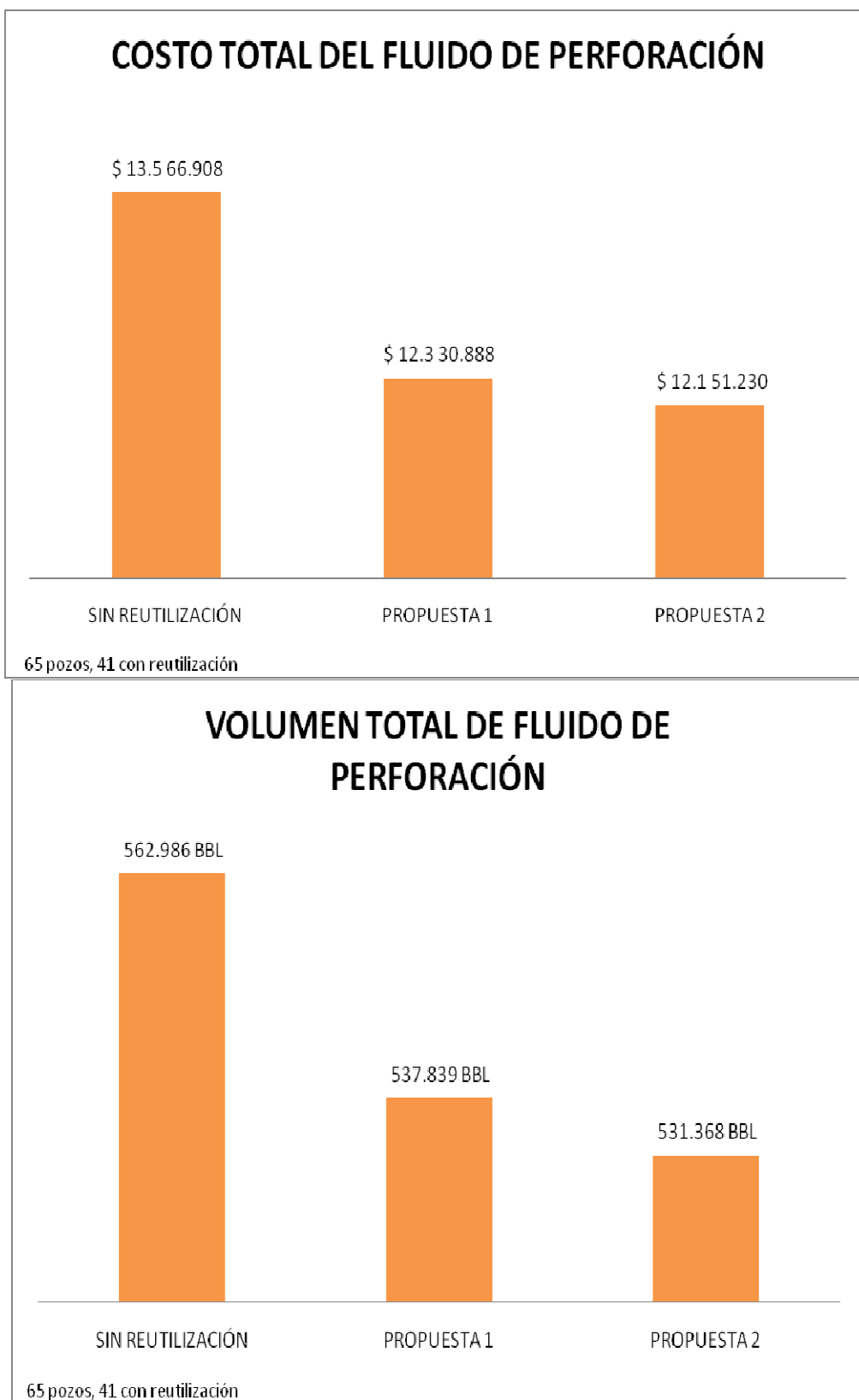
FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR  
 ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

**Figura 5.5 (b) COSTOS Y VOLUMENES TOTALES CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2011 EP-PETROECUADOR**



FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR  
 ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

**Figura 5.5 (c) COSTOS Y VOLUMENES TOTALES CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2011 EP-PETROECUADOR**



FUENTE: Departamento de perforación EP-PETROECUADOR  
 ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

## **5.5 MANEJO DE DESECHOS SÓLIDOS Y LÍQUIDOS EN LA CAMPAÑA 2008-2010 RIG CPEB 70128**

### **5.5.1 INTRODUCCIÓN**

A medida que aumenta la complejidad de los pozos, los operadores se esfuerzan por cumplir con las estrictas normas vigentes para el vertido de residuos, satisfaciendo al mismo tiempo las demandas en cuanto al desempeño de las operaciones de perforación. Hoy en día, los avances registrados en los fluidos de perforación y en las técnicas de manejo de recortes están permitiendo que los operadores utilicen los sistemas de fluidos de perforación más eficientes, removiendo del ambiente, al mismo tiempo, los residuos de perforación en forma efectiva.

En el país, la Ley de Gestión Ambiental establece que la Autoridad Ambiental Nacional la ejerce el Ministerio del Ambiente, instancia rectora, coordinadora y reguladora del sistema nacional descentralizado de Gestión Ambiental; sin perjuicio de las atribuciones que en el ámbito de sus competencias y acorde a las Leyes que las regulan, ejerzan otras instituciones del Estado. El Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador tiene por objeto regular las actividades hidrocarburíferas de exploración, desarrollo y producción, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y afines, susceptibles de producir impactos ambientales en el área de influencia directa, definida en cada caso por el Estudio Ambiental respectivo.

### **5.5.2 LAS 4 “Rs”**

Los desechos de perforación generalmente contienen sustancias que podrían contaminar el medio. Muchos de estos desechos deben tratarse para reducir su toxicidad antes de su disposición. El tratamiento y disposición de un desecho luego de su generación debe satisfacer las normas ambientales, pero no es necesariamente la mejor manera de manipularlo.



Una alternativa más efectiva es minimizar el desecho en el origen utilizando las 4 Rs, las cuales reducen o eliminan la cantidad de desechos finales que requiere ser eliminada.

#### ***¿QUÉ SIGNIFICA REDUCIR?***

Reducir las basuras es disminuir su peso, volumen, y toxicidad.

#### ***¿QUÉ SIGNIFICA REUTILIZAR?***

Usar de nuevo un objeto que ya se ha empleado para el fin para el que se adquiere. De este modo alargamos su vida y evitamos que se convierta en basura.

#### ***¿QUÉ SIGNIFICA RECICLAR?***

Obtener a partir de un residuo, mediante un proceso de transformación, un producto de finalidad similar a la original.

#### ***¿QUÉ SIGNIFICA RECUPERAR?***

Aprovechar los materiales que componen los residuos como materias primas para la fabricación de objetos distintos de los originales.

### **5.5.3 TÉCNICAS DE TRATAMIENTO PARA DESECHOS DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Las técnicas de tratamiento difieren de las técnicas de disposición de los desechos de un fluido de perforación en que las primeras modifican o separan las propiedades de los desechos, pero los mismos siguen estando ahí y deben ser dispuestos en algún lugar. Las técnicas de tratamiento de desechos se enfocan en remover el crudo, reducir la movilidad de los contaminantes o por otro lado modificar las propiedades del material de desecho. Existen varias técnicas de tratamiento usadas en el campo. Unas se encaminan a reducir la contaminación por hidrocarburos de los ripios de perforación, otras se enfocan en encapsular los cortes para prevenir su lixiviación al ambiente. La técnica de tratamiento usada durante la campaña de perforación que nos compete se denomina DEWATERING.

### **5.5.3.1 DEWATERING (DEW)**

DEWATERING es el nombre que recibe el proceso de separación mecánica y química de los sólidos y líquidos asociados al fluido de perforación. Otras técnicas incluyen la desabsorción termal que consiste en la separación por calor de hidrocarburos y ripios. La estabilización consiste en encapsular los contaminantes junto con los cortes y prevenir su lixiviación.

El proceso de DEWATERING puede remover todas las partículas coloidales clarificando el agua. DEWATERING se ha convertido en un proceso bastante común debido a la reducción de tamaño y costo de sus unidades. La presencia de aceites lubricantes o hidrocarburos en los fluido base agua no afectan el proceso. Una vez que los sólidos coloidales son removidos, los aceites se separan del líquido y tienden a flotar en la superficie del agua. Todos tipo de fluidos base agua son susceptibles de ser tratados por DEW, hoy en día incluso fluidos contaminados con cemento pueden ser sometidos a este proceso. En el Rig CPEB 70128, la contratista encargada del control de sólidos contó, durante la campaña de perforación, con un módulo compacto de DEW y control de sólidos dispuesto en su sistema de circulación.

### **5.5.3.2 BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROCESO**

Con el pH del fluido típicamente entre 7 y 10, las partículas coloidales en el fluido tienden a estar cargadas negativamente. Las cargas negativas hace que la mismas se repelan evitando que estas se aglutinen para formar partículas más grandes.

La remoción de estas partículas coloidales es difícil, incluso con una centrífuga de alta velocidad con una fuerza de 2000Kg. De modo que para remover estas partículas pequeñísimas del fluido, es necesario tratarlo con químicos para aglomerar los sólidos y que los mismos alcancen el tamaño necesario para que sean removidos por la centrífuga. El proceso de aglomeración para crear aglutinados lo suficientemente grandes y densos requiere de tres pasos:

1. Desestabilizar las partículas sub micrónicas de manera que no se repelan entre ellas. Esto se logra reduciendo el pH de entre 7 y 10 a aproximadamente 5.5.
2. Coagular los sólidos creando una atracción entre las partículas.
3. Flocular, empaquetar o envolver estos sólidos para crear aglomeraciones grandes y densas.

Estos tres pasos se logran mediante la adhesión secuencial de tres o en algunos casos dos aditivos químicos. Para maximizar la eficiencia del DEW y su efectividad se debe dejar actuar a los químicos el tiempo suficiente. Esto permite que los aditivos reaccionen completamente con las partículas y no queden residuos de los mismos en la fase líquida. Un sistema de DEW típico incluye:

- Un tanque de depósito con un mezclador para homogenizar el fluido a ser tratado.
- Tanques pequeños de almacenamiento para los aditivos químicos con bombas de alimentación regulables para dosificar el tratamiento.
- Bombas para alimentar con el fluido tratado a las centrífugas con presión constante y de manera continua.
- Un manifold que permita regular el flujo hacia las centrífugas.
- Una centrífuga de alta velocidad en donde la fuerza G sea la necesaria para remover/descartar los sólidos coagulados y descargar fluido claro.
- Un tanque de almacenamiento para limpiar el fluido que sale de la centrifuga.
- Skimmers para remover cualquier hidrocarburo presente.

El proceso de DEW comienza con la distribución del fluido a través del manifold antes de que este sea bombeado a la centrífuga. Es en este manifold donde los químicos son mezclados secuencialmente en línea con el fluido. Mientras el fluido circula a través del manifold, el ácido es el primero químico agregado. El fluido continua por el manifold donde se mezclan ahora los coagulantes y finalmente llega al lugar en donde se agregan los floculantes. Los químicos deben ser controlados de manera que su dosificación sea la mínima necesaria.

Con un manifold diseñado correctamente es decir lo suficientemente largo y que incluya mezcladores internos, los químicos tendrán el tiempo suficiente para reaccionar individualmente con el fluido, llevando a la obtención de aglomeraciones de sólidos removibles por la centrifuga. Cuando el fluido ha pasado el sistema del manifold, se encuentra listo para entrar en la centrifuga de alta velocidad. Las partículas en el fluido han sido aglomeradas en grumos más grandes, con la densidad suficiente para ser removidos por la centrifuga. Después de ser procesado por la centrifuga, el efluente claro (agua) es almacenado en un tanque para posterior disposición.

El uso de la química adecuada como ácido fosfórico, coagulantes y floculantes adecuados usualmente generan agua limpia que no necesita mayor tratamiento para su disposición. Dependiendo de la naturaleza de los sólidos de formación y aditivos del fluido, con el tratamiento químico apropiado es posible generar sólidos con un mínimo contenido de químicos que pueden ser dispuestos sin aumentar el impacto ambiental.

#### **5.5.4 TÉCNICAS PARA LA DISPOSICIÓN DE EFLUENTES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Las opciones para la disposición de los efluentes de un fluido de perforación en operaciones ON-SHORE incluyen la incorporación de estos desechos al suelo de manera somera o profunda. La primera es llamada *Land Application*, la segunda se conoce como *Soterramiento de cortes*.

##### **5.5.4.1 Land Application**

El término Land Application se refiere a la técnica de disposición en la que los desechos generados por el fluido de perforación (ripios y fluidos asociados) son incorporados dentro de las primeras pulgadas de suelo de manera que la mezcla resultante de suelo resulta buena para su uso en la agricultura. La cantidad relativamente pequeña de contaminantes son fácilmente incorporados en una mezcla rипios/suelo, algunas veces resultando en la mejora de los estos últimos, esto es especialmente cierto si el suelo ha sido abandonado, es decir que mediante este método, los desechos prácticamente se convierten en suelo.

Los desechos son extendidos en una capa de pocas pulgadas sobre una superficie de suelo natural y luego mezclados con maquinas labradoras. Algunos mecanismos naturales ayudan a reducir la concentración de los contaminantes en la mezcla de ripios/suelo resultante. La biodegradación de los hidrocarburos ocurre al exponer los cortes contaminados al aire, agua y microorganismos presentes en el suelo. La estructura controla la manera en que aire y agua pasan a través del suelo; por ejemplo los suelos dispersos reducen la conductividad hidráulica mientras que suelos floculados la incrementan. También hay una reducción en la concentración de contaminantes potenciales debido a la mezcla con el suelo. Los contaminantes más comunes presentes en los desechos del fluido de perforación que deben ser manejados son sales, hidrocarburos y metales pesados. Sales en este caso se refiere a una larga familia de sustancias generadas por la mezcla de ácidos y bases. El contenido de sal es determinado midiendo la conductividad eléctrica del agua extraída en un proceso de retorta. Todas las medidas relacionadas a las sales deben ser hechas en base a las condiciones de la mezcla ripios/suelo in situ.

Hidrocarburos y metales pesados son medidos mediante la determinación del peso de los mismos en la muestra, después de remover toda el agua en un proceso de destilación. Los hidrocarburos referidos en esta prueba se conocen como hidrocarburos de petróleo totales (TPH). Ocasionalmente se pueden encontrar metales pesados como plomo, cinc o cromo, aunque el plomo y el cromo generalmente ya no se usan en los fluidos de perforación. Los niveles de bario en los ripios de perforación de fluidos altamente densificados (17-18 lpg) pueden alcanzar valores de hasta 300000 mg/l esto debido a que el bario, componente de la barita, tiene una bajísima solubilidad y no es biodegradable. Al conocer el nivel de los contaminantes en los desechos del fluido de perforación, se puede estimar el porcentaje de dilución necesario para reducir el nivel de los contaminantes hasta valores aceptables. Muchas veces la dilución con material seco es lo único que se necesita. Un método muy simple es dividir la concentración del contaminante en el material a desechar para el valor de concentración permisible del contaminante y restar de uno.

Esto nos da una aproximación del monto de suelo seco requerido para la dilución de las concentraciones hasta bajarlos a niveles aceptables.

#### **5.5.4.2 Soterramiento de cortes**

Es un método de disposición en el que los ripios de perforación son mezclados con suelo seco para alcanzar las propiedades físicas y químicas requeridas para que la mezcla sea enterrada. La mezcla es dispuesta en una celda en la que el tope de la misma debe estar debajo de la zona superficial y por tanto las propiedades químicas permisibles para la mezcla son menos rigurosas. El fondo de la celda debe estar sobre el nivel freático de la zona. El enterramiento es el método de disposición de ripios más comúnmente usado en operaciones de perforación ON SHORE.

Los aspectos más importantes a tomar en cuenta en esta técnica de disposición son: contenido químico de los ripios, profundidad de las celdas, humedad de los ripios, liqueos y fugas de la celda de cortes. El contenido químico de los cortes es importante para prevenir potencial contaminación de los alrededores de las celdas y cuerpos de agua subterránea.

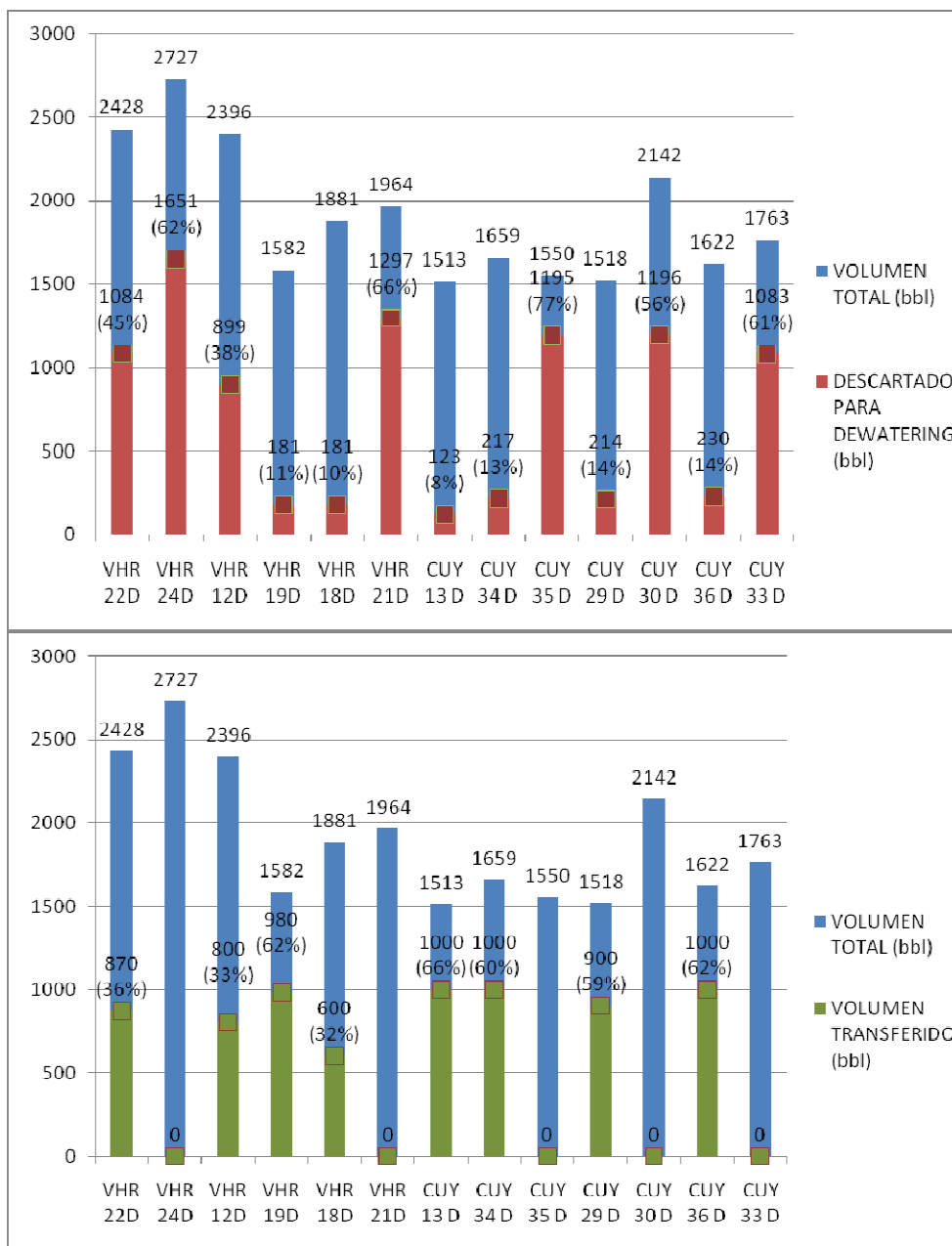
### **5.6 VOLÚMENES DE FLUIDO UTILIZADO EN LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 1/2" DE LOS POZOS ANALIZADOS**

Para la perforación de la sección de producción de los pozos involucrados en el proyecto, se utiliza un total de 24.745 barriles de fluido de perforación. De estos, 7.150 (29%) son transferidos para su reutilización y 9.551(39%) barriles son descartados para DEWATERING. La figura 5.6 muestra los volúmenes utilizados, transferidos y descartados para DEWATERING en cada uno de los pozos involucrados en el proyecto.

La reutilización del fluido de perforación implica una reducción del volumen usado para perforar las secciones de 8 1/2" del 29% (correspondiente al fluido transferido). Además de los 7.150 barriles de fluido transferido para reutilización,

4.200 barriles (59%) son usados en dilución con el lodo nuevo para perforar la sección de 8 ½” del siguiente pozo. Los restantes 2.950 barriles (41%) corresponden a volúmenes utilizados como píldoras y a las pérdidas por asentamiento de materiales durante el tiempo de residencia en los tanques verticales. En la Figura 5.6 se detalla los volúmenes totales de fluido, así como también el volumen descartado para DEWATERING y volumen Transferido.

**Figura 5.6 VOLUMEN TOTAL, TRANSFERIDO Y UTILIZADO EN LA SECCIÓN DE 8 ½”**



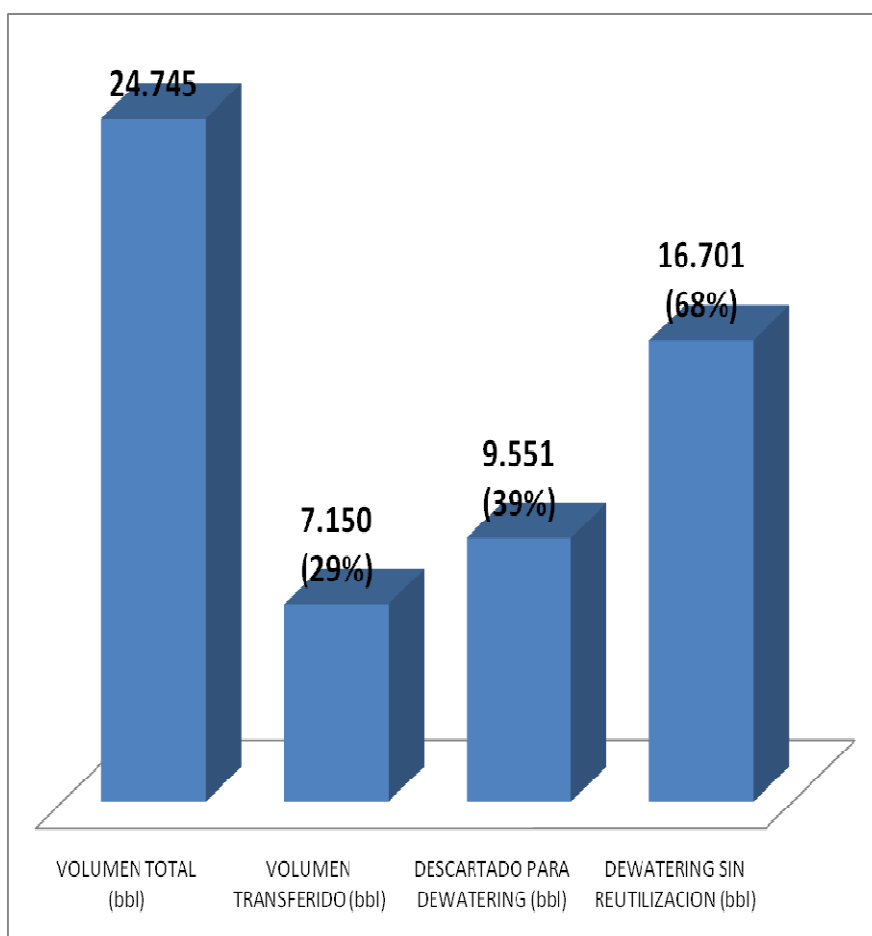
FUENTE: Recaps Técnicos y Mud programs de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.  
 ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

En la Figura 5.7 se realiza un análisis comparativo de volúmenes, siendo el volumen total, el volumen utilizado en la sección de 8 ½” de los 13 pozos estudiados en este proyecto.

El volumen transferido es aquel que fue reutilizado en los siguientes pozos y el volumen descartado para DEWATERING se refiere al volumen que fue desechado.

El volumen de DEWATERING sin reutilización es la suma del volumen transferido más el volumen descartado para DEWATERING. El volumen de DEWATERING sin reutilización indica cuanto volumen de fluido hubiera sido desechado si no se hubiese realizado la reutilización del fluido.

**Figura 5.7 VOLUMEN UTILIZADO Y VOLUMEN TRANSFERIDO**



FUENTE: Recaps Técnicos y Mud programs de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.  
ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela



## 5.7 VOLÚMENES DE EFLUENTES TRATADOS EN LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 ½" DE LOS POZOS ANALIZADOS

### 5.7.1 EQUIPOS DE CONTROL DE SÓLIDOS

En la Tabla 5.18 se detalla el equipo de Control de Sólidos del Taladro de perforación CPEB RIG 70128 con sus respectivas unidades de operación:

**Tabla 5.18 EQUIPOS DE REMOCIÓN DE SÓLIDOS DE PERFORACIÓN CPEB RIG 70128.**

CANTIDAD	EQUIPOS DE CONTROL DE SÓLIDOS	RANGOS DE OPERACIÓN/ ALMACENAJE
3	Zarandas King Cobra No 1.	0-300 gal/min
1	Degasificador Brandt Nov.	200 gal/min
3	Desarenadores 12".	480 gal/min
24	Desarcilladores 4".	50 gal/min
1	Zaranda Mud cleaner King Cobra.	0-300 gal/min

FUENTE: Recaps Técnicos y Mud programs de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: CETAGUA S. A.

La compañía de control de sólidos es la encargada de mantener las propiedades del fluido de perforación bajo el esquema SISTEMA SEMI-CERRADO. Para lo cual mantiene en las diferentes locaciones los equipos adjuntos al conjunto de tanques de CPEB – RIG 70128. El detalle de estos equipos se indica en la Tabla 5.19:

**Tabla 5.19 EQUIPOS DE REMOCIÓN DE SÓLIDOS DE PERFORACIÓN DE CETAGUA S. A.**

CANTIDAD	EQUIPOS DE CONTROL DE SÓLIDOS	RANGOS DE OPERACIÓN/ ALMACENAJE
1	Centrífuga Sharples 5000 + Bomba de Alimentación.	0-300 gal/min
1	Centrífuga Bird 3400 + Bomba de Alimentación.	0-180 gal/min
2	Tanques para sólidos. Catch tank.	160 bbl y 230 bbl
1	Unidad de DEWATERING.	0-1000 gal/min
1	Bomba Neumática.	250 gal/min
1	Volqueta de 7 m <sup>3</sup> .	40 bbl
1	Generador Eléctrico.	355 Amp - 480 V/220V
1	Compresor de aire.	160 Psi
1	Retroexcavadora Caterpillar 312 BL.	Remoción de 5,03 bbl/seg
4	Tanques verticales.	500 bbl c/u
2	Volquetas extra 7 m <sup>3</sup> (Opcional).	40 bbl c/u

FUENTE: Recaps Técnicos y Mud programs de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: CETAGUA S. A.

Los equipos utilizados en control de parámetros de reinyección de agua y Remediación Ambiental de cortes se muestran en la Tabla 5.20:

**Tabla 5.20 EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES DE CETAGUA S. A.**

CANTIDAD	TRATAMIENTOS DE EFLUENTES Y REMEDIACIÓN AMBIENTAL	RANGOS DE OPERACIÓN/ ALMACENAJE
1	Unidad de Tratamiento Agua + Bomba de Transferencia.	300 gal/min
1	Bomba Neumática.	250 gal/min
1	Retroexcavadora Caterpillar 312 BL.	Remoción de 5,03 bbl/seg
1	Tamque vertical.	500 bbl
1	Lab. Hach & Bodega.	TPH - PSS - DQO - pH - CE
2	Volquetas 7 m <sup>3</sup> (Opcional).	40 bbl

FUENTE: Recaps Técnicos y Mud programs de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: CETAGUA S. A.

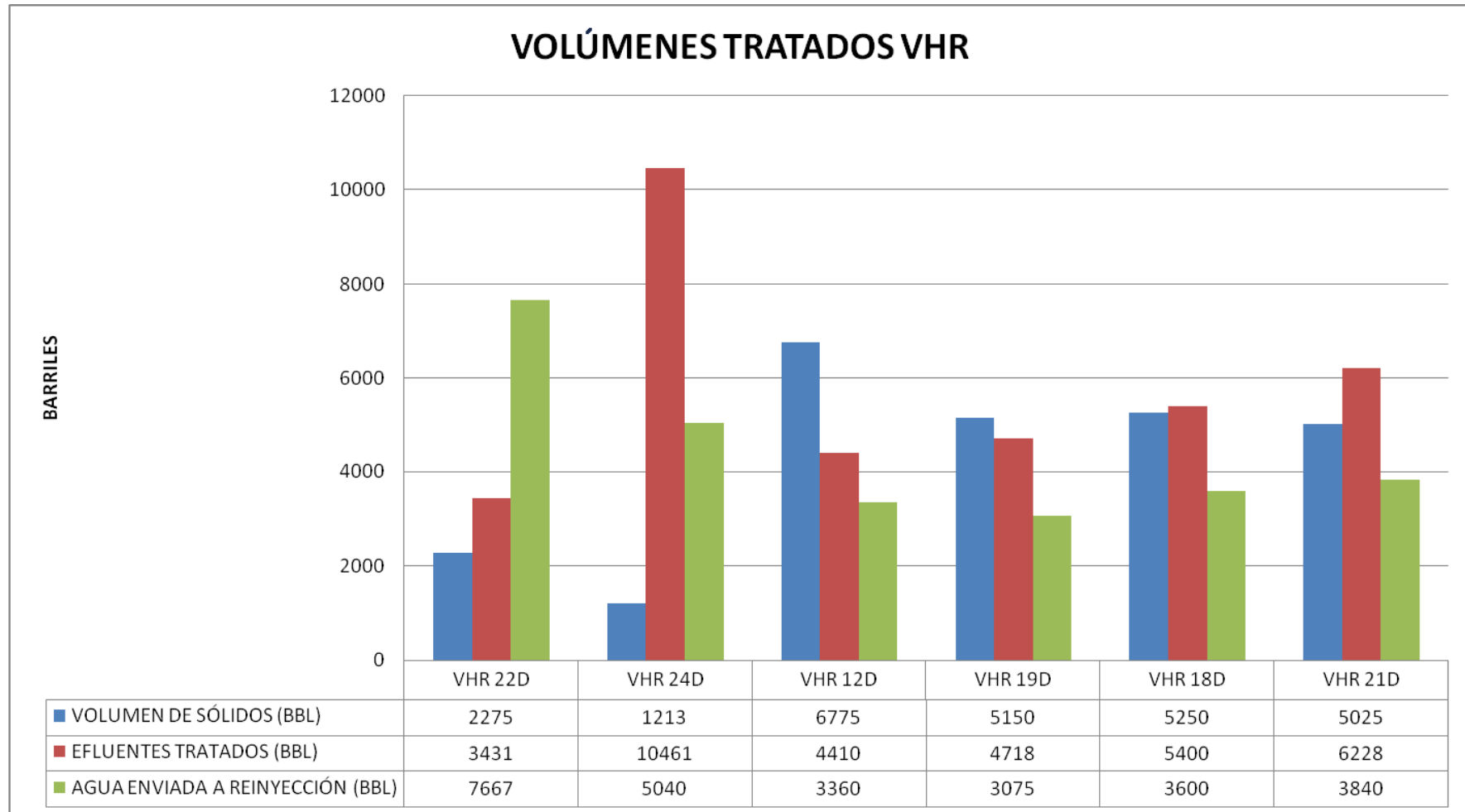
EP-PETROPRODUCCIÓN dentro de la parte contractual, entregó a CETAGUA S.A., el área suficiente para realizar la apertura y confinamiento de cortes de perforación provenientes de cada uno de los pozos durante la campaña de perforación, a través del ACTA DE RECEPCIÓN.

### 5.7.2 VOLÚMENES TRATADOS

Durante la campaña de perforación objeto de nuestro análisis (14 pozos, 6 en VHR, 8 en Cuyabeno, no existe un registro del pozo Cuyabeno 33D) se trataron un total de 126.543 barriles de efluentes líquidos provenientes sistema activo del fluido de perforación, lavado de tanques, contra pozo, tanques de cemento entre otros.

Un total de 84.113 barriles de sólidos desprendidos de los efluentes son removidos, tratados y dispuestos según los procedimientos antes descritos. Y finalmente, 61.182 barriles de agua son enviados para reinyección. Las Figuras 5.8 y 5.9 detallan los volúmenes tratados por cada pozo analizado en el proyecto de reutilización.

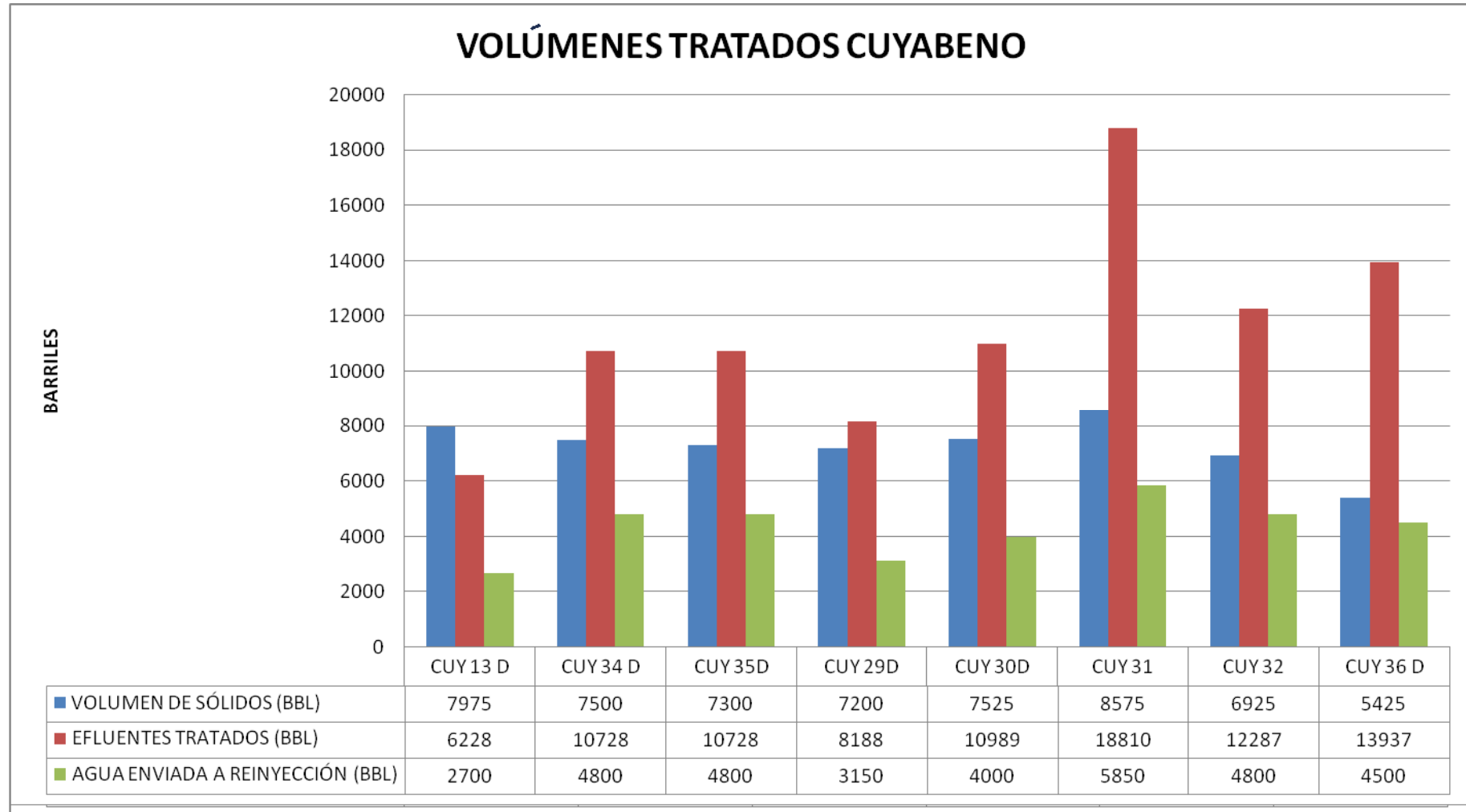
**Figura 5.8** VOLÚMENES DE EFLUENTES TRATADOS DURANTE LA PERFORACIÓN EN EL CAMPO VHR



FUENTE: Recaps Técnicos y Mud programs de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

**Figura 5.9** VOLÚMENES DE EFLUENTES TRATADOS DURANTE LA PERFORACIÓN EN EL CAMPO CUYABENO



FUENTE: Recaps Técnicos y Mud programs de la campaña 2008-2010 EP-PETROECUADOR.

ELABORACIÓN: Paola Torres/Diego Varela

Con respecto a los pozos perforados en el campo VHR, se observa que los mayores volúmenes de efluentes tratados (en rojo) se registran en los pozos donde el fluido reutilizado terminó su ciclo (VHR 24D, VHR 21D). El volumen de sólidos tratados registra su mayor valor en el pozo VHR 12D y su menor valor en el pozo VHR 24D. El agua de reinyección registra su mayor valor en el pozo VHR 22D y su menor valor en el pozo VHR 19D.

En los pozos perforados en Cuyabeno, los mayores volúmenes de efluentes, sólidos y agua enviada a reinyección se registran en el pozo Cuyabeno 31D, en que no se almacenó ni se reutilizó fluido de perforación. El menor volumen de efluentes tratados se registra en Cuyabeno 13D (pozo en que se almaceno fluido de perforación). El menor volumen de sólidos removidos lo registra el pozo Cuyabeno 36D (donde se reutilizó fluido) y el menor volumen de agua enviada a reinyección se registra en el pozo Cuyabeno 29D.

Si bien, es difícil establecer una relación clara y precisa de la influencia que tuvo la reutilización del fluido de perforación en la disminución de los efluentes, sólidos tratados y agua enviada a reinyección, esto debido a que los mencionados volúmenes dependen además de factores como: pérdidas en superficie y evaporación, pérdidas en pozo, volúmenes provenientes de lavado de tanques y contrapozo; sin embargo, se observa una tendencia en la disminución de los volúmenes justamente en los pozos en los que se transfirió fluido para su reutilización.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

- Los viscosificantes que presentan los sistemas de fluidos de perforación se componen de un polímero natural conocido como Goma Xántica con modificaciones propias de cada compañía con el fin de aumentar su resistencia a la degradación bacteriana. Este polímero ha reemplazado al uso de bentonita como viscosificante en los fluidos "DRILL IN". La desventaja de la bentonita es que al ser una arcilla es absorbida por los inhibidores usados en el fluido disminuyendo el rendimiento de estos últimos.
- El carbonato de calcio es usado como material densificante y de "puenteo". Como densificante se usa el carbonato de calcio de menor diámetro, mientras que para el puenteo de formaciones permeables se realiza una distribución adecuada del tamaño de partículas para optimizar el puenteo. La característica del carbonato de calcio de ser altamente soluble en ácido clorhídrico lo hace ideal para perforar los intervalos productores, ya que puede ser removido mediante acidificaciones en las labores de completación del pozo.
- Los lubricantes tienen como función principal reducir el torque durante la perforación, adicional, en el momento de realizar viajes de tubería, mejoran el arrastre de la sarta de perforación. Otras de las propiedades del lubricante es evitar el embolamiento de la broca y los estabilizadores. La concentración del lubricante varía según el programa de perforación para cada tipo de pozo y dependerá de la geometría de este.

- Los problemas con una contaminación bacteriana se pueden presentar en cualquier momento. Así, el costo de un tratamiento inicial y continuo es casi siempre menor que el de tratar el problema posteriormente debido a que, una vez que un problema bacteriano se presenta, este puede ser controlado pero difícilmente eliminado debido a que las bacterias se concentran en áreas muertas tales como los sólidos asentados en el fondo de los tanques o en tuberías detrás de válvulas cerradas.
- Aplicar el procedimiento para la reutilización del fluido de perforación, para secuencias que impliquen un cambio de locación es posible siempre y cuando se tomen en cuenta las recomendaciones hechas en cuanto a distancia de movilización, logística y tiempo de almacenamiento del fluido.
- De los 19 pozos perforados en los campos Cuyabeno y Víctor Hugo Ruales (se excluye de este análisis dos pozos reinyectores), 9 de ellos (47%) presentan valores de daño positivo, de los cuales tan solo tres fueron pozos donde se reutilizó el fluido. Se puede inferir entonces que la reutilización del fluido de perforación no influyó de forma determinante en el daño de formación.
- De 19 pozos antes mencionados, 4 de ellos (21%) registraron problemas de mala cementación. El pozo VHR 18D es el único donde se reutilizó el fluido de perforación, que registró este problema, por lo que se concluye que la reutilización del fluido de perforación ha tenido poca o ninguna influencia en los problemas registrados durante la completación y pruebas iniciales.
- De los costos inherentes a la campaña de perforación analizada en este estudio, se ha determinado que el rubro con mayor influencia en el costo final del pozo es la tarifa diaria del taladro (40,62%), le sigue el costo de los tubulares (16,41%), los servicios de perforación direccional (10,07%) y en cuarto lugar se hallan los costos del fluido de perforación (7,11%).

- Al comparar el costo del fluido de perforación (productos), entre pozos de similares características en Cuyabeno y VHR se concluye que aquellos en donde se reutilizó el fluido de perforación registran los menores costos de fluido utilizado.
- Durante la perforación de 14 pozos, (6 en VHR, 8 en Cuyabeno, no existe un registro del pozo Cuyabeno 33D) se trataron un total de 126.543 barriles de efluentes líquidos provenientes del sistema activo del fluido de perforación, lavado de tanques, contra pozo, tanques de cemento, entre otros. Un total de 84.113 barriles de sólidos desprendidos de los efluentes fueron removidos, tratados y dispuestos según los procedimientos antes descritos. Finalmente, 61.182 barriles de agua fueron enviados para reinyección.
- El volumen de fluido de perforación a usarse durante el resto de la campaña de perforación 2011-2012 (65 pozos analizados) es de aproximadamente 562.896 barriles. Reutilizar el fluido de perforación podría reducir este consumo en un 4 ó 6% (dependiendo de la propuesta de reutilización). Esta reducción significa entre 25.147 y 31.618 barriles menos de fluido de perforación.
- Incluso al reutilizar el fluido de perforación en las secciones superficial e intermedia tal como se plantea en uno de los programas de fluidos de perforación, se puede reducir el consumo de fluido de perforación en un 18% (99.441 barriles menos). Sumando esto a las propuestas de reutilización hechas en este estudio, la disminución en el volumen de fluido de perforación puede alcanzar un 21% a 22% (de 17.729 a 25.147 barriles menos).
- La reducción en el costo del fluido de perforación para las compañías roja y naranja está en el orden del 7%-9% respectivamente con la propuesta 1 (de la sección de 8 ½" de un pozo a la sección de 8 ½" del siguiente pozo) y del 10%-11% para ambas compañías en la propuesta 2 (de la sección de



8 ½” de un pozo en la sección de 12 ¼” del siguiente pozo). Estas dos propuestas representan una reducción en el costo del fluido de perforación del 13%-5% respectivamente, para la compañía azul.

- Con cualquiera de las compañías que presta el servicio en EP-PETROECUADOR se obtiene un beneficio económico y sobre todo ambiental al aplicar la reutilización del fluido de perforación.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

Antes de aplicar el proyecto de reutilización, se recomienda tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Ubicación del próximo pozo: se puede reutilizar el fluido de perforación si el pozo esta en el mismo Pad o se debe verificar la posibilidad de transportar el fluido hacia otro Pad siempre y cuando las condiciones operacionales lo permitan.
- Propiedades del fluido a ser almacenado: se debe tomar en cuenta las condiciones operacionales en que trabajó el fluido. Eventos extraordinarios como arremetidas de pozo, pérdidas de circulación, contaminación por gas o cemento pueden comprometer la composición y propiedades de fluido.
- Logística: Coordinar todos los elementos y personal involucrados durante el proceso de reutilización. Se debe establecer una buena comunicación entre el representante de la operadora (Company Man) y los supervisores de cada una de las compañías involucradas (taladro, lodos de perforación, control de sólidos) de manera que se cumpla el objetivo con un mínimo de riesgos operativos.
- Preservación de fluido: se debe considerar un periodo de almacenamiento máximo de 30 días. Dentro de este tiempo se ha comprobado que las

propiedades del fluido han sido mantenidas en valores aceptables para su reutilización.

- Monitoreo: se deben monitorear las propiedades del fluido de perforación almacenado en especial del pH. Valores bajos de pH podría facilitar la degradación de los componentes del fluido de perforación. En caso de registrar valores de pH por debajo del valor recomendado, considerar el uso de Soda Caústica para regular este valor. Se debe considerar el uso de bactericida para prevenir una contaminación bacteriana del fluido y se debe agitar el fluido para prevenir el asentamiento del material sólido contenido en el mismo.
- Tomar la opción de reutilización 2, es decir, reutilizar el fluido de perforación de la sección de 8 ½" de un pozo en la sección de 12 ¼" del siguiente pozo. Esto con el fin de no comprometer de ninguna manera la integridad de la sección de producción.
- Considerar la reubicación de pozos para que se perforen un mayor número en el mismo Pad y de esta forma se pueda reutilizar el fluido de perforación en más pozos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Annis, M. y Smith M. (1996). *Drilling Fluids Technology*. USA: Exxon Company.
2. Bourdet, D. (2002). *Well test analysis: the use of advanced interpretation models*. Amsterdam, Helsevier.
3. Vaca, J. (1993). *Fluidos de perforación, aplicación de polímeros sintéticos de perforación de pozos*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
4. Patiño, Y. (2002). *Selección de un sistema de fluidos de perforación y completación para las formaciones productoras del Oriente Ecuatoriano*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
5. Baño, F y Saltos D. (2009). *Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
6. Dowell Schlumberger, *Fundamentos Teóricos y Sistemas de Dowell Schlumberger Drilling Fluids*. Venezuela.
7. Schlumberger Drilling School, *Tecnología de Perforación*.
8. M.I. SWACO. (2000). *Manual de fluidos de perforación*. Houston.
9. MI SWACO. (2008). *MSDS boletines de información de productos*.
10. Baker Drilling Fluids. *MSDS boletines de información de productos*.
11. Baroid. *MSDS boletines de información de productos*.
12. Qmax. *MSDS boletines de información de productos*.

13. Amoco, *Drilling Fluids Manual*.

14. ASME (2005). *Drilling Fluids Processing Handbook*.

15. EP-PETROECUADOR (2011). *Recaps Técnicos Campaña De Perforación Rig CPEB 70128*.

## SIMBOLOGÍA O SIGLAS

<b>SÍMBOLO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
ROP	Velocidad de penetración
pH	Potencial hidrógeno
SG	Gravedad Específica
Lb/pulg <sup>2</sup>	Libra/pulgada cuadrada
Lb/gal	Libra/galón
Lb/pie <sup>3</sup>	Libra/pie al cubo
lb/100pies <sup>2</sup>	Libra/cien pies cuadrados
%Vol	Porcentaje en volumen
ECD	Densidad equivalente de circulación
( $\mu_e$ )	Viscosidad efectiva
(VA)	Viscosidad aparente
RPM	Revoluciones por minuto
VP)/ YP	Viscosidad plástico
(lb/ pies <sup>2</sup> )	Libra/pie cuadrado
VG	Viscosímetro de Fann
Mf	Filtrado de anaranjado de metilo
mg/l	Miligramos por litro
MBT	Azul de metileno
Lb/bbl	Libra/barril
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada
°C	Grado Celcius
°F	Grado Farenhit
PAC	Celulosa polianiónica
°API	Grados API
Seg/qt	Segundos por cuarto de galón.
P	Alcalinidad de fenolftaleína
Pm	Alcalinidad del lodo
Pf	Alcalinidad del filtrado
L	Lectura en el viscosímetro de Fann

By/Bs	Barriles de yacimiento/Barriles estándar
ppmCl	Partes por millón de Cl
Rig	Taladro de perforación
gal/min	Galones por minuto

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1**

### **ANÁLISIS DE FINOS POZO CUYABENO - 34D**



## ANALIZADOR DE TAMAÑO DE PARTÍCULA HORIBA (ANÁLISIS DE FINOS).

Para medir el tamaño de partícula por el método de dispersión láser, el instrumento detecta la correlación entre la intensidad y el ángulo del haz de luz dispersado por una partícula, después calcula el tamaño de partícula basado en la teoría Mie-scattering. Para capturar las señales de luz dispersa sobre este rango de ángulos, el LA-950 utiliza un número de detectores de alto ángulo y dispersión posterior, junto con un laser azul de longitud de onda corta LED.



Cuanto más corta es la longitud de onda de la fuente de luz, más pequeñas son las partículas que pueden ser medidas. Las funciones de respuesta se crean de la información obtenida de las dos fuentes de luz y estas funciones permiten que el LA-950 realice medidas simultáneas sobre una gama ultra-ancha de tamaños de partícula. Un patrón de la dispersión no es dependiente del tamaño absoluto de las partículas, pero en cambio, es determinado por el tamaño de partícula relativo con respecto a la longitud de onda de luz. El análisis de finos de la muestra de lodo recibida se realizó de la siguiente manera:

Se recibió muestra de lodo del pozo CUYABENO 34D, se realizó una dilución (50% lodo, 50% agua) y se corrió la muestra en la centrífuga manual durante 10 minutos. Una vez obtenidos los finos en el fondo, se procedió a colocarlos en el analizador de tamaño de partícula y el resultado se muestra a continuación:

## Identificación de la muestra:

<b>Operator:</b>	PETROPRODUCCIÓN
<b>Well:</b>	CUYABENO 34D
<b>Date Taken:</b>	04-01-2010
<b>Location:</b>	CUYABENO
<b>Sample cutting:</b>	N/A

			Particle Size Distribution by HORIBA			
Sample #	Date	Description	D 10 %, $\mu$	D 50 %, $\mu$	D 90 %, $\mu$	Graph
201001061705466	2010-01-06	201001061705466 Análisis finos Cuy 34D	6.6605	12.24346	26.9473	

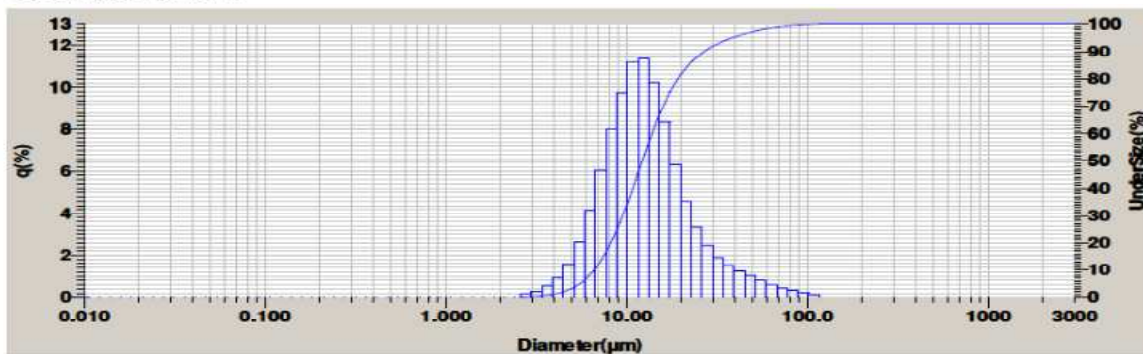
06-01-2010

**RESULTADO ANÁLISIS DE FINOS CUYABENO 34 D**

2010.01.06 17:14:04

**HORIBA** Laser Scattering Particle Size Distribution Analyzer LA-950

Sample Name	:		Median Size	:	12.24346(µm)
ID#	:	201001061705466	Mean Size	:	15.52181(µm)
Data Name	:	ANALISIS FINOS CUYABENO34D	Std.Dev.	:	11.9892(µm)
Transmittance(R)	:	84.0(%)	Geo.Mean Size	:	12.8919(µm)
Transmittance(B)	:	84.5(%)	Geo.Std.Dev.	:	1.7695(µm)
Circulation Speed	:	5	Mode Size	:	12.3080(µm)
Agitation Speed	:	1	Span	:	OFF
Ultra Sonic	:	05:00 (7)	Diameter on Cumulative %	:	(2)10.00 (%) - 6.6605(µm)
Form of Distribution	:	Auto			(9)90.00 (%) - 26.9473(µm)
Distribution Base	:	Volume			
Refractive Index (R)	:	1.60-0i in water[R]=1.60( 1.600 - 0.000i),Water( 1.333)			
Refractive Index (B)	:	1.60-0i in water[R]=1.60( 1.600 - 0.000i),Water( 1.333)			
Material	:				
Source	:				
Lot Number	:				
Test or Assay. Number	:				



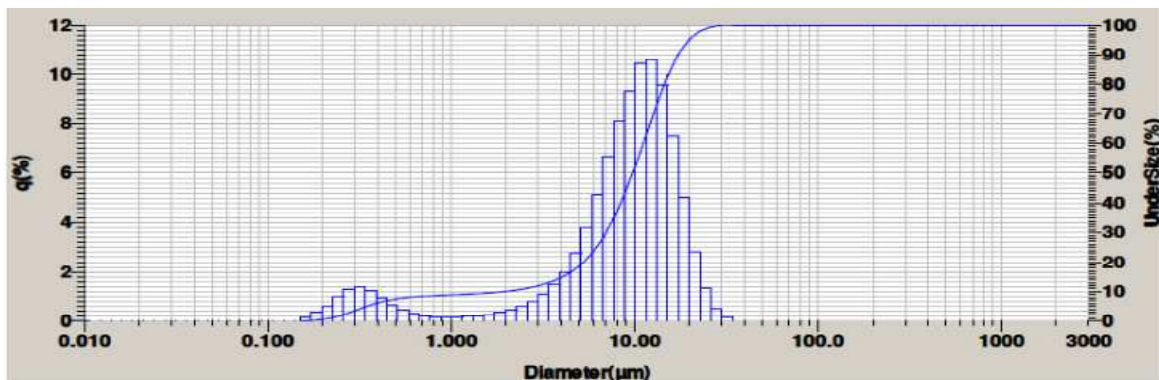
No.	Diameter(µm)	q(%)	UnderSize(%)	No.	Diameter(µm)	q(%)	UnderSize(%)	No.	Diameter(µm)	q(%)	UnderSize(%)	No.	Diameter(µm)	q(%)	UnderSize(%)
1	0.011	0.000	0.000	25	0.296	0.000	0.000	49	7.697	6.054	16.326	73	200.000	0.000	100.000
2	0.013	0.000	0.000	26	0.339	0.000	0.000	50	8.816	7.993	24.319	74	229.075	0.000	100.000
3	0.015	0.000	0.000	27	0.389	0.000	0.000	51	10.097	9.723	34.041	75	262.376	0.000	100.000
4	0.017	0.000	0.000	28	0.445	0.000	0.000	52	11.565	11.185	45.226	76	300.518	0.000	100.000
5	0.020	0.000	0.000	29	0.510	0.000	0.000	53	13.246	11.365	56.591	77	344.206	0.000	100.000
6	0.022	0.000	0.000	30	0.584	0.000	0.000	54	15.172	10.248	66.839	78	394.244	0.000	100.000
7	0.026	0.000	0.000	31	0.669	0.000	0.000	55	17.377	8.347	75.186	79	451.556	0.000	100.000
8	0.029	0.000	0.000	32	0.766	0.000	0.000	56	19.904	6.315	81.500	80	517.200	0.000	100.000
9	0.034	0.000	0.000	33	0.877	0.000	0.000	57	22.797	4.595	86.096	81	592.387	0.000	100.000
10	0.039	0.000	0.000	34	1.005	0.000	0.000	58	26.111	3.331	89.427	82	678.504	0.000	100.000
11	0.044	0.000	0.000	35	1.151	0.000	0.000	59	29.907	2.467	91.894	83	777.141	0.000	100.000
12	0.051	0.000	0.000	36	1.316	0.000	0.000	60	34.255	1.864	93.775	84	890.116	0.000	100.000
13	0.058	0.000	0.000	37	1.510	0.000	0.000	61	39.234	1.490	95.269	85	1019.515	0.000	100.000
14	0.067	0.000	0.000	38	1.739	0.000	0.000	62	44.936	1.222	96.491	86	1167.725	0.000	100.000
15	0.076	0.000	0.000	39	1.981	0.000	0.000	63	51.471	1.001	97.492	87	1337.481	0.000	100.000
16	0.087	0.000	0.000	40	2.269	0.000	0.000	64	58.953	0.804	98.296	88	1531.914	0.000	100.000
17	0.100	0.000	0.000	41	2.599	0.000	0.000	65	67.523	0.621	98.917	89	1754.613	0.000	100.000
18	0.115	0.000	0.000	42	2.976	0.167	0.167	66	77.339	0.458	99.375	90	2009.687	0.000	100.000
19	0.131	0.000	0.000	43	3.409	0.293	0.460	67	88.583	0.318	99.692	91	2301.841	0.000	100.000
20	0.150	0.000	0.000	44	3.905	0.516	0.976	68	101.460	0.199	99.891	92	2636.467	0.000	100.000
21	0.172	0.000	0.000	45	4.472	0.909	1.885	69	116.210	0.109	100.000	93	3000.000	0.000	100.000
22	0.197	0.000	0.000	46	5.122	1.578	3.463	70	133.103	0.000	100.000				
23	0.226	0.000	0.000	47	5.867	2.643	6.106	71	152.453	0.000	100.000				
24	0.259	0.000	0.000	48	6.720	4.196	10.272	72	174.616	0.000	100.000				

**RESULTADO CARBONATO DE CALCIO 325**

**RESULTADO CARBONATO DE CALCIO 325**

**HORIBA** Laser Scattering Particle Size Distribution Analyzer LA-950

Sample Name	:		Median Size	:	9.79030(µm)
ID#	:	200912071629390	Mean Size	:	10.00460(µm)
Data Name	:	CECAL 325	Std.Dev.	:	5.6923(µm)
Transmittance(R)	:	35.9(%)	Geo.Mean Size	:	7.2016(µm)
Transmittance(B)	:	31.8(%)	Geo.Std.Dev.	:	2.9469(µm)
Circulation Speed	:	5	Mode Size	:	12.3089(µm)
Agitation Speed	:	1	Span	:	OFF
Ultra Sonic	:	05:00 (7)	Diameter on Cumulative %	:	(2)10.00 (%) - 2.0045(µm)
Form of Distribution	:	Auto		:	(9)90.00 (%) - 17.3078(µm)
Distribution Base	:	Volume			
Refractive Index (R)	:	1.60-0i in water[RI=1.60( 1.600 - 0.000i),Water( 1.333)]			
Refractive Index (B)	:	1.60-0i in water[RI=1.60( 1.600 - 0.000i),Water( 1.333)]			
Material	:				
Source	:				
Lot Number	:				
Test or Assay. Number :					



No.	Diameter(µm)	q(%)	UnderSize(%)	No.	Diameter(µm)	q(%)	UnderSize(%)	No.	Diameter(µm)	q(%)	UnderSize(%)	No.	Diameter(µm)	q(%)	UnderSize(%)
1	0.211	0.000	0.000	25	0.296	1.284	3.323	49	7.697	6.641	34.693	73	200.000	0.000	100.000
2	0.213	0.000	0.000	26	0.339	1.385	4.708	50	8.816	8.104	42.797	74	229.075	0.000	100.000
3	0.215	0.000	0.000	27	0.389	1.234	6.942	51	10.097	9.322	52.119	75	262.375	0.000	100.000
4	0.217	0.000	0.000	28	0.445	0.942	6.863	52	11.565	10.431	62.580	76	300.518	0.000	100.000
5	0.230	0.000	0.000	29	0.510	0.660	7.533	53	13.246	10.604	73.154	77	344.206	0.000	100.000
6	0.222	0.000	0.000	30	0.584	0.431	7.964	54	15.172	9.586	82.721	78	394.244	0.000	100.000
7	0.226	0.000	0.000	31	0.669	0.291	8.255	55	17.377	7.501	90.222	79	451.586	0.000	100.000
8	0.229	0.000	0.000	32	0.766	0.211	8.466	56	19.904	5.017	95.239	80	517.200	0.000	100.000
9	0.234	0.000	0.000	33	0.877	0.170	8.636	57	22.797	2.819	98.058	81	592.367	0.000	100.000
10	0.239	0.000	0.000	34	1.005	0.154	8.790	58	26.111	1.309	99.367	82	678.504	0.000	100.000
11	0.244	0.000	0.000	35	1.151	0.157	8.947	59	29.907	0.490	99.857	83	777.141	0.000	100.000
12	0.251	0.000	0.000	36	1.318	0.176	9.124	60	34.255	0.143	100.000	84	890.116	0.000	100.000
13	0.256	0.000	0.000	37	1.510	0.213	9.337	61	39.234	0.000	100.000	85	1019.515	0.000	100.000
14	0.267	0.000	0.000	38	1.729	0.271	9.608	62	44.938	0.000	100.000	86	1167.226	0.000	100.000
15	0.276	0.000	0.000	39	1.981	0.352	9.960	63	51.471	0.000	100.000	87	1337.481	0.000	100.000
16	0.287	0.000	0.000	40	2.269	0.461	10.421	64	58.953	0.000	100.000	88	1531.914	0.000	100.000
17	0.300	0.000	0.000	41	2.599	0.607	11.028	65	67.523	0.000	100.000	89	1754.613	0.000	100.000
18	0.315	0.000	0.000	42	2.976	0.803	11.830	66	77.339	0.000	100.000	90	2009.687	0.000	100.000
19	0.331	0.000	0.000	43	3.409	1.073	12.903	67	88.583	0.000	100.000	91	2301.841	0.000	100.000
20	0.350	0.000	0.000	44	3.905	1.454	14.357	68	101.460	0.000	100.000	92	2636.467	0.000	100.000
21	0.372	0.151	0.151	45	4.472	1.998	16.356	69	116.210	0.000	100.000	93	3000.000	0.000	100.000
22	0.397	0.351	0.482	46	5.122	2.764	19.119	70	133.103	0.000	100.000				
23	0.426	0.592	1.673	47	5.867	3.806	22.924	71	152.453	0.000	100.000				
24	0.259	0.965	2.038	48	6.720	5.128	26.052	72	174.616	0.000	100.000				

### Conclusión:

El valor obtenido del analizador de partícula  $D50 = 12.24346$  nos indica que tenemos sólidos de micronaje mayor al del carbonato de calcio 325 ( $D50 = 9.79$ ), estos sólidos pueden ser considerados como sólidos deseados que posiblemente son carbonato de calcio 325 y 100 fraccionados por el proceso de bombeo e hidráulico en el pozo.

El valor  $D10 = 6.6605$  obtenido en el analizador de tamaño de partícula indica que no existe una población de sólidos coloidales considerables (menor a 2 micrones), el valor de 6.7 micrones representan carbonato de calcio 325 fracturados y una pequeña población de sólidos perforados.

Al obtener valores de  $d10 = 6.6605$ ,  $d50 = 12.24346$  y  $d90 = 26.9473$  indica que es un lodo que ha mantenido las propiedades correctas de inhibición, evitando la incorporación de arcillas, sólidos coloidales al sistema de perforación.

Esta prueba indica la cantidad de sólidos de perforación incorporados al fluido como se puede apreciar en la prueba de analizador de tamaño de partícula son valores de un fluido donde no existe una población de arcilla (debido a la buena inhibición).

[Por tanto este fluido es apto para ser usado en el siguiente pozo.](#)

## **ANEXO 2**

### **TOMA DE INFORMACIÓN DE PROPIEDADES DEL LODO**

## Anexo 2.1 Pozos del campo Shushufindi

### MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO SSFD – 104D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO SSFD-104D	
REOLOGÍA	
L600	41
L300	28
L200	22
L100	16
L6	7
L3	6
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	9
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	13
VP [cp]	13
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	7,5
PESO [lb/gal]	9,7
MBT [Lb/Bbl]	7,5
pH	9,5
Sólidos [%Vol]	8
Muestra tomada el día 02/06/2008	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO SSFD-104D	
REOLOGÍA	
L600	52
L300	36
L200	28
L100	21
L6	9
L3	8
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	15
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	19
VP [cp]	16
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	20
FILTRADO [cc/30min]	5,9
PESO [lb/gal]	10,3
MBT [Lb/Bbl]	10
pH	9,7
Sólidos [%Vol]	13
Muestra tomada el día 05/06/2008	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

### MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO SSFD – 122D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO SSFD-122D	
REOLOGÍA	
L600	44
L300	30
L200	25
L100	19
L6	7
L3	6
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	10
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	13
VP [cp]	14
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
FILTRADO [cc/30min]	7,6
PESO [lb/gal]	9,6
MBT [Lb/Bbl]	7,5
pH	9,5
Sólidos [%Vol]	7
Muestra tomada el día 12/07/2008	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO SSFD-122D	
REOLOGÍA	
L600	33
L300	22
L200	15
L100	13
L6	9
L3	7
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	12
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	17
VP [cp]	11
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	11
FILTRADO [cc/30min]	8,6
PESO [lb/gal]	10,1
MBT [Lb/Bbl]	12,5
pH	9,5
Sólidos [%Vol]	13
Muestra tomada el día 26/07/2008	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela



## Anexo 2.2 Pozos del campo Guanta

### MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO GUANTA – 20D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO GUANTA-20D	
REOLOGÍA	
L600	40
L300	28
L200	22
L100	17
L6	8
L3	7
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	6
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
VP [cp]	40
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	12
FILTRADO [cc/30min]	4,6
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	10
pH	9,5
Sólidos [%Vol]	8
Muestra tomada el día 10/09/2008	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO GUANTA-20D	
REOLOGÍA	
L600	45
L300	31
L200	24
L100	18
L6	8
L3	7
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	8
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	14
VP [cp]	14
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	17
FILTRADO [cc/30min]	4,6
PESO [lb/gal]	10,4
MBT [Lb/Bbl]	10
pH	9,4
Sólidos [%Vol]	13
Muestra tomada el día 15/09/2008	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## Anexo 2.3 Pozos del campo Víctor Hugo Ruales

### MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 23

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-23	
REOLOGÍA	
L600	41
L300	30
L200	24
L100	18
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	6
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
VP [cp]	11
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	19
FILTRADO [cc/30min]	8
PESO [lb/gal]	9,9
MBT [Lb/Bbl]	5
pH	9,8
Sólidos [%Vol]	10
Muestra tomada el día 12/10/2008	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-23	
REOLOGÍA	
L600	66
L300	42
L200	31
L100	21
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	13
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	21
VP [cp]	24
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	18
FILTRADO [cc/30min]	6
PESO [lb/gal]	10,4
MBT [Lb/Bbl]	12,5
pH	9
Sólidos [%Vol]	14
Muestra tomada el día 29/10/2008	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela



## MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – RW1

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-RW1	
REOLOGÍA	
L600	46
L300	32
L200	26
L100	19
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	9
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	14
VP [cp]	14
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	18
FILTRADO [cc/30min]	9
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	2,5
pH	10,4
Sólidos [%Vol]	6
Muestra tomada el día 22/11/2008	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-RW1	
REOLOGÍA	
L600	60
L300	40
L200	31
L100	22
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	15
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	23
VP [cp]	20
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	20
FILTRADO [cc/30min]	5,9
PESO [lb/gal]	10,7
MBT [Lb/Bbl]	20
pH	9,1
Sólidos [%Vol]	14
Muestra tomada el día 6/12/2008	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 22D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-22D	
REOLOGÍA	
L600	59
L300	43
L200	33
L100	21
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	10
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	13
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
VP [cp]	16
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	27
FILTRADO [cc/30min]	8,1
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	0
pH	10,5
Sólidos [%Vol]	6
Muestra tomada el día 29/12/2008	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-22D	
REOLOGÍA	
L600	56
L300	36
L200	28
L100	19
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	8
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	11
VP [cp]	20
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
FILTRADO [cc/30min]	5,6
PESO [lb/gal]	10,8
MBT [Lb/Bbl]	17,5
pH	9,5
Sólidos [%Vol]	14
Muestra tomada el día 13/01/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 16D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-16D	
REOLOGÍA	
L600	39
L300	27
L200	22
L100	16
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	5
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
VP [cp]	12
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	12
PESO [lb/gal]	9,5
MBT [Lb/Bbl]	0
pH	10
Sólidos [%Vol]	4
Muestra tomada el día 25/03/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-16D	
REOLOGÍA	
L600	48
L300	32
L200	24
L100	17
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	13
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	17
VP [cp]	16
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
FILTRADO [cc/30min]	5,2
PESO [lb/gal]	10,4
MBT [Lb/Bbl]	12,5
pH	9,1
Sólidos [%Vol]	11
Muestra tomada el día 12/04/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO VHR – 20D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO VHR-20	
REOLOGÍA	
L600	35
L300	24
L200	16
L100	12
L6	4
L3	3
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	3
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	4
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
VP [cp]	11
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	13
FILTRADO [cc/30min]	10
PESO [lb/gal]	9,6
MBT [Lb/Bbl]	3,75
pH	9,9
Sólidos [%Vol]	4
Muestra tomada el día 15/06/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO VHR-20	
REOLOGÍA	
L600	55
L300	37
L200	28
L100	17
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	16
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	22
VP [cp]	18
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	19
FILTRADO [cc/30min]	5,2
PESO [lb/gal]	10,8
MBT [Lb/Bbl]	15
pH	9,4
Sólidos [%Vol]	15
Muestra tomada el día 02/07/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## Anexo 2.4 Pozos del campo Cuyabeno

### MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 28D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-28D	
REOLOGÍA	
L600	61
L300	42
L200	33
L100	23
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	6
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	7
VP [cp]	19
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	23
FILTRADO [cc/30min]	10
PESO [lb/gal]	9,9
MBT [Lb/Bbl]	2,5
pH	10,5
Sólidos [%Vol]	5
Muestra tomada el día 24/02/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-28D	
REOLOGÍA	
L600	58
L300	38
L200	31
L100	20
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	6
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	7
VP [cp]	20
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	18
FILTRADO [cc/30min]	4
PESO [lb/gal]	10,6
MBT [Lb/Bbl]	12,5
pH	9,6
Sólidos [%Vol]	12
Muestra tomada el día 5/3/2019	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

### MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – RW1

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-RW1	
REOLOGÍA	
L600	36
L300	25
L200	18
L100	14
L6	4
L3	3
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	3
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	6
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
VP [cp]	11
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	14
FILTRADO [cc/30min]	11,5
PESO [lb/gal]	9,5
MBT [Lb/Bbl]	4
pH	9,8
Sólidos [%Vol]	6
Muestra tomada el día 06/05/2009	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-RW1D	
REOLOGÍA	
L600	48
L300	33
L200	26
L100	19
L6	8
L3	6
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	7
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	17
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	24
VP [cp]	15
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	18
FILTRADO [cc/30min]	6,4
PESO [lb/gal]	10,8
MBT [Lb/Bbl]	17,5
pH	9,3
Sólidos [%Vol]	15
Muestra tomada el día 24/05/2009	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 31D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-31D	
REOLOGÍA	
L600	40
L300	28
L200	23
L100	16
L6	4
L3	3
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	3
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	4
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	5
VP [cp]	12
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
FILTRADO [cc/30min]	13
PESO [lb/gal]	9,9
MBT [Lb/Bbl]	2,5
pH	9,7
Sólidos [%Vol]	12
Muestra tomada el día 11/04/2010	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-31D	
REOLOGÍA	
L600	74
L300	48
L200	38
L100	24
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	9
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	13
VP [cp]	26
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	22
FILTRADO [cc/30min]	5,1
PESO [lb/gal]	10,4
MBT [Lb/Bbl]	8,75
pH	9,8
Sólidos [%Vol]	16
Muestra tomada el día 18/4/2010	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO CUY – 32D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO CUY-32D	
REOLOGÍA	
L600	39
L300	27
L200	22
L100	16
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	7
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	9
VP [cp]	12
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
FILTRADO [cc/30min]	11,8
PESO [lb/gal]	9,8
MBT [Lb/Bbl]	0
pH	10,2
Sólidos [%Vol]	11
Muestra tomada el día 09/05/2010	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO CUY-32D	
REOLOGÍA	
L600	62
L300	39
L200	28
L100	16
L6	6
L3	5
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	8
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	11
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
VP [cp]	23
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	16
FILTRADO [cc/30min]	4,7
PESO [lb/gal]	10,4
MBT [Lb/Bbl]	8,25
pH	9,6
Sólidos [%Vol]	15
Muestra tomada el día 18/05/2010	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## Anexo 2.5 Pozos del campo Parahuacu

### MUESTRA DE LODO INICIO Y FIN DE SECCIÓN POZO PRH – 17D

PRUEBAS LODO KLASTOP INICIO DE SECCIÓN POZO PRH-17D	
REOLOGÍA	
L600	55
L300	39
L200	29
L100	24
L6	7
L3	6
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	6
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	10
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	15
VP [cp]	16
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	23
FILTRADO [cc/30min]	5
PESO [lb/gal]	9,3
MBT [Lb/Bbl]	6,25
pH	9,7
Sólidos [%Vol]	5,5
Muestra tomada el día 14/08/2010	

PRUEBAS LODO KLASTOP FIN DE SECCIÓN POZO PRH-17D	
REOLOGÍA	
L600	47
L300	32
L200	25
L100	16
L6	5
L3	4
GELES	
L10s [lb/100ft <sup>2</sup> ]	4
L10m [100ft <sup>2</sup> ]	6
L30m [lb/100ft <sup>2</sup> ]	9
VP [cp]	15
Yp [lb/100ft <sup>2</sup> ]	17
FILTRADO [cc/30min]	5
PESO [lb/gal]	9,4
MBT [Lb/Bbl]	6,25
pH	9,6
Sólidos [%Vol]	5,8
Muestra tomada el día 19/08/2010	

FUENTE: Recaps Técnicos CPEB-70128

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

**ANEXO 3**

**RESUMEN DE PERFORACIÓN POZOS CUYABENO-34D Y  
CUYABENO-30D**

## Anexo 3.1 Pozo Cuyabeno-34D

### Resumen del Intervalo CUY – 34D



Se perforó con 550 gpm, 50 rpm desde 6740 pies MD hasta 8295 pies MD, TD del pozo, bombeó 40 bbl de píldora viscosa, y circuló hasta retornos limpios previo al viaje de calibre hasta zapato de casing de 9 5/8 pulgadas a 5600 pies MD. Se sacó con bomba y back reaming desde 6128 pies MD hasta 6070 pies MD, el resto salió libre.

Bajó BHA sin problemas lavando las dos últimas paradas por seguridad, al fondo se bombeó 30 bbl de píldora viscosa, se circuló hasta retornos limpios. Durante la circulación se mantuvo la adición de los materiales de puenteo y se realizó lag test, diámetro promedio: 8.56 pulgadas.

Se desplazó al hueco abierto 90 bbl de píldora lubricante con POLIPAC-UL, UNITROL, LUBE 169, SACK BLACK y Carbonato de Calcio 30 y 100 por seguridad para la corrida de registros, la cual cubrió las formaciones Napo y parcialmente Tena.

Se sacó sarta a superficie sin problemas. Quebró BHA direccional. Calificación broca: 2-3-BT-A-X-1-RO/CT-TD. SLB, armó los equipos para corrida de registros con cable. Se realizaron dos corridas de registros eléctricos hasta el fondo sin problemas: (AIT-LSS-LDL-HGNS-GR y AIT-LSS-TLD-HGNS-EDR) sin problemas.

Se armó BHA liso con broca tricónica para realizar viaje de limpieza luego de corrida de registros eléctricos. Bajó a fondo sin problemas, bombeó píldora de limpieza y circuló hasta retornos limpios; realizó viaje hasta zapato de casing de 9 5/8", con bomba y rotaria de 6360' a 6330', baja sarta en viaje de limpieza, con bomba y rotaria de 6320' a 6360', bajó libre a fondo, desplazó 90 barriles de píldora Lubricante con LUBE-167 al 3% v/v y sacó sarta a superficie sin problemas.

Sacó tubería hasta el zapato del casing de 9 5/8 pulgadas, con bomba desde 6360 pies hasta 6360 pies, en el zapato del casing de 9 5/8 pulgadas se bombeó 30 bbl de píldora pesada (12.4 lb/gal), sacó BHA a superficie. Corrió liner de 7" con colgador de la Compañía TIW, sin problemas. Well Services armó cabeza y líneas de cementación, circuló pozo hasta retornos limpios en las zarandas, acondicionó fluido para la cementación VP/YP: 26/16. Intentó asentar colgador por dos ocasiones, fallaron los dos intentos, no se obtuvo incremento de presión, se decidió sacar tubería a superficie para inspección. Se sacó con bomba en los siguientes puntos puntuales: 8095 pies, 7717 pies, 7371 pies (200 gpm, 375 psi), el retó salió sacó libre; en superficie se observaron "esferas de bronce" y trozos de cemento en 5 STD sobre el colgador. Sacó a superficie quebrando liner de 7".

---

9

Intervalo de 8 ½"

## Anexo 3.2 Pozo Cuyabeno-34D

### Resumen del Intervalo CUY – 30D



Durante toda la operación de perforación el MUD CLEANER fue corrido con la siguiente configuración: 255x255x255x255; y las zarandas con: 215x215x215x215 observándose un desempeño óptimo minimizando el ingreso de finos al sistema, permitiendo mantener los rangos de sólidos reactivos dentro de programa, y además evitando la contaminación de las muestras recolectadas por la cabina geológica.

Todos los rípios y residuos producto de la perforación fueron dispuestos al CATCH TANK de CETAGUA para su posterior disposición final.

#### EVENTOS PRINCIPALES

Armó BHA direccional con broca PDC de 8 1/2 pulgadas, bajó BHA hasta 4979 pies donde encontró el tope de cemento. Rotó cemento con 350 gpm, 1430 psi, 40 rpm, WOB: 20. Perforó hasta 5204 pies circuló el pozo y realizó prueba de integridad del casing con 800 psi. Perforó 15 pies de formación y desplazó fluido Nativo por lodo KLA STOP de 9.8 lb/gal, realizó prueba de integridad de la formación con 650 psi (densidad equivalente: 12.4 lb/gal). Limpió bolsillo y trampa, reinició perforación del hoyo de 8 ½ pulgadas.

Perforó con BHA direccional de 8 ½ pulgadas hasta 6096 pies, donde observa incremento de presión, pierde rotación pero con 100% de circulación. Circuló hasta retornos a superficie. Se observó lutita caída de corte mediano en las zarandas, trabajó sarta y recuperó rotación, bombeó 30 barriles de pildora viscosa y circuló hasta retornos limpios, densificó el sistema de 9.9 a 10.1 lb/gal y reanudó perforación.

Perforó hasta 6660 pies MD, bombeó 40 barriles pildora viscosa, circuló hasta retornos limpios y sacó BHA a superficie sin problemas, cambió broca PDC por broca tricónica y regresa al fondo sin problemas, al lavar las 2 últimas paradas, a 6600 pies pierde circulación totalmente, bombeó 100 bl de pildora con material de pérdida con una concentración de 10 lb/bbl, circuló con 79 gpm sin retornos, a 1450 strokes bombeados, pildora en el anular, recuperó circulación totalmente. Circuló en circuito corto hacia el tanque de pildora reciprocando la sarta, probó circulación con hasta 360 gpm, no se observó pérdidas, preparó 200 barriles de lodo KLA STOP y armó circuito corto hacia el tanque de succión y retomó la perforación, manteniendo una constante adición de material de sello y/o puenteo. Armó circuito completo, se contabilizó un total de volumen perdido de 300 barriles de lodo KLA STOP de 10.2 lb/gal. Se prepararon 300 barriles de lodo KLA STOP de 10 lb/gal para sustituir lodo perdido hacia la formación.

Perforó hoyo de 8 ½ pulgadas hasta 6985 pies, bombeó 30 barriles de pildora viscosa y circuló hasta retorno limpio, sacó sarta libre hasta el zapato, encontró tensiones puntuales

---

6 |

**Intervalo de 8 ½”**



## **ANEXO 4**

### **CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN 2011**

GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
CRONOGRAMA DE PERFORACIÓN - 2011

CPB-50112 (AREAS SHUSHUFINDI-AUCA)																
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	
	REIN. 10745'		11520'		10260'	0'		EXPLORATORIO	N CONSTRUCCIO			NEGOCIANDO				
	AGU-3		AGU-3		AGU-3	AGU-17D	AGU-39D	V	AGU-17D	AGU-17D	AGU-17D	AUS-4	AUS-4	AGU-39D		
	AGU-RW3-D		AGU-13D		AGU-15D	AGU-17D	AGU-14D	AGU-W-1	AGU-18D	AGU-21D	AGU-26D	AUS-9D	AUS-8D	2 DIR		
	PERFORADO		PERFORADO		PERFORADO	ARMANDO	100 17	75 0	100 100	100 100	100 100	85 0	85 0	100 3		

SINOPEC INTERNACIONAL 169 - (AREA SHUSHUFINDI)																
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	
		10420'	10154'	10045'	8252'											
	DRG-N-1	DRG-E-1	V	SFD 10BD	V	DRN-2	DRN-13	DRN-13	DRN-2	DRN-2	DRN-2	DRN-13	SSF-10B	DRN-13	CDZ-SE-2	
	DRG-N-3D	DRG-E-9D	CDZ-SE-2	SFD-140D	DRN-2	DRN-17D	DRN-13 D	DRN-21 D	DRN-31D	DRN-16 D	DRN-4 D	DRN-25 D	3 DIR	3 DIR	2 DIR	
	PERFORADO	PERFORADO	PERFORADO	PERFORADO	PERFORANDO	100 100	60 0	60 0	100 100	100 100	60 100	40 0	100 100	40 0	100 100	

SINOPEC INTERNACIONAL 188 (AREAS SSFD- PUCUNA-LIBERTADOR)																	
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL		
	9857'		10560'		10220'												
	EXPLORATORIO		SSF-35		SSF-35	SSF-35	SSF-29	SSF-29	SSF-17	SSF-3	V	V	PAD-A	SSF-35	SSF-29	SSF-3	PAD-A
	COB-1		SSF-128D		SSF-131D	SSF-132D	SSF-130D	SSF-125D	SSF-162D	SSF-135	PUC-14	PUC-15	ARZ-3D	3 DIR	3 DIR	SSF-136	2 DIR
	PERFORADO		PERFORADO		PERFORANDO	100 100	100 100	100 100	100 100	85 0	0 0	0 0	60 0	100 100	100 100	60 0	60 0

SINOPEC 219 - (AREA AUCA)															
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
			10810'		6040'					LORATC					
			AUC-28		AUC-53	AUC-53	AUC-53	AUC-35	AUC-35	V	AUS-1	AUS-1			
			AUC-95D		AUC-81 D	AUC-54D	AUC-91 D	AUC-66 D	AUC-74 D	CHONTA-E-1	AUS-16D	AUS-17 D			
			PERFORADO		PERFORANDO	100 100	100 100	100 100	100 100	40 0	0 0	0 0			

SINOPEC 127 (AREA AUCA)																
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	
				10923%	0'					CEE HACIENDO STOCK						
				AUC-39	AUC-27	AUC-27	AUC-27	AUC-27	AUC-27	AUS-10	AUS-10	AUS-10	AUC-39	AUC-89	AUC-64	AUC-39
				AUC-86D	AUC-79D	AUC-80 D	AUC-63 D	AUC-58 D	AUS-11	AUS-12 D	AUS-13	AUC-87	1VER + 2DIR	1VER+5DIR	AUC-88D	
				PERFORADO	TRASTEAR	TRASTEAR 0	TRASTEAR 0	TRASTEAR 0	85 0	85 0	85 0	100 100	75	75	100 100	

TORRE 6 - ( AREA AUCA-LIBERTADOR)																
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	
								SEC-6	SEC-6	SEC-28	PRH PAD A	AUS-2	AUS-2	AUS-2	GTA 8	
								SEC-39D	SEC-40D	SEC-43D	PRH-20D	AUS-15 D	AUS-14 D	AUS-2ST	GTA-32D	
								100 100	100 100	100 100	85 0	0 0	0 0	0 0		

TORRE 7 - ( AREA CUYABENO)																
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	
								ISTRUCCION 23 JU								
								SSH-2	SSH-2	SSH-2	SSH-11	SSH-10	SSH-4	V	V	
								SSH-13D	SSH-14D	SSH-15D	SSH-19D	SSH-16D	SSH-17D	VHR-30	VIN-3	
								100 30	100 30	85 30	85 0	85 0	0 0	0 0	35	

TORRE 8 - ( AREA LIBERTADOR - LAGO)																
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	
								CUY-22	CUY-22	CUY-22	CUY-22					
								CUY-37D	CUY-38D	CUY-39D	CUY-40D					
								85	85	85	85					

SE PUEDE INICIAR

## **ANEXO 5**

**HOJA DE CÁLCULOS DE VOLÚMENES DE FLUIDO A  
UTILIZAR EN LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2011**

## Anexo 3.1 CONTRATISTA ROJA

### 3.1.1 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO SANSAHUARI

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		p/g	DE:		pies	A:		pies	0	bbl	
HUECO:	16	p/g	DE:	0	pies	A:	360	pies	90	bbl	
WASHOUT 15%:									13	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									113	bbl	
TOTAL:									716	bbl	2,65 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	p/g	DE:	0	pies	A:	360	pies	53	bbl	
HUECO:	12,25	p/g	DE:	360	pies	A:	5.653	pies	772	bbl	
WASHOUT 15%:									116	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									976	bbl	
TOTAL:									2417	bbl	10,2 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	p/g	DE:	0	pies	A:	5.653	pies	414	bbl	
HUECO:	8,5	p/g	DE:	5653	pies	A:	8.542	pies	203	bbl	
WASHOUT 15%:									30	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									350	bbl	
TOTAL:									1497	bbl	63,9 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.1.2 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO SECOYA

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	197	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									249	bbf	
TOTAL:									976	bbf	4,54 USD/ BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	107	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	300	pies	A:	4.638	pies	1079	bbf	
WASHOUT 15%:									162	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1365	bbf	
REUSO 50%:									0		
TOTAL:									3211,612797	bbf	12,57 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	4.638	pies	687	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	4637,5	pies	A:	8.612	pies	579	bbf	
WASHOUT 15%:									87	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									999	bbf	
REUSO 35%:									0		
TOTAL:									2852,322785	bbf	46,35 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	4.638	pies	A:	8.612	pies	291	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8611,5	pies	A:	9.998	pies	97	bbf	
WASHOUT 15%:									15	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									168	bbf	
TOTAL:									1071	bbf	42,7 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.1.3 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO ARAZA

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		p/g	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	p/g	DE:	0	pies	A:	300	pies	197	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									249	bbf	
TOTAL:									976	bbf	4,54 USD/ BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>										
REVESTIDOR:	19,124	p/g	DE:	0	pies	A:	300	pies	107	bbf
HUECO:	16	p/g	DE:	300	pies	A:	4.638	pies	1079	bbf
WASHOUT 15%:									162	bbf
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf
DILUCIÓN & CONSUMO:									1365	bbf
REUSO 50%:									0	
TOTAL:									3211,612797	12,57 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>										
REVESTIDOR:	12,347	p/g	DE:	0	pies	A:	4.638	pies	687	bbf
HUECO:	12,25	p/g	DE:	4638	pies	A:	8.612	pies	579	bbf
WASHOUT 15%:									87	bbf
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf
DILUCIÓN & CONSUMO:									999	bbf
REUSO 35%:									0	
TOTAL:									2852,322785	46,35 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	p/g	DE:	4.638	pies	A:	8.612	pies	291	bbf	
HUECO:	8,5	p/g	DE:	8612	pies	A:	9.998	pies	97	bbf	
WASHOUT 15%:									15	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									168	bbf	
TOTAL:									1071	bbf	42,7 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.1.4 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO PUCUNA

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		pig	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	pig	DE:	0	pies	A:	300	pies	197	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									249	bbf	
TOTAL:									976	bbf	4,54 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	pig	DE:	0	pies	A:	300	pies	107	bbf	
HUECO:	16	pig	DE:	300	pies	A:	4.638	pies	1079	bbf	
WASHOUT 15%:									162	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1365	bbf	
REUSO 50%:									0		
TOTAL:									3212	bbf	12,57 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	pig	DE:	0	pies	A:	4.638	pies	687	bbf	
HUECO:	12,25	pig	DE:	4638	pies	A:	8.612	pies	579	bbf	
WASHOUT 15%:									87	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									999	bbf	
REUSO 35%:									0		
TOTAL:									2852	bbf	46,35 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	pig	DE:	4.638	pies	A:	8.612	pies	291	bbf	
HUECO:	8,5	pig	DE:	8612	pies	A:	9.998	pies	97	bbf	
WASHOUT 15%:									15	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									168	bbf	
TOTAL:									1071	bbf	42,7 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.1.5 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO CONDORAZO

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	163	bbf	
WASHOUT 15%:									24	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									206	bbf	
TOTAL:									893	bbf	4,54 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	88	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	247,667	pies	A:	5.785	pies	1377	bbf	
WASHOUT 15%:									207	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1742	bbf	
REUSO 50%:									0		
TOTAL:									3914	bbf	12,57 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	5.785	pies	857	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	5785	pies	A:	8.840	pies	445	bbf	
WASHOUT 15%:									67	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									768	bbf	
REUSO 35%:									0		
TOTAL:									2637	bbf	46,35 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	5.785	pies	A:	8.840	pies	224	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8840	pies	A:	10.390	pies	109	bbf	
WASHOUT 15%:									16	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									188	bbf	
TOTAL:									1036	bbf	42,7 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela



## 3.1.6 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO CUYABENO

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>										
REVESTIDOR:	20	plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf
HUECO:	16	plg	DE:	0	pies	A:	360	pies	90	bbf
WASHOUT 15%:									13	bbf
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf
DILUCIÓN & CONSUMO:									113	bbf
TOTAL:									716	bbf
4,54 USD/BBL										

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>										
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	360	pies	53	bbf
HUECO:	12,25	plg	DE:	360	pies	A:	5.653	pies	772	bbf
WASHOUT 15%:									116	bbf
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf
DILUCIÓN & CONSUMO:									976	bbf
TOTAL:									2417	bbf
12,57 USD/BBL										

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>										
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	0	pies	A:	5.653	pies	414	bbf
HUECO:	8,5	plg	DE:	5653	pies	A:	8.542	pies	203	bbf
WASHOUT 15%:									30	bbf
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf
DILUCIÓN & CONSUMO:									350	bbf
TOTAL:									1497	bbf
46,35 USD/BBL										

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.1.7 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO DRAGO

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbl	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	223	pies	146	bbl	
WASHOUT 15%:									22	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									185	bbl	
TOTAL:									854	bbl	4,54 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	223	pies	79	bbl	
HUECO:	16	plg	DE:	223	pies	A:	6.058	pies	1451	bbl	
WASHOUT 15%:									218	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1836	bbl	
REUSO 50%:									0		
TOTAL:									4084	bbl	12,57 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	6.058	pies	897	bbl	
HUECO:	12,25	plg	DE:	6058	pies	A:	9.042	pies	435	bbl	
WASHOUT 15%:									65	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									550	bbl	
REUSO 35%:									0		
TOTAL:									2448	bbl	46,35 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	0	pies	A:	9.042	pies	662	bbl	
HUECO:	8,5	plg	DE:	9042	pies	A:	10.542	pies	105	bbl	
WASHOUT 15%:									16	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									182	bbl	
TOTAL:									1465	bbl	42,7 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/DiegoVarela

## 3.1.8 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO AGUARICO

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		pig	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	pig	DE:	0	pies	A:	268	pies	176	bbf	
WASHOUT 15%:									26	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									223	bbf	
TOTAL:									925	bbf	4,54 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	20	pig	DE:	0	pies	A:	268	pies	104	bbf	
HUECO:	16	pig	DE:	268	pies	A:	5.734	pies	1359	bbf	
WASHOUT 15%:									204	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1720	bbf	
REUSO 50%									0	bbf	
TOTAL:									3887	bbf	12,57 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	13,375	pig	DE:	0	pies	A:	5.734	pies	996	bbf	
HUECO:	12,25	pig	DE:	5734	pies	A:	8.852	pies	455	bbf	
WASHOUT 15%:									68	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									575	bbf	
REUSO 35%									0	bbf	
TOTAL:									2594	bbf	46,35 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	9,625	pig	DE:	0	pies	A:	8.852	pies	797	bbf	
HUECO:	8,5	pig	DE:	8852	pies	A:	10.360	pies	106	bbf	
WASHOUT 15%:									16	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									183	bbf	
TOTAL:									1601	bbf	42,7 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.1.9 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO AUCA

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	262	pies	172	bbf	
WASHOUT 15%:									26	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									218	bbf	
TOTAL:									916	bbf	4,54 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	20	plg	DE:	0	pies	A:	262	pies	102	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	262	pies	A:	6.491	pies	1549	bbf	
WASHOUT 15%:									232	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1960	bbf	
REUSO 50%									0	bbf	
TOTAL:									4343	bbf	12,6 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	13,375	plg	DE:	0	pies	A:	6.491	pies	1128	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	6491	pies	A:	10.154	pies	534	bbf	
WASHOUT 15%:									80	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									675	bbf	
REUSO 35%									0		
TOTAL:									2918	bbf	46,4 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	9,625	plg	DE:	0	pies	A:	10.154	pies	914	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	10154	pies	A:	10.937	pies	55	bbf	
WASHOUT 15%:									8	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									95	bbf	
TOTAL:									1572	bbf	42,7 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.1.10 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO SSFD

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	163	bbf	
WASHOUT 15%:									24	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									206	bbf	
TOTAL:									893	bbf	4,54 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	88	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	247,7	pies	A:	5.785	pies	1377	bbf	
WASHOUT 15%:									207	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1742	bbf	
REUSO 50%:									0		
TOTAL:									3914	bbf	12,57 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	5.785	pies	857	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	5785	pies	A:	8.840	pies	445	bbf	
WASHOUT 15%:									67	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									563	bbf	
REUSO 35%:									0		
TOTAL:									2432	bbf	46,35 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	0	pies	A:	8.840	pies	647	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8840	pies	A:	10.390	pies	109	bbf	
WASHOUT 15%:									16	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									188	bbf	
TOTAL:									1460	bbf	42,7 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/DiegoVarela

## Anexo 3.2 CONTRATISTA AZUL

### ANEXO 3.2.1 CALCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO SANSAHUARI

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		pig	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	16	pig	DE:	0	pies	A:	360	pies	90	bbf	
WASHOUT 15%:									13	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									113	bbf	
TOTAL:									716	bbf	2,65 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	pig	DE:	0	pies	A:	360	pies	53	bbf	
HUECO:	12,25	pig	DE:	360	pies	A:	5.653	pies	772	bbf	
WASHOUT 15%:									116	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									976	bbf	
TOTAL:									2417	bbf	10,2 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	pig	DE:	0	pies	A:	5.653	pies	414	bbf	
HUECO:	8,5	pig	DE:	5653	pies	A:	8.542	pies	203	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									350	bbf	
TOTAL:									1497	bbf	63,9 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.2.2 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO SECOYA

FLUIDO:	NATIVO								SECCIÓN:	CONDUCTORA	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	197	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									249	bbf	
TOTAL:									976	bbf	4,97 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO								SECCIÓN:	SUPERFICIAL	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	107	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	300	pies	A:	4.638	pies	1079	bbf	
WASHOUT 15%:									162	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1365	bbf	
REUSO 50%:									-488		
TOTAL:									2723,725678		12,82 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO								SECCIÓN:	INTERMEDIO	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	4.638	pies	687	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	4637,5	pies	A:	8.612	pies	579	bbf	
WASHOUT 15%:									87	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									999	bbf	
REUSO 35%:									-953		
TOTAL:									1899,018798		23,99 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN								SECCIÓN:	PRODUCCIÓN	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	4.638	pies	A:	8.612	pies	291	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8611,5	pies	A:	9.998	pies	97	bbf	
WASHOUT 15%:									15	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									168	bbf	
TOTAL:									1071	bbf	54,02 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.2.3 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO ARAZA

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	197	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									249	bbf	
TOTAL:									976	bbf	4,97 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	107	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	300	pies	A:	4.638	pies	1079	bbf	
WASHOUT 15%:									162	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1365	bbf	
REUSO 50%:									-488		
TOTAL:									2723,725678		12,82 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	4.638	pies	687	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	4638	pies	A:	8.612	pies	579	bbf	
WASHOUT 15%:									87	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									999	bbf	
REUSO 35%:									-953		
TOTAL:									1899,018798		23,99 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	4.638	pies	A:	8.612	pies	291	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8612	pies	A:	9.998	pies	97	bbf	
WASHOUT 15%:									15	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									168	bbf	
TOTAL:									1071	bbf	54,02 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela



## 3.2.4 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO PUCUNA

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	197	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									249	bbf	
<b>TOTAL:</b>									976	bbf	4,97 USD/ BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	107	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	300	pies	A:	4.638	pies	1079	bbf	
WASHOUT 15%:									162	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1365	bbf	
REUSO 50%:									-488		
<b>TOTAL:</b>									2724	bbf	12,82 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	4.638	pies	687	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	4638	pies	A:	8.612	pies	579	bbf	
WASHOUT 15%:									87	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									999	bbf	
REUSO 35%:									-953		
<b>TOTAL:</b>									1899	bbf	23,99 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	4.638	pies	A:	8.612	pies	291	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8612	pies	A:	9.998	pies	97	bbf	
WASHOUT 15%:									15	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									168	bbf	
<b>TOTAL:</b>									1071	bbf	54,02 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.2.5 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO CONDORAZO

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbl	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	163	bbl	
WASHOUT 15%:									24	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									206	bbl	
<b>TOTAL:</b>									893	bbl	4,97 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	88	bbl	
HUECO:	16	plg	DE:	247,667	pies	A:	5.785	pies	1377	bbl	
WASHOUT 15%:									207	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1742	bbl	
REUSO 50%:									-446		
<b>TOTAL:</b>									3467	bbl	12,82 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	5.785	pies	857	bbl	
HUECO:	12,25	plg	DE:	5785	pies	A:	8.840	pies	445	bbl	
WASHOUT 15%:									67	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									768	bbl	
REUSO 35%:									-1214		
<b>TOTAL:</b>									1424	bbl	23,99 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	5.785	pies	A:	8.840	pies	224	bbl	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8840	pies	A:	10.390	pies	109	bbl	
WASHOUT 15%:									16	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									188	bbl	
<b>TOTAL:</b>									1036	bbl	54,02 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.2.6 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO CUYABENO

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	20	p/g	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	16	p/g	DE:	0	pies	A:	360	pies	90	bbf	
WASHOUT 15%:									13	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									113	bbf	
<b>TOTAL:</b>									716	bbf	2,65 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	p/g	DE:	0	pies	A:	360	pies	53	bbf	
HUECO:	12,25	p/g	DE:	360	pies	A:	5.653	pies	772	bbf	
WASHOUT 15%:									116	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									976	bbf	
<b>TOTAL:</b>									2417	bbf	10,22 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	p/g	DE:	0	pies	A:	5.653	pies	414	bbf	
HUECO:	8,5	p/g	DE:	5653	pies	A:	8.542	pies	203	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									350	bbf	
<b>TOTAL:</b>									1497	bbf	63,93 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.2.7 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO DRAGO

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		p/g	DE:		pies	A:		pies	0	bbl	
HUECO:	26	p/g	DE:	0	pies	A:	223	pies	146	bbl	
WASHOUT 15%:									22	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									185	bbl	
<b>TOTAL:</b>									854	bbl	4,97 USD/ BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	p/g	DE:	0	pies	A:	223	pies	79	bbl	
HUECO:	16	p/g	DE:	223	pies	A:	6.058	pies	1451	bbl	
WASHOUT 15%:									218	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1836	bbl	
REUSO 50%:									-427		
<b>TOTAL:</b>									3657	bbl	12,82 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	p/g	DE:	0	pies	A:	6.058	pies	897	bbl	
HUECO:	12,25	p/g	DE:	6058	pies	A:	9.042	pies	435	bbl	
WASHOUT 15%:									65	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									550	bbl	
REUSO 35%:									-1280		
<b>TOTAL:</b>									1168	bbl	23,99 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	p/g	DE:	0	pies	A:	9.042	pies	662	bbl	
HUECO:	8,5	p/g	DE:	9042	pies	A:	10.542	pies	105	bbl	
WASHOUT 15%:									16	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									182	bbl	
<b>TOTAL:</b>									1465	bbl	54,02 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/DiegoVarela

## 3.2.8 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO AGUARICO

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	268	pies	176	bbf	
WASHOUT 15%:									26	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									223	bbf	
<b>TOTAL:</b>									925	bbf	4,97 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	20	plg	DE:	0	pies	A:	268	pies	104	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	268	pies	A:	5.734	pies	1359	bbf	
WASHOUT 15%:									204	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1720	bbf	
REUSO 50%									-463	bbf	
<b>TOTAL:</b>									3424	bbf	12,82 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	13,375	plg	DE:	0	pies	A:	5.734	pies	996	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	5734	pies	A:	8.852	pies	455	bbf	
WASHOUT 15%:									68	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									575	bbf	
REUSO 35%									-1199	bbf	
<b>TOTAL:</b>									1396	bbf	23,99 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	9,625	plg	DE:	0	pies	A:	8.852	pies	797	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8852	pies	A:	10.360	pies	106	bbf	
WASHOUT 15%:									16	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									183	bbf	
<b>TOTAL:</b>									1601	bbf	54,02 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/DiegoVarela

## 3.2.9 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO AUCA

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	262	pies	172	bbf	
WASHOUT 15%:									26	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									218	bbf	
TOTAL:									916	bbf	4,97 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	20	plg	DE:	0	pies	A:	262	pies	102	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	262	pies	A:	6.491	pies	1549	bbf	
WASHOUT 15%:									232	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1960	bbf	
REUSO 50%									-458	bbf	
TOTAL:									3885	bbf	12,8 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	13,375	plg	DE:	0	pies	A:	6.491	pies	1128	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	6491	pies	A:	10.154	pies	534	bbf	
WASHOUT 15%:									80	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									675	bbf	
REUSO 35%									-1360		
TOTAL:									1558	bbf	24 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	9,625	plg	DE:	0	pies	A:	10.154	pies	914	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	10154	pies	A:	10.937	pies	55	bbf	
WASHOUT 15%:									8	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									95	bbf	
TOTAL:									1572	bbf	54 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.2.10 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO SSFD

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbl	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	163	bbl	
WASHOUT 15%:									24	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									206	bbl	
<b>TOTAL:</b>									893	bbl	4,97 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	88	bbl	
HUECO:	16	plg	DE:	247,7	pies	A:	5.785	pies	1377	bbl	
WASHOUT 15%:									207	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1742	bbl	
REUSO 50%:									-446		
<b>TOTAL:</b>									3467	bbl	12,82 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	5.785	pies	857	bbl	
HUECO:	12,25	plg	DE:	5785	pies	A:	8.840	pies	445	bbl	
WASHOUT 15%:									67	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									563	bbl	
REUSO 35%:									-1214		
<b>TOTAL:</b>									1219	bbl	23,99 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	0	pies	A:	8.840	pies	647	bbl	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8840	pies	A:	10.390	pies	109	bbl	
WASHOUT 15%:									16	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									188	bbl	
<b>TOTAL:</b>									1460	bbl	54,02 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/DiegoVarela

### Anexo 3.3 CONTRATISTA NARANJA

#### 3.3.1 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO SANSAHUARI

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	0	pies	A:	360	pies	90	bbf	
WASHOUT 15%:									13	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									113	bbf	
TOTAL:									716	bbf	2,65 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	360	pies	53	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	360	pies	A:	5.653	pies	772	bbf	
WASHOUT 15%:									116	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									976	bbf	
TOTAL:									2417	bbf	10,2 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	0	pies	A:	5.653	pies	414	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	5653	pies	A:	8.542	pies	203	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									350	bbf	
TOTAL:									1497	bbf	63,9 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela



## 3.3.2 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO SECOYA

FLUIDO:	NATIVO								SECCIÓN:	CONDUCTORA	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	197	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									249	bbf	
TOTAL:									976	bbf	3,03 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO								SECCIÓN:	SUPERFICIAL	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	107	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	300	pies	A:	4.638	pies	1079	bbf	
WASHOUT 15%:									162	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1365	bbf	
REUSO 50%:									0		
TOTAL:									3211,612797		8,79 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO								SECCIÓN:	INTERMEDIO	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	4.638	pies	687	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	4637,5	pies	A:	8.612	pies	579	bbf	
WASHOUT 15%:									87	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									999	bbf	
REUSO 35%:									0		
TOTAL:									2852,322785		41,09 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN								SECCIÓN:	PRODUCCIÓN	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	4.638	pies	A:	8.612	pies	291	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8611,5	pies	A:	9.998	pies	97	bbf	
WASHOUT 15%:									15	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									168	bbf	
TOTAL:									1071	bbf	47,1 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.3.3 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO ARAZA

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	197	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									249	bbf	
TOTAL:									976	bbf	3,03 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>										
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	107	bbf
HUECO:	16	plg	DE:	300	pies	A:	4.638	pies	1079	bbf
WASHOUT 15%:									162	bbf
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf
DILUCIÓN & CONSUMO:									1365	bbf
REUSO 50%:									0	
TOTAL:									3211,612797	8,79 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO	
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>										
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	4.638	pies	687	bbf
HUECO:	12,25	plg	DE:	4638	pies	A:	8.612	pies	579	bbf
WASHOUT 15%:									87	bbf
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf
DILUCIÓN & CONSUMO:									999	bbf
REUSO 35%:									0	
TOTAL:									2852,322785	41,09 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	4.638	pies	A:	8.612	pies	291	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8612	pies	A:	9.998	pies	97	bbf	
WASHOUT 15%:									15	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									168	bbf	
TOTAL:									1071	bbf	47,1 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.3.4 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO PUCUNA

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	197	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									249	bbf	
<b>TOTAL:</b>									976	bbf	3,03 USD/ BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	300	pies	107	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	300	pies	A:	4.638	pies	1079	bbf	
WASHOUT 15%:									162	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1365	bbf	
REUSO 50%:									0		
<b>TOTAL:</b>									3212	bbf	8,79 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	4.638	pies	687	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	4638	pies	A:	8.612	pies	579	bbf	
WASHOUT 15%:									87	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									999	bbf	
REUSO 35%:									0		
<b>TOTAL:</b>									2852	bbf	41,09 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	4.638	pies	A:	8.612	pies	291	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8612	pies	A:	9.998	pies	97	bbf	
WASHOUT 15%:									15	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									168	bbf	
<b>TOTAL:</b>									1071	bbf	47,1 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.3.5 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO CONDORAZO

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	163	bbf	
WASHOUT 15%:									24	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									206	bbf	
<b>TOTAL:</b>									893	bbf	3,03 USD/ BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	88	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	247,667	pies	A:	5.785	pies	1377	bbf	
WASHOUT 15%:									207	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1742	bbf	
REUSO 50%:									0		
<b>TOTAL:</b>									3914	bbf	8,79 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	5.785	pies	857	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	5785	pies	A:	8.840	pies	445	bbf	
WASHOUT 15%:									67	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									768	bbf	
REUSO 35%:									0		
<b>TOTAL:</b>									2637	bbf	41,09 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	5.785	pies	A:	8.840	pies	224	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8840	pies	A:	10.390	pies	109	bbf	
WASHOUT 15%:									16	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									188	bbf	
<b>TOTAL:</b>									1036	bbf	47,1 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.3.6 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO CUYABENO

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	20	p/g	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	16	p/g	DE:	0	pies	A:	360	pies	90	bbf	
WASHOUT 15%:									13	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									113	bbf	
<b>TOTAL:</b>									716	bbf	2,65 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	p/g	DE:	0	pies	A:	360	pies	53	bbf	
HUECO:	12,25	p/g	DE:	360	pies	A:	5.653	pies	772	bbf	
WASHOUT 15%:									116	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									976	bbf	
<b>TOTAL:</b>									2417	bbf	10,22 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	p/g	DE:	0	pies	A:	5.653	pies	414	bbf	
HUECO:	8,5	p/g	DE:	5653	pies	A:	8.542	pies	203	bbf	
WASHOUT 15%:									30	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									350	bbf	
<b>TOTAL:</b>									1497	bbf	63,93 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.3.7 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO DRAGO

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	223	pies	146	bbf	
WASHOUT 15%:									22	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									185	bbf	
TOTAL:									854	bbf	3,03 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	223	pies	79	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	223	pies	A:	6.058	pies	1451	bbf	
WASHOUT 15%:									218	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1836	bbf	
REUSO 50%:									0		
TOTAL:									4084	bbf	8,79 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	6.058	pies	897	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	6058	pies	A:	9.042	pies	435	bbf	
WASHOUT 15%:									65	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									550	bbf	
REUSO 35%:									0		
TOTAL:									2448	bbf	41,09 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	0	pies	A:	9.042	pies	662	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	9042	pies	A:	10.542	pies	105	bbf	
WASHOUT 15%:									16	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									182	bbf	
TOTAL:									1465	bbf	47,1 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/DiegoVarela

## 3.3.8 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO AGUARICO

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbf	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	268	pies	176	bbf	
WASHOUT 15%:									26	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									223	bbf	
<b>TOTAL:</b>									925	bbf	3,03 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	20	plg	DE:	0	pies	A:	268	pies	104	bbf	
HUECO:	16	plg	DE:	268	pies	A:	5.734	pies	1359	bbf	
WASHOUT 15%:									204	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1720	bbf	
REUSO 50%									0	bbf	
<b>TOTAL:</b>									3887	bbf	8,79 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	13,375	plg	DE:	0	pies	A:	5.734	pies	996	bbf	
HUECO:	12,25	plg	DE:	5734	pies	A:	8.852	pies	455	bbf	
WASHOUT 15%:									68	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									575	bbf	
REUSO 35%									0	bbf	
<b>TOTAL:</b>									2594	bbf	41,09 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	9,625	plg	DE:	0	pies	A:	8.852	pies	797	bbf	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8852	pies	A:	10.360	pies	106	bbf	
WASHOUT 15%:									16	bbf	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbf	
DILUCIÓN & CONSUMO:									183	bbf	
<b>TOTAL:</b>									1601	bbf	47,1 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela

## 3.3.9 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO AUCA

FLUIDO:	NATIVO							SECCIÓN:	CONDUCTORA		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbl	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	262	pies	172	bbl	
WASHOUT 15%:									26	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									218	bbl	
TOTAL:									916	bbl	3,03 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	SUPERFICIAL		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	20	plg	DE:	0	pies	A:	262	pies	102	bbl	
HUECO:	16	plg	DE:	262	pies	A:	6.491	pies	1549	bbl	
WASHOUT 15%:									232	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1960	bbl	
REUSO 50%									0	bbl	
TOTAL:									4343	bbl	8,79 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO							SECCIÓN:	INTERMEDIO		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	13,375	plg	DE:	0	pies	A:	6.491	pies	1128	bbl	
HUECO:	12,25	plg	DE:	6491	pies	A:	10.154	pies	534	bbl	
WASHOUT 15%:									80	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									675	bbl	
REUSO 35%									0		
TOTAL:									2918	bbl	41,1 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN							SECCIÓN:	PRODUCCIÓN		
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	9,625	plg	DE:	0	pies	A:	10.154	pies	914	bbl	
HUECO:	8,5	plg	DE:	10154	pies	A:	10.937	pies	55	bbl	
WASHOUT 15%:									8	bbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									95	bbl	
TOTAL:									1572	bbl	47,1 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/Diego Varela



## 3.3.10 CÁLCULO DE VOLUMEN DE FLUIDO A UTILIZAR POR SECCIÓN CAMPO SSFD

FLUIDO:	NATIVO						SECCIÓN:	CONDUCTORA			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:		plg	DE:		pies	A:		pies	0	bbbl	
HUECO:	26	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	163	bbbl	
WASHOUT 15%:									24	bbbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									206	bbbl	
<b>TOTAL:</b>									893	bbbl	3,03 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	SUPERFICIAL			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	19,124	plg	DE:	0	pies	A:	248	pies	88	bbbl	
HUECO:	16	plg	DE:	247,7	pies	A:	5.785	pies	1377	bbbl	
WASHOUT 15%:									207	bbbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									1742	bbbl	
REUSO 50%:									0		
<b>TOTAL:</b>									3914	bbbl	8,79 USD/BBL

FLUIDO:	SEMIDISPERSO						SECCIÓN:	INTERMEDIO			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	12,347	plg	DE:	0	pies	A:	5.785	pies	857	bbbl	
HUECO:	12,25	plg	DE:	5785	pies	A:	8.840	pies	445	bbbl	
WASHOUT 15%:									67	bbbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									563	bbbl	
REUSO 35%:									0		
<b>TOTAL:</b>									2432	bbbl	41,09 USD/BBL

FLUIDO:	DRILL IN						SECCIÓN:	PRODUCCIÓN			
<b>VOLUMEN ESTIMADO CALCULADO</b>											
REVESTIDOR:	8,681	plg	DE:	0	pies	A:	8.840	pies	647	bbbl	
HUECO:	8,5	plg	DE:	8840	pies	A:	10.390	pies	109	bbbl	
WASHOUT 15%:									16	bbbl	
VOLUMEN EN SUPERFICIE:									500	bbbl	
DILUCIÓN & CONSUMO:									188	bbbl	
<b>TOTAL:</b>									1460	bbbl	47,1 USD/BBL

ELABORADO POR: Paola Torres/DiegoVarela