

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **DETERMINACIÓN DE LA GRANULOMETRÍA ADECUADA DEL CARBONATO DE CALCIO PARA OPTIMIZAR EL PUENTE DE LODO EN ZONAS PRODUCTORAS DEL CAMPO EDÉN-YUTURI**

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

**EDUARDO XAVIER CARVAJAL ZURITA**  
eduzurcx@hotmail.com

**KRUPSKAYA NATALÍ RIVAS VÁSQUEZ**  
natalirivas129@hotmail.com

**DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc**  
raul.valencia@hotmail.es

**Quito, junio 2011**

## **DECLARACIÓN**

Nosotros, Eduardo Xavier Carvajal Zurita y Krupskaya Natalí Rivas Vásquez, 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.

---

**EDUARDO CARVAJAL Z.**

---

**KRUPSKAYA RIVAS V.**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Eduardo Xavier Carvajal Zurita y Krupskaya Natalí Rivas Vásquez, bajo mi supervisión.

---

**Ing. Raúl Valencia**

**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Compañía Q-MAX S.A. de manera especial al Ing. Glen Obando por dar la apertura de forma desinteresada a la realización de este proyecto, y a la Ing. Andrea Chávez por la colaboración y ayuda en el desarrollo del mismo.

A los ingenieros de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, por las enseñanzas vertidas en las aulas, las cuales han contribuido para la formación de profesionales de calidad en la industria petrolera.

A todos mis amigos por brindarme y compartir su amistad durante mi vida estudiantil.

Eduardo Carvajal.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Q-MAX S.A y todo su personal, en especial al Ing. Glen Obando, por poner su confianza en nosotros, y a la Ing. Andrea Chávez por la ayuda prestada durante la realización de este proyecto.

Al Ing. Raúl Valencia, por el apoyo prestado en la dirección de este trabajo, por su predisposición para que el presente proyecto este a la altura del rigor técnico y científico que demanda.

Krupskaya Natalí

## DEDICATORIA

A Dios principalmente por darme las fuerzas necesarias para seguir adelante, y por ser el mejor consejero y amigo en mi vida.

A mi Padre Eduardo por entregarme el mejor regalo que he podido recibir en la vida, que es la educación, y por ese gran sacrificio que ha realizado conmigo todos estos años. A Vilmita por apoyarme en todo lo que he necesitado día a día.

A mi sobrina Giuliana, a mi hermana Cristina por sus consejos y ser mi ejemplo de esfuerzo, perseverancia y sacrificio a seguir.

A toda mi familia por transmitirme sus experiencias, su positivismo y alegría.

Eduardo Carvajal.

## DEDICATORIA

A mis padres, Manuel y Rosa, por el apoyo incondicional, sus sabios consejos y por llenarme de amor cada día de mi vida, a mi hermano Yuri, por ser ejemplo de esfuerzo y dedicación, a mi hermana Sharón, por ser pilar de mi vida, y para que siga en el camino hacia la superación.

A mis tías Lorenita, Esther (+) y Gloria, por todo su apoyo y por ser más que tías amigas y madres.

A mis tíos Bolívar, Alberto y Luis (+), por toda la confianza que han puesto en mí.

A Danny, entrañable amigo, por apoyarme siempre.

A todos mis amigos que a diario forman parte de mi superación personal.

A todos quienes confiaron en mí.

Krupskaya Natalí.

## CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN .....	III
AGRADECIMIENTOS .....	IV
DEDICATORIA.....	VI
CONTENIDO.....	VIII
ÍNDICE DE CUADROS .....	XV
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XVIII
SIMBOLOGÍA O SIGLAS .....	XX
RESUMEN .....	XXI
PRESENTACIÓN.....	XXIII
CAPÍTULO 1 .....	1
GENERALIDADES DEL CAMPO EDÉN YUTURI.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO EDÉN-YUTURI .....	1
1.2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.2.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO EDÉN-YUTURI.....	3
1.3 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO EDÉN-YUTURI .....	3
1.4 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA.....	4
1.4.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	5
1.4.2 FORMACIÓN TIYUYACU.....	6
1.4.3 FORMACIÓN TENA .....	6
1.4.4 FORMACIÓN NAPO.....	6
1.4.4.1 Arena M-1.....	6
1.4.4.2 Arena M-2.....	7
1.4.4.3 Arena “U” Superior.....	7
1.4.4.4 Arena “U” Inferior .....	7
1.4.4.5 Arena “T” Principal.....	8
1.4.5 FORMACIÓN HOLLÍN .....	8



1.5 DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO.....	9
1.5.1 POZO EDÉN-YUTURI A-054 (EDY A-054) .....	9
1.5.2 POZO EDÉN-YUTURI C-005 (EDY C-005) .....	9
1.5.3 POZO EDÉN-YUTURI D-010 (EDY D-010) .....	10
1.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN .....	11
CAPÍTULO 2 .....	13
FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	13
2.1 DEFINICIÓN .....	13
2.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	13
2.2.1 RETIRAR RECORTES DEL POZO .....	13
2.2.2 ENFRIAR Y LUBRICAR LA BROCA.....	14
2.2.3 FORMAR REVOQUE .....	14
2.2.4 CONTROLAR LA PRESIÓN DE FORMACIÓN .....	14
2.2.5 CAPACIDAD DE SUSPENSIÓN.....	14
2.2.6 FLOTABILIDAD .....	14
2.2.7 MINIMIZAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN.....	15
2.2.8 ASEGURAR UNA ADECUADA EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN ..	15
2.2.9 MINIMIZAR EL IMPACTO AMBIENTAL .....	15
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	15
2.3.1 PROPIEDADES FÍSICAS .....	15
2.3.1.1 Densidad .....	15
2.3.1.2 Viscosidad plástica .....	16
2.3.1.3 Viscosidad Aparente.....	16
2.3.1.4 Punto Cedente.....	16
2.3.1.5 Resistencia o Fuerza de geles .....	17
2.3.1.6 Pérdida de filtrado .....	17
2.3.1.7 pH.....	18
2.3.2 PROPIEDADES QUÍMICAS .....	18
2.3.2.1 Cloruros .....	18
2.3.2.2 Dureza .....	18
2.3.2.3 Alcalinidad .....	18

2.3.2.4 MBT .....	19
2.4 FLUIDOS BASE AGUA .....	19
2.4.1 Composición de los fluidos de perforación base agua .....	19
2.4.2 Clasificación de los fluidos base agua .....	20
2.4.3 Componentes principales de un fluido base agua .....	20
2.5 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	20
2.5.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO .....	21
2.5.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	22
2.6 FUNCIÓN DE LOS ADITIVOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	22
2.7 FLUIDOS DRILL-IN.....	26
2.7.1 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS .....	26
2.7.1.1 Definición.....	26
2.7.1.2 Características.....	26
2.7.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DRILL-IN .....	27
2.7.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN.....	27
2.7.4 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DRILL-IN.....	28
2.7.5 FLUIDOS QMAX.....	28
2.8 PUENTEADO.....	29
2.8.1 AGENTES PUENTEANTES .....	30
2.8.2 TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES.....	31
2.8.2.1 Sales.....	31
2.8.2.2 Resina Medida.....	31
2.8.2.3 Fibra celulósica medida.....	31
2.8.2.4 Microburbujas .....	32
2.8.2.5 Carbonato de calcio.....	32
2.8.2.5.1 Ventajas del Carbonato de Calcio .....	33
2.8.2.5.2 Toxicidad y Manejo.....	34
2.8.3 SELECCIÓN DE LA GRANULOMETRÍA DEL AGENTE PUENTEANTE .....	35
2.8.4 PROCEDIMIENTO PARA EL PUENTEADO CON CARBONATO DE CALCIO.....	37



3.3.2.3.1 Equipo .....	58
3.3.2.3.2 Procedimiento.....	58
3.3.2.4 Alcalinidad de lodo base agua Pm .....	59
3.3.2.4.1 Equipo .....	59
3.3.2.4.2 Procedimiento.....	60
3.3.3 PRUEBA ESPECIAL: PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (PPT) .....	60
3.3.3.1 Equipo .....	60
3.3.3.2 Armado del equipo .....	61
3.3.3.3 Realización de la prueba .....	62
3.3.3.4 Desarmado del equipo.....	63
3.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO .....	64
3.4.1 FLUIDO ELABORADO CON CAMIX .....	64
3.4.2 FLUIDO ELABORADO CON CARBONATO A-325 .....	64
3.4.3 FLUIDO ELABORADO CON CARBONATO A100.....	65
3.4.4 FLUIDO ELABORADO CON CARBONATO A-30 .....	65
3.4.5 FLUIDO 1: ELABORADO CON 50% DE A325 Y 50% DE A100 .....	66
3.4.6 FLUIDO 2: ELABORADO CON 50% DE A-325 Y 50% DE A-30.....	66
3.4.7 FLUIDO 3: ELABORADO CON 50% DE A100 Y 50% DE A30 .....	67
3.4.8 FLUIDO 4: ELABORADO CON 50% DE A-325, 25% DE A-100 Y 25% DE A-30 .....	67
3.4.9 FLUIDO 5: ELABORADO CON 70% DE A-325 Y 30% DE A-100.....	68
3.4.10 FLUIDO 6: ELABORADO CON 70% DE A-325 Y 30% DE A-30.....	68
3.4.11 FLUIDO 7: ELABORADO CON 50% DE A325, 20% DE A100 Y 30% DE A30.....	69
3.4.12 FLUIDO 8: ELABORADO CON 80% DE A325 Y 20% DE A30 .....	69
3.4.13 FLUIDO 9: ELABORADO CON 60% DE A325, 10% DE A100 Y 30% DE A30.....	70
3.4.14 FLUIDO 10: ELABORADO CON 40% DE A325, 20% DE A100 Y 40% DE A30.....	70
3.4.15 FLUIDO 11: ELABORADO CON 30% DE A325, 10% DE A100 Y 60% DE A30.....	71

3.4.16 FLUIDO 12: ELABORADO CON 70% DE A325, 10% DE A100 Y 20% DE A30.....	71
3.4.17 FLUIDO 13: ELABORADO CON 80% DE A325, 10% DE A100 Y 10% DE A30.....	72
CAPÍTULO 4 .....	73
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO.....	73
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	73
4.1.1 PRUEBA PPT Y FILTRADO API .....	75
4.1.1.1 Fluido elaborado con CAMIX.....	75
4.1.1.2 Fluido elaborado con Carbonato A-325.....	76
4.1.1.3 Fluido elaborado con Carbonato A-100.....	77
4.1.1.4 Fluido realizado con Carbonato A-30 .....	78
4.1.1.5 Fluido 1: elaborado con 50% de A-325 y 50% de A-100 .....	79
4.1.1.6 Fluido 2: Elaborado con 50% de A-325 y 50% de A-30.....	80
4.1.1.7 Fluido 3: Elaborado con 50% de A100 y 50% de A30 .....	81
4.1.1.8 Fluido 4: Elaborado con 50% de A325, 25% de A100 y 25% de A30.....	82
4.1.1.9 Fluidos 5: Elaborado con 70% de A325 y 30% de A100 .....	83
4.1.1.10 Fluido 6: Elaborado con 70% de A325 y 30% de A30.....	84
4.1.1.11 Fluido 7: Elaborado con 50% de A325, 20% de A100 y 30% de A30.....	85
4.1.1.12 Fluido 8: Elaborado con 80% de A325 y 20% de A30 .....	86
4.1.1.13 Fluido 9: Elaborado con 60% de A325, 10% de A100 y 30% de A30.....	87
4.1.1.14 Fluido 10: Elaborado con 40% de A325, 20% de A100 y 40% de A30.....	88
4.1.1.15 Fluidos 11: Elaborado con 30% de A325, 60% de A100 y 10% de A30.....	89
4.1.1.16 Fluido 12: Elaborado con 70% de A325, 10% de A100 y 20% de A30.....	90
4.1.1.17 Fluido 13: Elaborado con 80% de A325, 10% de A100 y 10% de A30.....	91
4.1.2 ANÁLISIS TÉCNICO EN LOS CORES.....	94

4.1.2.1 Análisis de la prueba PPT en los cores del Pozo EDY A-054 .....	94
4.1.2.2 Análisis de la prueba PPT en los cores del Pozo EDY C-005 .....	95
4.1.2.3 Análisis de la prueba PPT en los cores del Pozo EDY D-010 .....	96
4.2 ANÁLISIS DE COSTOS .....	97
CAPÍTULO 5 .....	104
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	104
5.1 CONCLUSIONES .....	104
5.2 RECOMENDACIONES .....	106
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	109
GLOSARIO.....	111
ANEXOS .....	116

## ÍNDICE DE CUADROS

### CAPÍTULO I

TABLA 1.1: TOPES ESTRATIGRÁFICOS PERFORADOS.....	4
TABLA 1.2: PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE POZO EDY A-054.....	9
TABLA 1.3: PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL POZO EDY C-005.....	10
TABLA 1.4: PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL POZO EDY D-010.....	10
TABLA 1.5: PLATAFORMAS DEL CAMPO EDÉN-YUTURI.....	11

### CAPÍTULO II

TABLA 2.1: COMPONENTES PRINCIPALES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	21
TABLA 2.2: CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	23
TABLA 2.3: PROPIEDADES FÍSICAS DEL CARBONATO DE CALCIO.....	34
TABLA 2.4: GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LOS AGENTES PUENTEANTES / DENSIFICANTES.....	34
TABLA 2.5: TAMAÑO DE LAS PARTICULAS POR MALLA.....	38

### CAPÍTULO III

TABLA 3.1: CONCENTRACIONES DE LOS QUÍMICOS A UTILIZAR.....	40
TABLA 3.2: FORMULACIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN CON CARBONATO DE CALCIO.....	42
TABLA 3.3: CONCENTRACIÓN DE IONES. VALORES Pf / Mf, mg/L.....	59
TABLA 3.4: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO CON CAMIX.....	64
TABLA 3.5: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO CON CARBONATO A-325.....	64
TABLA 3.6: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO CON CARBONATO A-100.....	65
TABLA 3.7: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO CON CARBONATO A-30.....	65
TABLA 3.8: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 1.....	66
TABLA 3.9: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 2.....	66
TABLA 3.10: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 3.....	67
TABLA 3.11: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 4.....	67

TABLA 3.12: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 5.....	68
TABLA 3.13: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 6.....	68
TABLA 3.14: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 7.....	69
TABLA 3.15: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 8.....	69
TABLA 3.16: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 9.....	70
TABLA 3.17: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 10.....	70
TABLA 3.18: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 11.....	71
TABLA 3.19: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 12.....	71
TABLA 3.20: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 13.....	72
TABLA 3.21: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS REALIZADAS A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	72

#### **CAPÍTULO IV**

TABLA 4.1: RANGOS PERMISIBLES DE LAS PRUEBAS PARA LA ZONA DE PRODUCCIÓN.....	73
TABLA 4.2: RESULTADOS DE VISCOSIDAD PLÁSTICA Y PUNTO CEDENTE EN LOS FLUIDOS ELABORADOS.....	74
TABLA 4.3: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DE CAMIX.....	75
TABLA 4.4: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL CARBONATO A-325.....	76
TABLA 4.5: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL CARBONATO A-100.....	77
TABLA 4.6: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL CARBONATO A-30.....	78
TABLA 4.7: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 1.....	79
TABLA 4.8: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 2.....	80
TABLA 4.9: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 3.....	81
TABLA 4.10: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 4.....	82



TABLA 4.11: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 5.....	83
TABLA 4.12: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 6.....	84
TABLA 4.13: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 7.....	85
TABLA 4.14: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 8.....	86
TABLA 4.15: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 9.....	87
TABLA 4.16: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 10.....	88
TABLA 4.17: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 11.....	89
TABLA 4.18: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 12.....	90
TABLA 4.19: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO AP DEL FLUIDO 13.....	91
TABLA 4.20: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS.....	93
TABLA 4.21: PORCENTAJES DE LOS CARBONATOS EN LAS COMBINACIONES.....	94
TABLA 4.22: PRODUCTOS QUÍMICOS Y SU COSTO POR UNIDAD.....	98
TABLA 4.23: CONCENTRACIONES DE PRODUCTOS QUÍMICOS.....	99
TABLA 4.24: VOLUMEN NECESARIO PARA LA PERFORACIÓN DEL HUECO DE PRODUCCIÓN.....	99
TABLA 4.25: CANTIDAD UTILIZADA DE CADA PRODUCTO QUÍMICO.....	100
TABLA 4.26: COSTOS Y CANTIDADES UTILIZADAS DE LOS QUÍMICOS PARA EL FLUIDO DRILL-IN.....	100
TABLA 4.27: CONCENTRACIONES DE LOS QUÍMICOS PARA EL FLUIDO ELABORADO EN LABORATORIO.....	101
TABLA 4.28: CANTIDAD DE QUÍMICOS NECESARIAS PARA EL FLUIDO PROPUESTO.....	101
TABLA 4.29: COSTOS DEL FLUIDO ELABORADO CON CAMIX.....	102
TABLA 4.30: COSTOS DEL FLUIDO ELABORADO CON LA COMBINACIÓN 1.....	102
TABLA 4.31: COSTOS DEL FLUIDO ELABORADO CON LA COMBINACIÓN 2.....	103

## ÍNDICE DE FIGURAS

### **CAPÍTULO I**

FIGURA 1.1: SECCIÓN SÍSMICA ENTRE POZOS.....	2
FIGURA 1.2: MAPA ESTRUCTURAL TOPE "T" PRINCIPAL.....	3
FIGURA 1.3: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO EDÉN-YUTURI.....	5
FIGURA 1.4: UBICACIÓN DE LAS PLATAFORMAS DE PRODUCCION Y EPF.....	12

### **CAPÍTULO II**

FIGURA 2.1: REGLA GEOMÉTRICA.....	36
-----------------------------------	----

### **CAPÍTULO III**

FIGURA 3.1: AGITADOR MAGNÉTICO CON MEZCLA DE GLYMAX Y MAXDRILL.....	42
FIGURA 3.2: FLUIDO MEZCLADO EN EL HAMILTON BEACH.....	43
FIGURA 3.3: FLUIDO CON CARBONATO DE CALCIO.....	44
FIGURA 3.4: HORNO DE ROLADO.....	45
FIGURA 3.5: BALANZA NORMAL.....	46
FIGURA 3.6: EMBUDO MARSH.....	48
FIGURA 3.7: VISCOSÍMETRO ROTATIVO Y CALENTADOR.....	49
FIGURA 3.8: FILTRADO API.....	52
FIGURA 3.9: CINTAS PARA MEDIR PH Y MEDIDOR DE PH ELÉCTRICO.....	55
FIGURA 3.10: KIT PARA PRUEBAS QUÍMICAS.....	56
FIGURA 3.11: EQUIPO PPT.....	61

### **CAPÍTULO IV**

FIGURA 4.1: RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON CAMIX.....	76
FIGURA 4.2: RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CARBONATO A- 325.....	77
FIGURA 4.3: RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON CARBONATO A-100.....	78
FIGURA 4.4: RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON CARBONATO A-30.....	79
FIGURA 4.5: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 1.....	80
FIGURA 4.6: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 2.....	81

FIGURA 4.7: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 3.....	82
FIGURA 4.8: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 4.....	83
FIGURA 4.9: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 5.....	84
FIGURA 4.10: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 6.....	85
FIGURA 4.11: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 7.....	86
FIGURA 4.12: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 8.....	87
FIGURA 4.13: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 9.....	88
FIGURA 4.14: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 10.....	89
FIGURA 4.15: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 11.....	90
FIGURA 4.16: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 12.....	91
FIGURA 4.17: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 13.....	92
FIGURA 4.18: CORES EDY A-054 DESPUES DE LA PRUEBA PPT .....	95
FIGURA 4.19: CORES EDY C-005 DESPUES DE LA PRUEBA PPT .....	96
FIGURA 4.20: CORES EDY D-010 DESPUES DE LA PRUEBA PPT .....	96
FIGURA 4.21: RELACIÓN DE LOS COSTOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	103

## SIMBOLOGÍA O SIGLAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
$^{\circ}\text{API}$	Gravedad específica del petróleo en grados API	
psi	Libras por pulgada cuadrada	M/Lt <sup>2</sup>
pH	Potencial Hidrógeno	
VP	Viscosidad Plástica	
YP	Punto Cedente	
mL	Mililitros	V
lbs	Libras	M/V
ft	Pies (feet)	L
mseg	Milisegundos	T
km	Kilómetro	L
TVD	Total Vertical Depth	L
MD	Measure Depth	L
CMC	Carboximetilcelulosa	
ATAP	Alta temperatura alta presión	
BHA	Bottom Hole Assembly	
$\mu\text{m}$	micrón	L

## RESUMEN

Con el propósito de presentar una mejor opción de un sistema de lodo en la perforación de las zonas productoras, en el presente proyecto se desarrolla un estudio de la optimización de la granulometría del carbonato de calcio para optimizar el puenteo en zonas productoras o de interés.

Los cores o núcleos que se utilizan en este estudio son de tres pozos productores: EY A-010, EY C-005 y EY D-054, pertenecientes al campo Edén-Yuturi de la Compañía Petroamazonas. Dicho estudio se realizó en los pozos antes mencionados, con el objetivo de caracterizar de una mejor manera las arenas productoras "U" inferior y "T" principal, y así evitar posibles problemas en próximas perforaciones.

En el primer capítulo se presentan las generalidades del campo Edén-Yuturi, así como información general del campo, localización geográfica y rutas de acceso, geología característica de la zona, estratigrafía y la litología de las principales formaciones que se encuentran en estudio.

El segundo capítulo muestra los conceptos y definiciones básicas de un fluido de perforación base agua y características de un fluido Drill-In. Además se presentan los diferentes tipos de agentes puenteantes, principalmente el carbonato de calcio, sus propiedades, ventajas y desventajas.

En el tercer capítulo se efectúa la elaboración del fluido de perforación que cumpla con las características requeridas, el mismo que se realizó con las mismas concentraciones que se utilizan en el campo por parte de QMAX ECUADOR S.A. También, se realizan las pruebas de laboratorio al lodo preparado, con el objetivo de observar y recopilar información acerca del comportamiento del mismo.

Una de las principales pruebas que se realiza es la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad, en la cual se puede simular condiciones de Presión y Temperatura de reservorio, con el objetivo de observar el comportamiento del fluido en el reservorio.

En el cuarto capítulo se muestra un análisis técnico y económico del lodo elaborado, respecto a un lodo utilizado comúnmente en las zonas productoras del campo en estudio. Además se exhibe los resultados de las pruebas básicas y especiales.

Finalmente, en el quinto capítulo se presentan las conclusiones obtenidas de los análisis y estudios del presente proyecto; y las recomendaciones que deberían tomarse en cuenta con el fin de evitar problemas en la elaboración del fluido de perforación.

## PRESENTACIÓN

Considerando que el petróleo es la mayor fuente de energía que mueve al mundo y que en la primera década del siglo XXI no se ha logrado encontrar aún un sustituto eficiente para este recurso no renovable, se hace cada vez más imprescindible que cada proceso dentro de esta industria posea una mejor eficiencia.

Dentro de los procesos que se debe seguir para la obtención del petróleo una de las etapas de gran importancia es la de perforación, en la cual gracias a la ayuda de las pruebas de laboratorio físicas y químicas, se puede optimizar cada vez más este proceso.

Parte fundamental de la perforación son los fluidos de perforación, de los mismos depende, en muchas ocasiones, el éxito o fracaso de la perforación. El filtrado de lodo hacia la formación es uno de los principales problemas de la perforación, ya que al producirse puede causar daños en la misma.

Una de las técnicas para minimizar el filtrado de fluido a la formación es el puenteo, que se realiza mediante la adición de agentes puenteantes al fluido de perforación, que en el caso del carbonato de calcio también es un densificante para el fluido.

En este proyecto lo que se pretende es determinar la combinación adecuada de carbonato de calcio que permita a través de la optimización del puenteo la minimización del daño a la formación productora, asegurando así, una máxima eficiencia en el proceso de perforación.

Por medio de ensayos de laboratorio, con discos de cerámica, se procura encontrar la formulación adecuada del fluido, que permita optimizar el proceso de puenteo, y por consiguiente lograr el objetivo que es reducir el daño a la formación.

Una vez encontrada la combinación adecuada, se deben realizar las pruebas en cores de formación, los mismos que servirán para comprobar el buen funcionamiento del fluido elaborado.

Dentro de este proyecto se sugieren dos combinaciones de carbonatos efectivas, al momento de puentear las formaciones productoras con las que se está trabajando, estas combinaciones se comprueban tanto en el disco de cerámica como en los cores de formación.

En el análisis económico se hace una comparación de costos de un fluido convencional con el fluido Drill-in formulado, dejando al descubierto tanto la eficiencia técnica como la económica de los fluidos recomendados en este proyecto.

Queda a su consideración este trabajo que es producto del esfuerzo de los autores.



# **CAPÍTULO 1**

## **GENERALIDADES DEL CAMPO EDÉN YUTURI**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

En 1970 la empresa Minas y Petróleos perforó el pozo exploratorio Yuturi-01 en el periclinal sur de la estructura en las areniscas "U Superior", "T principal" y "M-2" con °API estimado de 12.8 a 18.

Posteriormente, en 1993 la Empresas Occidental perfora dos pozos exploratorios, teniendo producción de las mismas arenas anteriormente descritas. En 1996 la empresa Occidental perforó el pozo Edén-01, localizado en la parte final del norte de la estructura, el cual confirmó los yacimientos antes mencionados con un petróleo de 19.9 a 23.1 °API, además incluyendo como arenas productoras "M-1" y "U inferior".

El campo Edén-Yuturi comienza su producción el 22 de octubre de 2002 con el pozo EY-C 05 y el EY-C 06; este último con el objetivo de llenar con líneas de flujo y pruebas en la planta.

Actualmente se está produciendo de las arenas Napo y Hollín, además se tienen 8 pozos inyectores de agua en la formación Tiyuyacu.

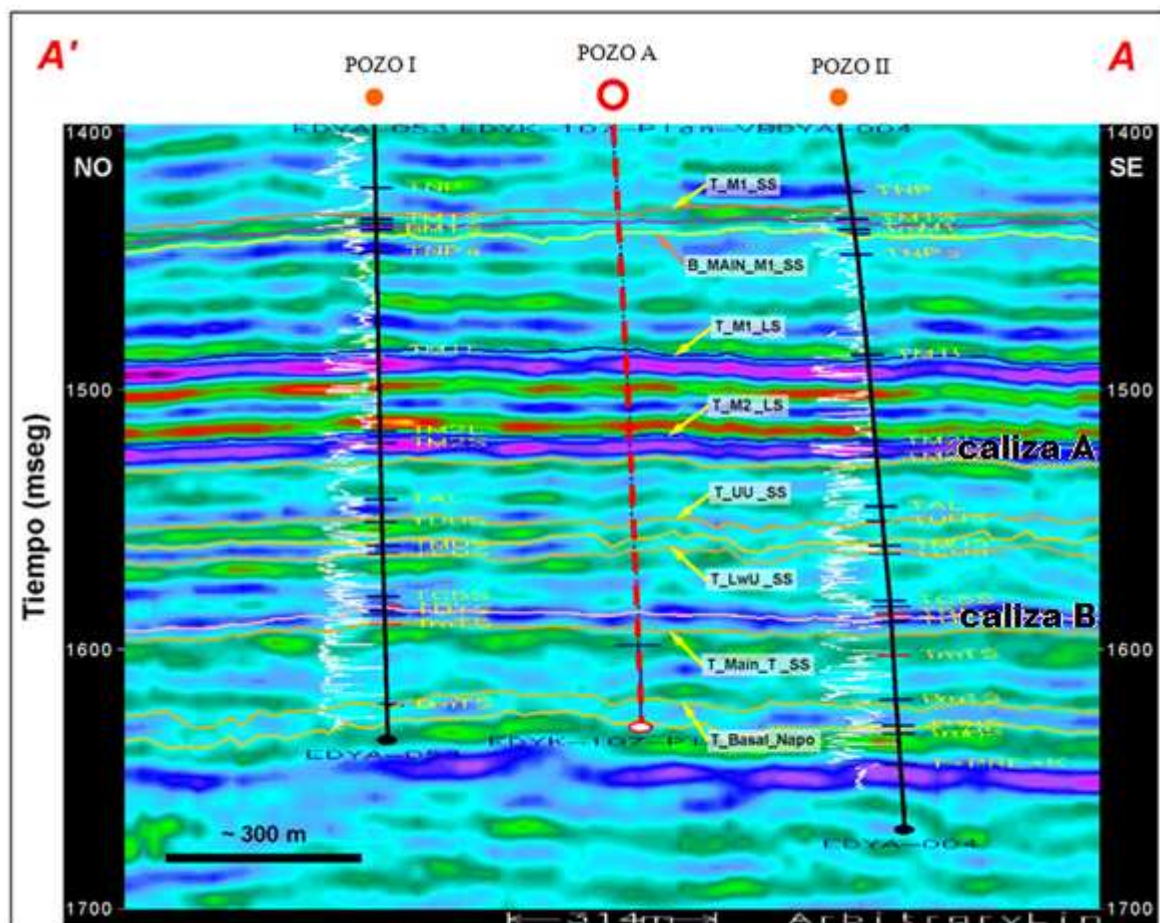
### **1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO EDÉN-YUTURI**

En el campo Edén-Yuturi se realizó un levantamiento sísmico 3D, con el cual se descubrió un anticlinal que se puede apreciar en la sección sísmica de la figura 1.1, donde se distinguen los topes de las calizas A y B que están distribuidas en toda la cuenca oriental.

En el Oriente ecuatoriano se distingue las subcuencas del Napo y Pastaza, que están separadas por el denominado levantamiento Cononaco – Marañón (Campbel, 1970).

El basamento de la cuenca Oriental en el Ecuador se lo conoce a través de perforaciones profundas y está constituida por rocas pertenecientes a las facies de granulita del Escudo Precámbrico Guayanés (Feininger, 1983).

**FIGURA 1.1: SECCIÓN SÍSMICA ENTRE POZOS**



FUENTE: PETROAMAZONAS

### 1.2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Edén-Yuturi se encuentra localizado en la región oriental, a 75 km al sureste del campo Shushufindi, a 30 km al sur del campo Pañacocha y al norte de Limoncocha. Las principales rutas de acceso son la vía Shushufindi- Limoncocha-Pompeya, y por vía fluvial el río Napo.

Sus coordenadas geográficas son las siguientes:

Latitud: 0° 16' 32" Norte; y Longitud: 76° 04' 47" Oeste.



**TABLA 1.1: TOPES ESTRATIGRÁFICOS PERFORADOS**

COORDENADAS		OBJETIVO (ARENISCA "T" PRINCIPAL)	
GEOGRÁFICAS			
<b>Latitud:</b>	0° 16' – 0° 32' N		
<b>Longitud:</b>	76° 04' - 76° 47' O		
TOPES ESTRATIGRÁFICOS PERFORADOS			
FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		DESC. LITOL.
	Desde	hasta	
Orteguaza	5434	5765	Arenisca Lut.
Tiyuyacu	6237	6267	Conglomerado Productivo
Conglomerado Tiyuyacu	6287	7043	Arenisca, Conglomerado
Tena	7209	7532	Arena contiene gas y oil
		ESPESOR (ft)	
Basal Tena	400		Arcillolita
Arena M-1	120		Arenisca Cuarzosa
Arena M-2	320		Arenisca Glaucontica
Arena "U" superior	40		Arenisca Cuarzosa
Arena "U" inferior	220		
Arena "T" principal	200		Arenisca Glaucontica
Hollín	780		Areniscas, Calizas y Arcillas

**FUENTE:** PETROAMAZONAS

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas.

## 1.4 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

El campo Edén-Yuturi produce principalmente de la formación Napo que posee un espesor estimado de 900 ft., representada por una secuencia intercalada de lutitas, calizas y areniscas. Las areniscas de la formación Napo constituyen los principales reservorios hidrocarburíferos de éste campo en estudio.

Las arenas principales de esta formación son: M-1, M-2, U inferior, U superior y T principal, las cuales son arenas productoras.

FIGURA 1.3: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO EDÉN - YUTURI

ECUADOR CUENCA ORIENTE COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA						
ERA	PERÍODO	ÉPOCA	FORMACIÓN	MIEMBRO	LITOLOGÍA	
CENOZOÍCO	Q	MIO-PLEIST.	ALUVIAL		GRAVAS	
			ARAJUNO		CAPAS ROJAS	
			CHALCANA			
			ORTEGUAZA		ARCILLITAS GRICES y ARENISCAS	
	MESOZOÍCO	CRETÁCICO	APT./ALB. CENOMANIANO - CAMPANIANO	TIYUYACO		CAPAS ROJAS
				TENA		CAPAS ROJAS
				BASAL TENA		
				ARENA M-1		ARENISCA CUARZOSA
				CALIZA M-2		ARCILLITAS GRICES OSCURAS CALIZA MICRÍTICA
				ARENA M-2		ARENISCA GLAUCONÍTICA
				CALIZA "A"		CALIZA MICRÍTICA
				ARENA "U"		ARENISCA CUARZOSA ARCILLITAS GRICES OSCURAS
				CALIZA "B"		ARCILLITAS GRICES OSCURAS CALIZA
				ARENA "T"		ARENISCA GLAUCONÍTICA
BASAL NAPO		ARCILLITAS GRICES OSCURAS				
HOLLÍN	HOLLÍN SECUNDARIO		INTERCALACIONES ARENISCAS CALIZAS Y ARCILLITAS			
	HOLLÍN PRINCIPAL		ARENISCA CUARZOSA			
PRE - CRETÁCICO						

FUENTE: PETROAMAZONAS.

#### 1.4.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA

Tiene origen marino somero, formada por una secuencia de lutitas de gran espesor, con algunos niveles de areniscas glauconíticas. En la zona subandina, hacia el oeste, se produce un cambio lateral de facies, cambiándose ésta a continental. Posee un espesor estimado de 260 pies.

### **1.4.2 FORMACIÓN TIYUYACU**

Posee un ambiente sedimentario hacia su tope, pasa progresivamente de un ambiente de depósitos fluviales a un ambiente marino, el cual es más característico de esta formación. Tiene un espesor aproximado de 150 pies; la edad asignada a dicha formación es Eoceno superior.

Tiene un conglomerado que proviene de un ambiente fluvial, con areniscas y arcillas que descansan en discordancia fuertemente erosiva sobre la Formación Tena. Posee un espesor alrededor de 1000 pies.

### **1.4.3 FORMACIÓN TENA**

La formación Tena posee un espesor de 400 pies, teniendo una subdivisión en las siguientes arenas: Tena Superior, Tena Inferior y Basal Tena. Estas formaciones poseen un ambiente continental, con algunas variaciones de facies lluvio-marinas y de plataforma marina elástica somera.

Pertencen a una edad Cretácico medio a superior (Tena Superior), y Paleoceno (Tena Inferior y Basal).

### **1.4.4 FORMACIÓN NAPO**

Se la puede reconocer debido a que posee reflectores regionales característicos, los cuales son las calizas que van intercaladas con las lutitas y areniscas. El espesor de esta formación es alrededor de 900 pies.

La sección sedimentaria Hollín-Napo tiene características bien definidas dentro de un modelo de estratigrafía secuencial, donde existen variaciones bruscas de la línea de costa en la plataforma marina-somera de la Cuenca Oriente en el cretácico.

#### ***1.4.4.1 Arena M-1***

Se trata de una arenisca cuarzosa, de grano fino a medio, con clasificación de grano regular, cemento silíceo, a veces kaolínica. Se presenta con espesores que varían en un rango entre 0 y 120 pies. Su ambiente de depositación se lo

considera como deltaico en su parte inferior (tienen presencia de remanentes de secuencia deltaica), tidal (influenciado por mareas) y marino somero hacia el tope.

Para este reservorio se considera que las areniscas de marea, erosionaron a la secuencia deltaica subyacente observándose en algunos casos la ausencia total del ciclo deltaico. En otros casos se observa un remanente del ciclo deltaico por debajo del ciclo tidal, y del mismo modo algunos pozos han encontrado solo el ciclo deltaico, existiendo la posibilidad de que el ciclo tidal haya sido totalmente erosionado en áreas cercanas a la cresta de la estructura o simplemente que el ciclo tidal no haya sido depositado.

La porosidad varía entre valores de 10% y 35% y presenta permeabilidades hasta de 14 darcys.

#### ***1.4.4.2 Arena M-2***

Esta arena presenta propiedades petrofísicas regulares debido a que posee un ambiente marino de baja energía, lo que conllevó a un depósito de material fino, el cual obstruye la porosidad y afecta a la permeabilidad. En este tipo de ambientes, los cuerpos arenosos no tienen gran continuidad lateral por el limitado aporte de granos de arena hacia estas áreas. Tiene un espesor aproximado de 320 pies, tiene una porosidad promedio del 14 % y una permeabilidad aproximada de 230 milidarcys.

#### ***1.4.4.3 Arena "U" Superior***

Es una arenisca cuarzosa de grano fino, bien clasificada, con valores de porosidad de 19% y una permeabilidad de 1.7 darcys. Presenta un cemento kaolínico hacia la base. El ambiente de esta arena es tidal. Posee un espesor aproximado de 40 pies. La continuidad lateral de este reservorio a través de todo el campo es muy buena.

#### ***1.4.4.4 Arena "U" Inferior***

Es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, de mala clasificación, con una porosidad promedio de 18% y una permeabilidad de 1.2 darcys. En la parte inferior y media se presenta como una arenisca con estratificación cruzada

(canales de mareas) y hacia la parte superior aumenta el contenido de intercalaciones de arcilla, lo que indica una influencia marina y ambiente de depósito marino somero.

Debido a que el tipo de roca, en la parte superior de esta secuencia muestra más influencia marina, con lo que sus características petrofísicas son diferentes de la sección inferior (sección tidal), se ha subdividido este reservorio en dos cuerpos: "U" superior (marino somero), y "U" inferior (Tidal), el espesor promedio de este reservorio es de 120 pies.

#### ***1.4.4.5 Arena "T" Principal***

Es una secuencia transgresiva, con depósitos con influencia de mareas hacia la base con estratificación cruzada (canales de marea) y secuencias de grano decreciente hacia el tope. La permeabilidad vertical como la horizontal está afectada por la presencia de capas de arcilla que actúan como barreras al flujo de los fluidos.

Es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, mal clasificada, algunas veces con matriz kaolínica y presencia de glauconita en la parte superior. Al igual que en la U inferior se observa dos intervalos cada uno con características petrofísicas diferentes: la parte inferior de mejor calidad y que ha sido descrita como ambiente tidal, y el intervalo superior de menor calidad presenta muchas intercalaciones arcillosas y cemento calcáreo, arcilloso y glauconita, definido como marino somero.

Posee una porosidad promedio de 15% y una permeabilidad aproximada de 1 darcy en el intervalo tidal, en el intervalo marino somero tiene una porosidad promedio de 14.2% y una permeabilidad de 200 milidarcys.

#### **1.4.5 FORMACIÓN HOLLÍN**

Es una formación con depósitos fluviales, con arenas erosivas canalizadas, las que se transportan desde una fuente localizada al sureste de la cuenca (límite con Perú). Tuvo un sistema de asentamiento dentro de valles incisos con influencia



estuarina como resultado del inicio de la subida del nivel de base. Tiene un espesor aproximado de 780 pies.

## 1.5 DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO

Para llevar a cabo el objetivo del presente estudio, se utilizó tres núcleos o cores de diferentes Pads del Campo Edén-Yuturi, de arenas productoras “U” inferior y “T” principal. Dichos cores se los consiguieron de los pad A, C y D. En los anexos 1 y 2 se pueden encontrar una breve descripción de los procesos realizados al momento del corte del core, así como los reportes de fluidos de perforación para estos pozos.

### 1.5.1 POZO EDÉN-YUTURI A-054 (EDY A-054)

El pozo EDY A-054 pertenece al PAD A del campo Edén-Yuturi, fue perforado en noviembre de 2005 por la Compañía H&P RIG-121, el cual es un pozo direccional, teniendo como objetivo una profundidad prevista 7,702 FT MD / 7,671 FT TVD.

El núcleo obtenido de este pozo fue extraído de la arena “T” principal a una profundidad aproximada de 7578 ft. Los principales parámetros petrofísicos de la arena “T” y las arenas vecinas del pozo EDY A-054 se presentan en la tabla 1.2.

**TABLA 1.2: PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE POZO EDY A-054**

Pozo	Reservorio	Tope	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Res	Phi Pay	Sw Res	Sw Pay	Vcl Res	Vcl Pay
		MD (ft)	MD (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	TVD (ft)	%	%	%	%	%	%
EDY A-54	<b>TM1S</b>	6.551	6.583	32	27	1	22	30	75	57	29	10
EDY A-54	<b>TmM1</b>	6.583	6.601	18	18	18	26	26	43	43	18	18
EDY A-54	<b>TM2S</b>	7.043	7.156	113	11	5	12	13	68	48	33	31
EDY A-54	<b>TUUS</b>	7.198	7.246	48	19	18	16	16	25	22	18	18
EDY A-54	<b>TMUS</b>	7.254	7.266	12	3	3	12	12	46	46	26	26
EDY A-54	<b>TLUS</b>	7.268	7.407	139	92	48	16	16	53	12	13	13
EDY A-54	<b>TC5S</b>	7.432	7.446	14	8	5	15	16	50	40	14	12
EDY A-54	<b>TUTS</b>	7.479	7.529	49	16	16	15	15	19	19	15	15
EDY A-54	<b>TmTS</b>	7.534	7.680	147	79	28	15	15	71	27	15	19

**FUENTE: PETROAMAZONAS**

### 1.5.2 POZO EDÉN-YUTURI C-005 (EDY C-005)

Es un pozo direccional, el cual fue perforado en enero de 2002 con un taladro de la Compañía H&P RIG-128, teniendo como objetivo una profundidad estimada de 8005 FT MD. El core obtenido del pozo pertenece a la arena “U” inferior a una

profundidad aproximada de 7680 ft. Los parámetros petrofísicos de la arena en estudio para éste pozo, y las arenas de interés de la formación Tena se presentan en la tabla 1.3.

**TABLA 1.3: PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL POZO EDY C-005**

POZO	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Res	Phi Pay	Sw Res	Sw Pay	Vcl Res	Vcl Pay
		MD (ft)	MD (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	TVD (ft)	%	%	%	%	%	%
EDY C-05	<b>TM1S</b>	6.694	6.732	38	4	4	19	19	31	31	12	12
EDY C-05	<b>TmM1</b>	6.732	6.745	13	9	0	14	0	89	0	19	0
EDY C-05	<b>TM2S</b>	7.182	7.306	125	80	14	16	15	85	44	22	12
EDY C-05	<b>TUUS</b>	7.332	7.392	59	52	48	18	18	39	37	18	18
EDY C-05	<b>TMUS</b>	7.400	7.408	8	1	1	14	15	56	51	23	32
EDY C-05	<b>TLUS</b>	7.415	7.543	128	101	46	17	18	59	16	18	18
EDY C-05	<b>TC5S</b>	7.566	7.580	14	9	9	19	19	31	31	7	7
EDY C-05	<b>TUTS</b>	7.614	7.647	32	8	3	13	13	60	52	25	22
EDY C-05	<b>TmTS</b>	7.649	7.824	175	162	74	17	16	68	29	14	18

**FUENTE:** PETROAMAZONAS

### 1.5.3 POZO EDÉN-YUTURI D-010 (EDY D-010)

Este pozo direccional fue perforado en abril del 2002 con un taladro de la Compañía H&P, hasta una profundidad total del pozo de 7883 FT MD.

El core obtenido del pozo pertenece a la arena “U” inferior a una profundidad aproximada de 7358 FT. Los parámetros petrofísicos de la arena en estudio para éste pozo, y las arenas de interés de la formación Tena se presentan en la tabla 1.4.

**TABLA 1.4: PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL POZO EDY D-010**

POZO	Reservorio	Topo	Base	Gross	Net Res	Net Pay	Phi Res	Phi Pay	Sw Res	Sw Pay	Vcl Res	Vcl Pay
		MD (ft)	MD (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	TVD (ft)	%	%	%	%	%	%
EDY D-10	<b>TM1S</b>	6.559	6.595	36	0	0	0	0	0	0	0	0
EDY D-10	<b>TmM1</b>	6.595	6.628	33	32	24	26	28	49	39	11	10
EDY D-10	<b>TM2S</b>	7.083	7.225	142	28	9	14	13	79	48	28	31
EDY D-10	<b>TUUS</b>	7.258	7.312	54	34	13	18	22	58	24	16	13
EDY D-10	<b>TMUS</b>	7.320	7.335	15	11	11	18	18	26	26	21	21
EDY D-10	<b>TLUS</b>	7.340	7.447	107	104	11	19	21	86	21	14	14
EDY D-10	<b>TC5S</b>	7.471	7.484	13	8	0	17	0	100	0	16	0
EDY D-10	<b>TUTS</b>	7.531	7.567	36	17	9	14	16	63	36	23	17
EDY D-10	<b>TmTS</b>	7.573	7.757	185	173	45	19	20	80	29	9	9

**FUENTE:** PETROAMAZONAS

En el Anexo 3 se pueden encontrar las propiedades petrofísicas de pozos vecinos.

## 1.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

El campo Edén-Yuturi en la actualidad comprende de ocho plataformas de producción, una plataforma específica para la inyección de agua, una planta de procesamiento (Edén Production Facilities EPF) y una línea de recolección de fluidos de 18", la cual une las plataformas A, C, D, F, G, I, J y K.

Cabe indicar que el pad B envía la producción directamente a la planta EPF, y en la actualidad se está realizando el pad L, en el cual se planifica otras perforaciones.

En la tabla 1.5 se detalla los pads existentes y el número de pozos que se han perforado en cada uno de ellos.

**TABLA 1.5: PLATAFORMAS DEL CAMPO EDÉN-YUTURI**

PLATAFORMA	POZOS DE PRODUCCIÓN	
<b>A</b>	28	
<b>B</b>	3 PROD	8 INY
<b>C</b>	21	
<b>D</b>	30	
<b>E</b>	1	
<b>F</b>	13	
<b>G</b>	6	
<b>J</b>	18	
<b>I</b>	1	
<b>K</b>	5	
<b>L</b>	perforaciones programadas	

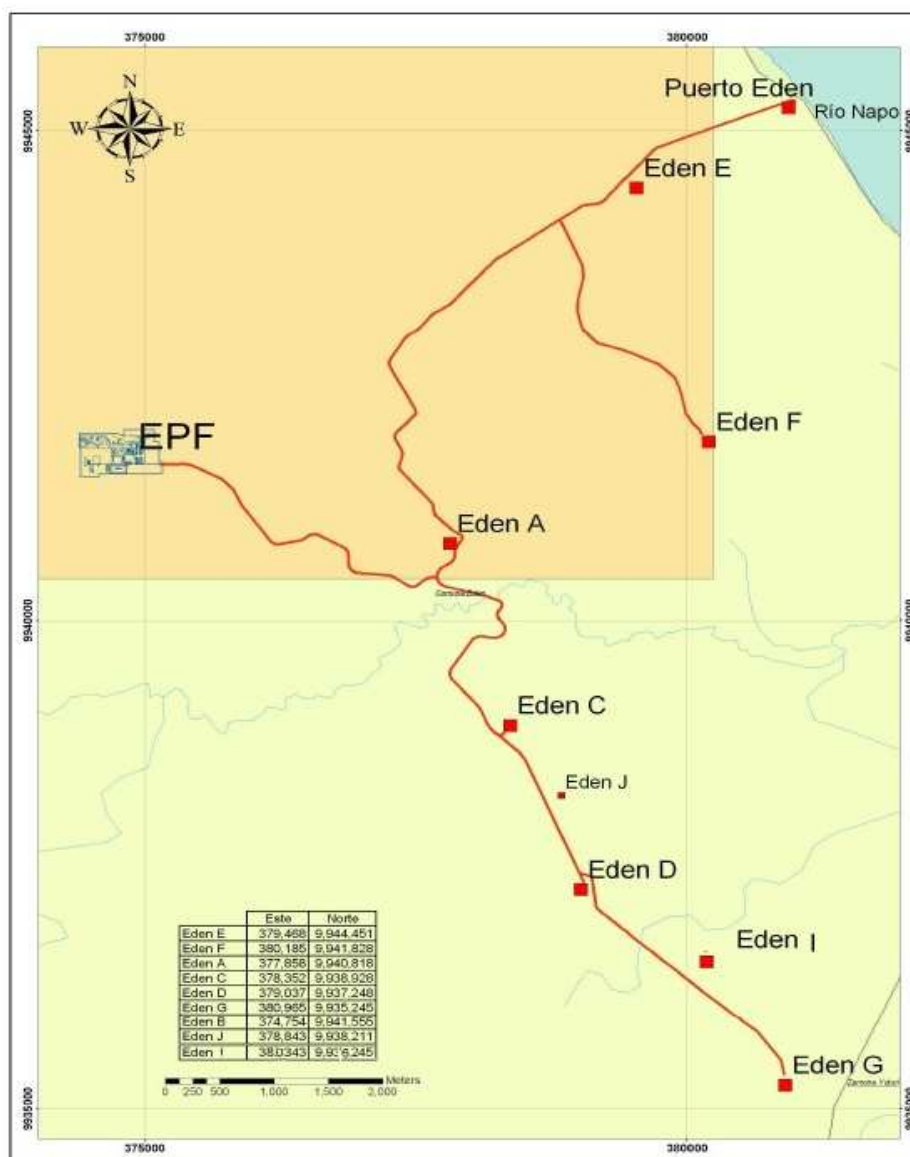
**FUENTE:** PETROAMAZONAS

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas.

En la figura 1.4 se presenta la ubicación de las plataformas que actualmente se encuentran operando, tanto las productoras de petróleo (A, C, D, E, F, G, H, I, J) y el pad B de inyección de agua que se encuentra anexo al EPF, en la figura no se

puede observar la ubicación de las plataformas K y L debido a que el mapa proporcionado por la empresa operadora no se encuentra actualizado.

**FIGURA 1.4: UBICACIÓN DE LAS PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN Y EPF**



**FUENTE: PETROAMAZONAS**

## **CAPÍTULO 2**

### **FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

#### **2.1 DEFINICIÓN**

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

Los fluidos que inicialmente fueron utilizados para retirar los recortes de perforación del fondo del pozo, ahora son considerados como uno de los factores fundamentales para el buen desarrollo de las operaciones de perforación, teniendo así que cumplir con ciertas exigencias propias de las formaciones y de la industria.

Los aspectos que debe cumplir son: no ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas. Además, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones, debe ser inmune al desarrollo de bacterias.

#### **2.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

El propósito de un lodo de perforación consiste en ayudar a hacer rápida y segura la perforación y para lograr este objetivo debe cumplir con las siguientes funciones principales.

##### **2.2.1 RETIRAR RECORTES DEL POZO**

Una de las principales funciones del fluido de perforación es la remoción de recortes desde el fondo del pozo, la efectividad de esta remoción de los recortes producidos por la broca dependerá de la densidad del lodo, viscosidad, y del tamaño y forma de éstos. La velocidad anular del fluido es también un factor importante a considerar en la remoción de recortes, sin embargo si las bombas no

tienen capacidad de proveer una gran velocidad anular, el variar la densidad y la viscosidad del fluido ayudará mucho en la solución del problema.

### **2.2.2 ENFRIAR Y LUBRICAR LA BROCA**

Debido a la fricción entre la broca y la formación se genera una cierta cantidad de calor, la misma que por la circulación del fluido se disipa hacia todo el pozo y hace que la temperatura de toda la sarta baje a temperaturas menores a la temperatura de formación.

La lubricación por parte del fluido se da en menor grado, sin embargo ésta puede mejorarse añadiendo emulsionantes o aditivos especiales que afectan a la tensión superficial.

### **2.2.3 FORMAR REVOQUE**

La formación de un revoque liso, delgado, flexible, de baja permeabilidad y altamente compresible minimiza derrumbes en el pozo y el atascamiento de tubería en formaciones permeables, el revoque se logra incrementando la concentración y dispersión de los sólidos arcillosos.

### **2.2.4 CONTROLAR LA PRESIÓN DE FORMACIÓN**

El fluido de perforación ejerce una presión hidrostática en el pozo con el fin de controlar los influjos desde la formación hacia el pozo, para esto es necesario que la presión ejercida por el fluido sea igual o mayor a la presión de la formación, la presión ejercida por el fluido dependerá principalmente de la densidad y de la profundidad vertical del pozo.

### **2.2.5 CAPACIDAD DE SUSPENSIÓN**

La fuerza de gel es la propiedad del lodo que permite mantener en suspensión los recortes cuando se para la circulación para depositarlas en superficie cuando se reinicia la circulación, esta propiedad retarda la caída de los sólidos, pero no lo evita.

### **2.2.6 FLOTABILIDAD**

La flotabilidad ayuda a soportar parte del peso de la sarta de perforación, esto se logra mediante un factor de flotabilidad, gracias a esta propiedad se puede

introducir al hoyo una tubería de revestimiento de peso mayor a la capacidad de carga del equipo de perforación.

### **2.2.7 MINIMIZAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN.**

Es importante que el fluido de perforación que se utilice cause el mínimo impacto a la formación, ya que la alteración de la misma puede llevar a recurrir a tratamientos sumamente costosos para reparar el daño causado o a grandes pérdidas de producción.

### **2.2.8 ASEGURAR UNA ADECUADA EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN**

Las propiedades del fluido deben permitir obtener la mayor información del pozo, sobre todo de la formación productora, para esto no debe interferir en el desempeño de ninguna de las herramientas de toma de registros eléctricos.

### **2.2.9 MINIMIZAR EL IMPACTO AMBIENTAL**

Una vez finalizado el proceso de perforación el fluido se convierte en un desecho, y debe ser eliminado según las normativas ambientales, por ello un fluido de bajo impacto ambiental son los más deseados.

## **2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Durante la perforación de un pozo, existen varias propiedades físicas y químicas del fluido de perforación que se debe controlar y mantener para un trabajo eficiente del mismo.

### **2.3.1 PROPIEDADES FÍSICAS**

#### ***2.3.1.1 Densidad***

Su función principal es mantener en sitio los fluidos de la formación mientras se perfora, depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de perforación. La capacidad de sostener y transportar los ripios en un fluido de perforación aumenta con la densidad.

### ***2.3.1.2 Viscosidad plástica***

Esta viscosidad se origina por la fricción mecánica, la cual se produce por los sólidos contenidos en el fluido de perforación, los sólidos y líquidos que lo rodea y por el esfuerzo cortante del mismo líquido.

Estos factores se deben controlar con el objetivo de mejorar la reología y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP). Cabe indicar que teniendo una baja viscosidad plástica junto a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración, para el cálculo de la viscosidad plástica se utiliza la Ecuación 2.1.

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

$\theta_{600}$  = lectura del viscosímetro a 600 rpm

$\theta_{300}$  = lectura del viscosímetro a 300 rpm

### ***2.3.1.3 Viscosidad Aparente***

El principal beneficio de ésta viscosidad es el de suspender los cortes de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar.

Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad aparente.

### ***2.3.1.4 Punto Cedente***

Mide la fuerza de atracción entre las partículas cuando se encuentran en condiciones de flujo. Generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación (sólidos arcillosos).

El punto cedente bajo condiciones de flujo depende de:

- Las propiedades de los sólidos del lodo en superficie.



- La concentración de los sólidos en el volumen de lodo.
- La concentración de iones.

Un fluido floculado exhibe altos valores de punto cedente. La floculación se controla de acuerdo al causante que lo origina. Se usan adelgazantes químicos cuando es causada por excesos de sólidos arcillosos y agua cuando el fluido se deshidrata por altas temperaturas.

El punto cedente puede ser determinado mediante la siguiente fórmula:

$$Pc = \text{lectura @ 300 rpm} - Vp \left( \frac{\text{lbs}}{100\text{ft}^2} \right) \text{ [cp]} \quad \text{Ec. 2.2}$$

#### ***2.3.1.5 Resistencia o Fuerza de geles***

Es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado después de un periodo de reposo. Está relacionada con la capacidad de suspensión que posee el fluido, y se controla en la misma forma como se controla el punto cedente, ya que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo).

Las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los diez segundos, diez minutos y treinta minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.

Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:

- Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.
- Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador.

#### ***2.3.1.6 Pérdida de filtrado***

Es la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.

La pérdida de filtrado es afectada por factores como la presión, temperatura, tiempo y dispersión.

Cabe indicar que las rocas con alta permeabilidad permiten grandes tasas de pérdida de fluido. La mejor forma de controlar la filtración es modificando la permeabilidad del revoque. Un revoque optimizado sería el formado con partículas pequeñas delgadas y planas, ya que éstas forman un revoque compacto.

#### ***2.3.1.7 pH***

Indica si el fluido de perforación es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5. Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH.

### **2.3.2 PROPIEDADES QUÍMICAS**

#### ***2.3.2.1 Cloruros***

Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo. Cuando existe una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido base de agua. Además, causan el incremento en la viscosidad plástica y aparente, punto cedente, filtrado, disminución del pH y la fuerza del gel.

#### ***2.3.2.2 Dureza***

Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos base de agua. El efecto de la contaminación de calcio en los lodos base agua es un incremento de las propiedades reológicas, y en algunas ocasiones el aumento en el filtrado.

#### ***2.3.2.3 Alcalinidad***

Es la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones  $\text{OH}^-$  y  $\text{CO}_3^-$  presentes en el fluido.

#### **2.3.2.4 MBT**

Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido. Un aumento en el valor MBT indica que se están perforando cordones de lutita en la formación productora. Estos aumentos ayudarán a determinar cuándo se requieren volúmenes de desplazamiento para mantener el sistema dentro de intervalos óptimos.

Cuando se permite que los valores MBT aumenten por encima de 5 lbs./bbl. Se deberá realizar un desplazamiento parcial con fluido fresco para mantener el MBT por debajo de 5 lbs./bbl.

### **2.4 FLUIDOS BASE AGUA**

El agua es uno de los mejores líquidos básicos para perforar, por su abundancia y bajo costo. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas que pueda tener, como calcio, magnesio, cloruros, tienden a disminuir propiedades requeridas. Por estas razones, los fluidos base agua son los más usados en la industria del petróleo.

#### **2.4.1 Composición de los fluidos de perforación base agua**

La composición de los fluidos de perforación depende de los requerimientos de las operaciones de perforación. La mayoría de los fluidos de perforación base agua forman un sistema constituido principalmente por las siguientes fases.

##### **a) Fase líquida**

La fase líquida es la de mayor proporción, la que mantiene en suspensión los aditivos que componen las otras fases. Esta fase puede ser agua dulce o salada, y en otros casos también puede ser una emulsión agua-aceite.

##### **b) Fase coloidal o reactiva**

En esta fase reactiva se utilizan varios tipos de arcillas; esto depende de la salinidad de la fase líquida. Si se realiza en agua salada se usa una arcilla especial, donde su elemento principal es la atapulgita. En agua dulce se utiliza la montmorillonita o llamada comúnmente bentonita (gel natural).

### **c) Fase Inerte**

Formada por el material densificante, que para este caso se utilizará el carbonato de calcio (generalmente barita). A más de este compuesto, también se incluye en esta fase a los sólidos de perforación y arena.

### **d) Fase Química**

Dicha fase está estructurada por sustancias solubles en la fase líquida como controladores de filtrado, encapsulantes, emulsificantes, dispersantes, alcalinizantes; los que controlaran el comportamiento de las arcillas y se encargan de mantener el fluido según lo requerido por el diseño de perforación.

#### ***2.4.2 Clasificación de los fluidos base agua***

Los fluidos base agua pueden clasificarse en las siguientes categorías:

- Sistema base agua-arcillas no densificados
- Sistemas base agua-arcilla densificados y desfloculados
- Sistema inhibidos a base de potasio
- Sistemas de polímeros ATAP
- Sistemas de polímeros encapsuladores
- Sistemas de polímeros catiónicos
- Sistemas de Silicatos
- Sistemas de polímeros con poliglicol.

#### ***2.4.3 Componentes principales de un fluido base agua***

La composición de estos fluidos depende de los aditivos químicos empleados en la formulación de los mismos. En la tabla 2.1 se detalla los principales componentes de los fluidos de perforación.

## **2.5 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

En la presente sección se proporciona una guía para diseñar un fluido de perforación óptimo para las secciones a perforar. Además, criterios para la selección de un sistema adecuado, basándose en el conocimiento de los problemas que posee el pozo.

### 2.5.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Lo primero que se debe considerar son las características del reservorio del campo en estudio; dichas características se refieren a la porosidad, permeabilidad y a la garganta poral.

**TABLA 2.1: COMPONENTES PRINCIPALES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN**

<b>DENSIFICANTES</b>	BARITA, CARBONATO DE CALCIO, OXIDO DE HIERRO, COMPUESTOS DE PLOMO, HEMATITA
<b>VISCOSIFICANTES</b>	ARCILLA, BENTONITA, FIBRAS DE AMIANTO, CMC
<b>FASE CONTINUA</b>	AGUA, GAS OIL, ACEITES MINERALES
<b>CONTROLADORES DE PH</b>	CAL, SODA CÁUSTICA, TEA
<b>AGENTES DISPERSANTES</b>	LIGNOSULFATOS, LIGNITOS, TANINOS
<b>OTROS (REDUCTORES DE FILTRACIÓN, ANTICORROSIVOS, ETC)</b>	ALMIDÓN, CMC, POLÍMEROS, AMINAS, EMULSIFICANTES, HUMECTANTES, FORMALDEHIDO

**FUENTE:** Q-MAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

En el diseño del fluido se consideran los siguientes criterios:

- Seguridad en el manejo de los productos químicos del lodo, debido a la toxicidad de los mismos.
- El lodo diseñado no debe ser dañino al medio ambiente, es decir, a más de minimizar los daños de formación, debe cumplir con las Normas Ambientales vigentes.
- El costo del fluido debe estar en función de su eficiencia, a mayor costo debe tener mejor resultado.

Cabe indicar que además de las anteriores consideraciones para la selección del lodo, se debe considerar la experiencia de los ingenieros de lodos, los cuales pueden adaptar el sistema de fluido de perforación para las especificaciones de cada pozo.

### **2.5.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

El criterio principal de selección para un fluido de perforación y completación adecuado es la densidad, debido a que ésta nos provee de un control de presión de la formación. Otro factor es la temperatura, la cual debe ser medida y registrada con seguridad cuando se verifica la densidad del fluido y también afecta la estabilidad de varios aditivos o inhibidores de corrosión estándar, según la temperatura de fondo y el periodo de exposición. En la tabla 2.2 se presentan varios factores para poder seleccionar el fluido de perforación adecuado.

### **2.6 FUNCIÓN DE LOS ADITIVOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

1. **Emulsificantes:** Estos productos crean una mezcla heterogénea (emulsión) de dos líquidos insolubles. Estos incluyen ácidos grasos y materiales a base de aminas para fluidos base aceite y detergentes, jabones, ácidos orgánicos y surfactantes a base de agua para fluidos base agua. Estos fluidos pueden ser aniónicos (negativamente cargados), no iónicos (neutrales), o catiónicos (positivamente cargados) los materiales químicos dependen de la aplicación.
2. **Reductores de filtrado:** los reductores de filtrado, o de pérdida de fluido como son las arcillas de bentonita, lignito, CMC (carboximetilcelulosa de sodio), poli acrilatos y almidones pregelatinizados sirven para disminuir la pérdida de fluido, a medida que la tendencia del líquido del fluido de perforación pasa a través del enjarre dentro de la formación.
3. **Agentes espumantes:** Estos son más bien, materiales químicos que actúan como surfactantes (agentes de superficie activa) para espumar en presencia de agua. Estos espumantes permiten que el aire o gas perforen a través de formaciones con flujos de agua.

**TABLA 2.2: CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN**

APLICACIÓN	GEOLOGÍA	PROBLEMAS POTENCIALES	CONTAMINACION	PLATAFORMA
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sección superficial.</li> <li>▪ Sección intermedio.</li> <li>▪ Sección de producción.</li> <li>▪ Método de completación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Diferentes permeabilidades.</li> <li>▪ Tipo de arenas.</li> <li>▪ Tipo de lutita.</li> <li>▪ Otras formaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Arenas agotadas.</li> <li>▪ Problemas con las lutitas.</li> <li>▪ Embolamiento de la broca y BHA.</li> <li>▪ Pérdida de circulación.</li> <li>▪ Pega de tubería.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sales</li> <li>▪ Sólidos</li> <li>▪ Cemento</li> <li>▪ Gases ácidos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Locación remota</li> <li>▪ Capacidad limitada en la superficie.</li> <li>▪ Capacidades de mezcla.</li> <li>▪ Bombas de lodo.</li> <li>▪ Equipo de control de sólidos.</li> </ul>

**FUENTE:** Q-MAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

4. **Materiales para pérdida de circulación:** La función primaria de un material para pérdida de circulación, es tapar la zona de pérdida hacia el interior de la formación pasando la cara del agujero abierto, para que las operaciones subsecuentes no resulten en pérdidas adicionales de fluido de perforación.
5. **Lubricantes:** Estos productos son diseñados para reducir el coeficiente de fricción de los fluidos de perforación disminuyendo el torque y el arrastre. Se usan varios aceites, líquidos sintéticos, grafito, surfactantes glicoles y glicerina así como otros materiales para este propósito.
6. **Agentes liberadores de tubería:** Consiste de detergentes, jabones, aceites, surfactantes y otros materiales químicos, estos agentes se intentan colocar o inyectar en el área en que se sospecha que está pegada la tubería para reducir la fricción e incrementar la lubricidad, propiciando la liberación de la tubería pegada.
7. **Inhibidores para control de lutitas:** Fuentes de calcio y potasio, así como sales inorgánicas y compuestos orgánicos proporcionan control de las lutitas por la reducción de la hidratación de las lutitas. Estos productos se usan para prevenir el ensanchamiento excesivo de pozo y derrumbamiento o formación de cavernas mientras se perfora con fluidos base agua en lutitas sensitivas.
8. **Agentes estabilizadores para temperatura:** Estos productos incrementan la estabilidad reológica y la filtración de los fluidos de perforación expuestos a altas temperaturas y pueden mejorar su comportamiento bajo esas condiciones.  
Se pueden usar varios materiales químicos, incluyendo polímeros acrílicos, polímeros sulfonados y copolímeros como el lignito y el lignosulfonato y taninos como aditivos base.



9. **Dispersantes y Adelgazadores:** Estos materiales químicos modifican la relación entre la viscosidad y el porcentaje de sólidos en el fluido de perforación, y puede usarse, más aun para reducir los esfuerzos de gelatinosidad, incrementando las propiedades del bombeo. Varios polifosfatos, lignitos y lignosulfonatos funcionan como adelgazadores o dispersantes. El propósito principal de un adelgazador es para funcionar como un desfloculante para reducir la atracción (floculación) de las partículas de arcilla que causan altas viscosidades y esfuerzos de gelatinosidad.
  
10. **Floculantes:** Estos materiales se usan para incrementar la viscosidad o para mejorar la limpieza del agujero, incrementando el rendimiento de la bentonita y para clarificar o eliminar el agua de los fluidos de bajos sólidos (dewatering). La sal (o salmuera), cal hidratada, yeso, soda ash, bicarbonato de sodio, tetrafosfato de sodio y polímeros a base de poliacrilamina se usan para causar partículas coloidales en suspensión para agruparlos dentro de los flóculos, causando sedimentación de sólidos de mayor tamaño y así eliminarlos.
  
11. **Viscosificantes:** Bentonita, CMC, atapulgita arcillas y polímeros se usan para incrementar la viscosidad, mejorando la limpieza del agujero y la suspensión de los sólidos del fluido y los recortes de formación producidos por la broca.
  
12. **Materiales densificantes:** La barita, compuestos de plomos, óxidos de hierro, carbonato de calcio y materiales similares que poseen alta gravedad específica se usan para controlar las presiones de la formación, evitar la formación de cavernas y sacar seca la tubería sin escurrimientos
  
13. **Antiespumantes:** Estos productos son diseñados para reducir la acción espumante particularmente en salmueras ligeras o en fluidos saturados con sal.

## **2.7 FLUIDOS DRILL-IN**

### **2.7.1 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS**

#### ***2.7.1.1 Definición***

Los fluidos Drill-In han sido diseñados para ser usados especialmente en zonas productoras, y el principal objetivo de éstos es minimizar el daño de formación, proveer un nivel superior de limpieza del pozo y han demostrado ser muy efectivos en relación al costo.

Estos fluidos generalmente usan la técnica de puenteo, mediante la cual se evita el filtrado de fluido a la formación productora y formar un revoque de fácil remoción por el fluido producido.

#### ***2.7.1.2 Características***

Los fluidos Drill-In deben tener las siguientes características:

- No deben contener material densificante insolubles al ácido, ni arcillas ya que podrían migrar dentro de la formación y taponar los poros.
- Su formulación debe constar de rompedores o viscosificantes solubles al ácido.
- Los materiales puenteantes deben tener un tamaño de partícula apropiado, para de esta forma minimizar el filtrado a la formación y obtener un revoque eficiente, es decir, delgado, impermeable, flexible y de fácil remoción.
- El fluido debe ser formulado para evitar la hidratación y migración de arcillas que se encuentran en las zonas productoras, y evitar el taponamiento de los poros de la formación.
- El filtrado debe ser compatible con los fluidos de la formación, para no alterar las escalas de minerales.
- Tanto el fluido como el filtrado no deben alterar la mojabilidad de la formación.
- El filtrado no debe formar emulsiones con los fluidos de la formación para no causar bloqueos de la misma.

- Contener agentes que provean lubricidad, limpieza e inhibición a la perforación.
- Debe ser formulado con materiales solubles al ácido y al agua, los cuales no causen precipitaciones ni emulsiones.
- Debido a que este fluido también tiene propiedades de fluido de completación es importante que sea compatible con los procesos y equipos de completación.

### **2.7.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DRILL-IN**

Entre las principales funciones de los fluidos Drill-in tenemos las siguientes:

- Minimizar el daño de formación.
- Proveer óptimas propiedades de limpieza, lubricidad e inhibición durante la perforación del pozo, ya sea horizontal o vertical.
- Dar estabilidad a las paredes del hoyo y minimizar el ensanchamiento del hoyo.
- Controlar eficazmente las pérdidas de filtrado en un intervalo amplio de permeabilidades de formación.
- Maximizar el potencial de productividad del pozo.
- Facilitar la remoción del revoque con o sin rompedores o fluidos para disolver los sólidos puenteantes, esto se logra al hacer fluir el pozo.

### **2.7.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS DRILL-IN**

Algunas de las ventajas que ofrecen los fluidos Drill-In son las siguientes:

- Ofrece la función de puenteo para diferentes rangos de permeabilidad de un yacimiento.
- Crea un revoque consistente y delgado que previene la invasión de sólidos y otros componentes del lodo.
- La selección del tamaño de partícula permite que el revoque que se forma sea fácilmente removido aún por bajas presiones de producción sin necesidad de fluidos que disuelvan el agente puenteante.
- Debido a que crea un revoque sellante de baja permeabilidad, que soporta altos sobre-balances de presión, minimiza el daño a la formación.

La única desventaja de este fluido es que si el tamaño de las partículas no es seleccionado adecuadamente para el reservorio, ocasionaría un alto espesor de revoque permeable, lo que ocasionaría que ingrese con mayor velocidad el filtrado a la formación y haya invasión de sólidos ocasionando daño de formación.

#### **2.7.4 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DRILL-IN**

Los fluidos Drill-in están compuestos principalmente por un agente viscosificante, un controlador de filtrado, un agente densificante/puenteante, y un agente regulador del pH.

Cabe indicar que la anterior composición es la base de un fluido Drill-In, ya que se puede utilizar otros aditivos con el objeto de evitar varios problemas en las zonas de productoras.

Estos fluidos pueden ser formulados en salmueras, agua dulce, cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de calcio, bromuro de sodio o bromuro de calcio.

#### **2.7.5 FLUIDOS QMAX**

La empresa QMAX ECUADOR S.A maneja diferentes tipos de lodos, a continuación se detalla los diferentes sistemas de fluidos utilizados.

1. Sistema de Fluido  $\text{CaNO}_3$ -Bentonita
2. Sistema de Fluido  $\text{CaSO}_4$ -Bentonita
3. Sistema PHPA-XCD- $\text{K}_2\text{NO}_3$ -Glycol
4. Sistema PHPA-XCD- $\text{K}_2\text{SO}_4$ -Glycol
5. Sistema Maxdrill G+: PHPA-XCD-Amina-Glycol
6. Sistema Drill-In (XCD- $\text{CaCO}_3$ )

Para cada etapa de la perforación de un pozo se utilizan diferentes fluidos, los fluidos que se emplean en cada etapa son:

- **Conductor**

Broca de 26", Casing 20"

Fluido: Agua

- **Primera Etapa**

Broca 17 ½", Casing 13 3/8"

Fluido: Agua Gel/Pac/Nitrato de Calcio.

Esta etapa corresponde al hueco superficial del pozo, generalmente está compuesta por gravas, Boulder, carbón.

- **Segunda Etapa**

Broca 12 ¼", Casing de 9 5/8"

Fluido: Maxdrill G+/ PHPA/ XCD/Glycol

Esta etapa se constituye en el hueco intermedio del pozo, por lo general se encuentran las formaciones Ortegua, Tiyuyacu y Tena que están compuestas por lutitas inestables, arcillas hinchables, arenas, sales solubles y anhidrita.

- **Tercera Etapa**

Broca de 8 1/2", Liner de 7"

Fluido: Drill-In/XCD/PAC/CaCO<sub>3</sub>

Esta etapa corresponde a la zona de interés, en nuestro país se encuentran las formaciones Napo y Hollín que están compuestas generalmente de calizas y arenas.

## **2.8 PUENTE**

Es una técnica que se utiliza para proteger la zona hidrocarburífera, de la invasión de la fase líquida y sólida del fluido de perforación evitando un daño mayor a ésta, mediante la formación de un revoque o sello en la cara de la formación.

Para que se origine el puenteo, el fluido de perforación Drill-In debe poseer en su composición un agente puenteante con la granulometría adecuada para impermeabilizar la cara de la zona de interés.

### 2.8.1 AGENTES PUENTEANTES

Un agente puenteante es un componente del fluido de perforación o de completación y su función es formar un revoque externo en la cara de la formación permeable para controlar la invasión de filtrado en la zona de interés o de producción. Para tener un óptimo sello de dicha zona, se debe realizar una mezcla adecuada de sólidos puenteantes, partículas coloidales y subcoloidales.

Primero las partículas más gruesas forman un puente en los espacios porosos alrededor del pozo, reduciendo la porosidad y la permeabilidad de esta superficie; luego dicho puente es sellado con las partículas coloidales y sub coloidales que taponan los espacios que dejan los sólidos de puenteo, reduciendo la permeabilidad del revoque, y solo admiten el ingreso hacia la formación de una cantidad mínima de filtrado sin sólidos.

Las consideraciones que se toma en cuenta para un puenteo exitoso son:

- Sello instantáneo
- Baja permeabilidad
- Alta resistencia
- Granulometría adecuada
- Baja presión de remoción del sello
- Solubilidad: los agentes puenteantes se seleccionan de manera que sean removidos fácilmente con agua o aceite.

El agente de puenteo debe poseer las siguientes características:

- **Forma de la partícula.** El puenteo es mejor si la partícula escogida es de forma angular o de fractura en bloque (formas de pulverizar el carbonato de calcio).
- **Medida de la partícula.** La regla dice que el fluido que va a contener el agente puenteante debe tener partículas con un diámetro al menos de 1/3 o mayor que el tamaño más grande que la garganta de un poro.
- **Distribución del tamaño de las partículas.** Se recomienda tener una amplia curva de distribución del tamaño de partículas para su efectividad.

En el Anexo 4 se presenta un análisis granulométrico del carbonato de calcio que se utiliza en la compañía Q-MAX S.A.

- **Concentración total de la partícula.** Al menos el 10% del volumen de sólidos del fluido
- **Solubilidad de la partícula.** Esta puede ser soluble en ácido, agua o aceite.
- **Agente control de pérdida de fluido.** Se debe evitar utilizar fluidos que contengan en su composición bentonita.

## **2.8.2 TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES**

Existen gran variedad de agentes puenteantes, éstos son fluidos base agua principalmente, otros elaborados en salmueras y aceites. Los principales tipos de partículas que pueden ser usadas para esta función, son los que se describen a continuación:

### ***2.8.2.1 Sales***

Son de fácil remoción aplicando agua de formación, salmueras o agua dulce. La sal debe tener una adecuada distribución de tamaño de partícula de acuerdo a las características de la formación de interés. Las sales más utilizadas para este procedimiento en un fluido Drill-In son: cloruro de calcio, bromuro de calcio, cloruro de potasio, bromuro de potasio, cloruro de sodio y el bromuro de sodio.

### ***2.8.2.2 Resina Medida***

Utilizada en fluidos elaborados base agua y salmuera, deben ser probados con anterioridad cuando es usado en un reservorio de petróleo específico (soluble en aceite).

### ***2.8.2.3 Fibra celulósica medida***

Se usa en fluidos base agua, salmuera y oleosos, la mayoría son un 40% solubles en ácido, se les debería utilizar como último recurso para el control en pérdidas en formaciones productoras que probablemente serán acidificadas.

#### 2.8.2.4 Microburbujas

Es un fluido que facilita el encapsulamiento del aire o del gas de formación, generando Aphrones estables y recirculables que actúan como material puenteante, facilitando la perforación de zonas con bajos gradientes de presión y altas permeabilidades.

Los Aphrones son microburbujas esféricas conformadas por un núcleo de aire o gas, rodeado por delgadas capas de agua y mantenidas por la tensión interfacial desarrollada por un surfactante. Estos se originan bajo condición de turbulencia y cavitación a nivel de la mecha. Ejercen fuerzas de Laplace que les permiten expandirse en las regiones de baja presión y actuar como agentes puenteantes.

#### 2.8.2.5 Carbonato de calcio

Es un sólido que se obtiene de la molienda fina o micronización de rocas sedimentarias como la caliza son extremadamente puras, con más del 98% de contenido en CaCO<sub>3</sub>.

Se puede utilizar en fluidos base agua, salmuera y fluidos base aceite, además de ser un agente de puenteo, es un material densificante. También se lo prefiere por su bajo costo y soluble en ácido clorhídrico.

Como agente puenteante y aditivo para el filtrado, las concentraciones varían desde 10 hasta 50 lb/bbl (de 29 a 143 kg/m<sup>3</sup>). El carbonato de calcio fino (0.1 - 20 micrones) se utiliza como agente densificante estándar. El carbonato de calcio mediano (10 – 100 micrones) y el carbonato de calcio grueso (80 – 500 micrones) se usan para controlar la filtración y puenteo, o pueden utilizarse como material densificante con un mayor tamaño de partículas. La cantidad de carbonato de calcio requerida para aumentar la densidad del lodo se puede calcular con las siguientes fórmulas:

$$CaCO_3 = \frac{909(W_2 - W_1)}{22 - W_2} \frac{lbs}{bbl} \quad \text{Ec. 2.3}$$



*Donde:*

$W1$  = Densidad inicial de lodo en lb/gal

$W2$  = Densidad de lodo deseada en lb/gal

El valor constante de 909 se deriva al hecho de que 909 sacos de barita=100 bbl de volumen.

La constante de 22 se debe a que el carbonato de calcio tiene una densidad de 22 lb/gal.

El carbonato de calcio de partículas de tamaño mediano y grueso, a menudo se utilizan en píldoras de pérdida de circulación y filtrado, en concentraciones de 30 y 50 lb/bbl (de 86 a 143 kg/m<sup>3</sup>), para puentear zonas altamente permeables o fracturadas.

El carbonato de calcio también puede agregarse de forma periódica para controlar la filtración y limitar las pérdidas (pérdida de circulación y fuga) en formaciones de alta permeabilidad. Resulta particularmente efectivo al estar perforando con altas presiones diferenciales causadas por una condición de sobrebalance o al estar perforando zonas agotadas (depletadas).

El tratamiento más efectivo para el sobrebalance es agregar de 2 a 10 sacos como una medida preventiva. Para aplicaciones de perforación en zonas agotadas, el carbonato de calcio tiene mayor efectividad cuando se utiliza en combinación con un aditivo de celulosa.

#### ***2.8.2.5.1 Ventajas del Carbonato de Calcio***

- Producto soluble en ácido que minimiza los daños a la formación
- Tamaños únicos de partículas: disponible en grado fino, mediano y grueso, con lo cual permite seleccionar el tamaño de partícula más adecuado
- Agente puenteante efectivo (inerte y relativamente insoluble) que tiene un efecto mínimo en las propiedades del fluido.
- Para la suspensión se requiere menos viscosidad y esfuerzos de gel que otros aditivos densificantes.

### 2.8.2.5.2 Toxicidad y Manejo

Se debe manejar como un producto químico industrial, usando equipo de protección personal y siguiendo las precauciones que se indiquen en las respectivas hojas de seguridad del producto. En la tabla 2.3 se indica algunas de las propiedades físicas del carbonato de calcio

**TABLA 2.3: PROPIEDADES FÍSICAS DEL CARBONATO DE CALCIO**

<b>Apariencia Física</b>	Polvo color blanco o gris
<b>Gravedad específica</b>	2.7 – 2.8
<b>Solubilidad en Agua a 100°C</b>	Mínima (0.0035 g /100ml)
<b>Solubilidad en HCl al 15%</b>	>98% a 24.4°C

**FUENTE:** MANUAL DE MI-SWACO

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

El tamaño de la partícula debe tener un control de tal forma que provea también un adecuado peso. La granulometría del carbonato de calcio escogida para ser agente de taponamiento de la formación debe ser seleccionada en base a datos de porosidad y permeabilidad de la zona en estudio, de manera que se asegure un buen sello de los poros.

En la tabla 2.4 se presenta la gravedad específica de los principales agentes puenteantes y densificantes

**TABLA 2.4: GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LOS AGENTES PUENTEANTES / DENSIFICANTES**

<b>Agentes puenteantes / densificantes</b>	<b>Gravedad específica</b>
Carbonato de calcio (CaCO <sub>3</sub> )	2.7 -2.8
Cloruro de sodio (NaCl)	2.1 – 2.2
Carbonato de hierro(Fe <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	3.7
Hematita (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	5.0
Resinas solubles en aceite	Variable

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natali Rivas

### 2.8.3 SELECCIÓN DE LA GRANULOMETRÍA DEL AGENTE PUENTEANTE

Para escoger el tamaño adecuado de la partícula se debe tomar en cuenta algunas características de la roca como la porosidad, permeabilidad y el tamaño de garganta de poro.

- **Porosidad**

Es la capacidad de la roca para almacenar un fluido dentro de ella, en los espacios porales. Además se la puede definir como el porcentaje de volumen vacío del cien por ciento del volumen total

- **Permeabilidad**

Es la capacidad de la roca de hacer fluir uno o varios fluidos por los canales porales interconectados entre sí, la unidad de medición es el darcy.

- **Gargantas Porales**

Se denominan así a las conexiones entre espacios porales abiertos para facilitar el flujo. La inyección de mercurio o la microscopía electrónica son los métodos para determinar el tamaño de la garganta del poro.

Una de las principales preocupaciones en el momento de perforar un pozo es el de penetrar a la zona productora con un fluido que cause el menor daño posible.

Se han realizado algunos estudios sobre los cambios en la permeabilidad de rocas al ser expuestas a fluidos de perforación, citando a continuación los siguientes:

- Todos los fluidos de perforación causan una disminución de la permeabilidad de las rocas a las cuales contacta.
- La profundidad de invasión y la severidad del daño sobre la permeabilidad de la roca a los fluidos nativos se puede controlar, en cierto grado mediante la inclusión de partículas de un tamaño determinado del carbonato de calcio en el fluido de perforación, con la finalidad de controlar el volumen de fase líquida que entra al espacio poroso.

- El daño a la formación es más propicio de ocurrir en arenas de alta permeabilidad ya que las partículas pueden entrar más fácilmente a la roca. En arenas no consolidadas y en formaciones con fracturas abiertas o canales se requiere partículas mayores a 50 micrones para puentear debido al rango de partículas, sus tamaños y formas de los poros

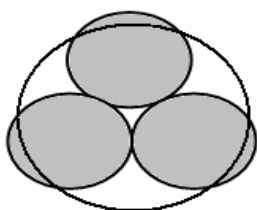
La selección de la granulometría del agente puenteante se realizará según varios criterios como los descritos a continuación:

- El tamaño medio de las partículas sellantes a ser usadas para controlar la invasión del fluido de la roca debe ser igual o mayor que un tercio del tamaño medio de la garganta de poro. La regla de 1/3 se ha usado para seleccionar el tamaño de partículas que pueden invadir una formación sin generar daño permanente.

La relación va a ser de un tercio ya que existe una regla geométrica de filtración la cual establece que: esferas de diámetro equivalente a 1/3 del diámetro de un círculo, realizarán puente entre ellas sobre el círculo más rápidamente (figura 2.1).

- La concentración del material sellante debe ser al menos el 10% por volumen de sólidos del fluido usado para perforar la zona productora.

#### FIGURA 2.1: REGLA GEOMÉTRICA.



**FUENTE:** HALLIBURTON C.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Durante los estados iniciales del proceso de filtrado, cuando no se ha formado el revoque, se puede esperar que:

1. Las partículas del material puenteante cuyo diámetro promedio sea mayor a 1/3 del diámetro promedio de la garganta del poro de la formación, formará un revoque externo. Con la formación de este revoque, ocurre una

mayor restricción del paso de fluidos a los espacios porosos de la roca, pero se puede remover el revoque de forma eficaz, ya sea debido a la producción de hidrocarburo o a la utilización de un ácido.

2. Las partículas menores a  $1/7$  del diámetro de la garganta del poro pasan a través del filtro, estas partículas no causan daño de formación porque son transportadas a través de la formación. La sobrepresión de la columna de fluido sobre la formación productora aumenta la penetración de partículas finas y el aumento de daño.

#### **2.8.4 PROCEDIMIENTO PARA EL PUENTEADO CON CARBONATO DE CALCIO.**

Al puenteado zonas de producción el dimensionamiento de partículas de carbonato de calcio adquiere importancia. Para puenteado eficazmente es preciso saber el diámetro de la garganta del poro de la formación. Las reglas para determinar el diámetro de la garganta del poro de la formación son:

1. Una regla empírica usada en la industria para calcular el diámetro de garganta poral, es tomar la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcys. Para puenteado la zona de producción, el material de puenteado debe ser un tercio del tamaño de la garganta de poro en micrones.
2. Tomar la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcys dividida por la porosidad y usar este resultado como tamaño promedio de la garganta del poro, con esto se determina el valor de un tercio del tamaño promedio de la garganta y se obtiene el valor promedio del agente puenteante.

Es preciso indicar que estas dos reglas en realidad son teóricas, ya que la manera más eficiente de saber cuál es el tamaño adecuado de partícula es realizando pruebas de laboratorio, con discos de porosidad y permeabilidad similares a la formación, y de ser posible con una muestra de core de la formación.

Para realizar un puenteado de la zona productora se deben considerar algunos factores como son:

Tamaño medio de las gargantas porales de la roca en estudio y la relación con el diámetro del material de puenteado.

En la tabla 2.5 se indica los tamaños de las mallas en micrones, milímetros y pulgadas. Las mallas que se encuentran resaltadas indican el tamaño de grano de los carbonatos que se utilizarán.

**TABLA 2.5: TAMAÑO DE LAS PÁRTICULAS POR MALLA**

Mesh Screen Sizes			Inches	Millimeters
			1 1/8	26.757
			1	25.400
			7/8	22.225
			3/4	19.050
			5/8	15.875
			1/2	12.700
			7/16	11.113
			3/8	9.525
8000		2 ½	5/18	8.000
6730		3	0.265	6.278
6350		3 ½	1/4	6.350
5613			0.221	5.613
4783			3/16	4.783
4699	4	4	0.185	4.699
4000	5	5	0.157	3.988
3327	6	6	0.131	3.327
3175			1/8	3.175
2794	7	7	1.110	2.794
2382	8	8	1.093	2.362
2000	10	9	0.079	2.007
1651	12	10	0.065	1.651
1588			1/16	1.586
1397	14	12	0.0550	1.397
1168	16	14	0.0460	1.168
1000	18	18	0.0390	0.991
841	20	20	0.0331	0.841
707	25	24	0.0278	0.706
595	30	26	0.0234	0.594
500	35	32	0.0197	0.500
420	40	36	0.0165	0.419
354	45	42	0.0139	0.353
297	50	48	0.0117	0.297
250	60	60	0.0098	0.249
210	70	65	0.0083	0.211
177	80	80	0.0069	0.175
149	100	100	0.0058	0.147
125	120	115	0.0048	0.122
105	140	150	0.0041	0.104
86	170	170	0.0035	0.089
74	200	200	0.0029	0.074
63	230	250	0.0025	0.064
53	270	270	0.0021	0.053
44	325	325	0.0017	0.043
37	400	400	0.0014	0.036
32	450	450	0.00128	0.033
25	500	500	0.00096	0.024
20	635	635	0.00079	0.020

FUENTE: QMAX ECUADOR S.A.

ELABORADO POR: QMAX ECUADOR S.A.

El tamaño del material de puenteo, para el presente estudio se lo realizará de diferentes mallas: CaCO<sub>3</sub> con malla A-30, CaCO<sub>3</sub> con malla A-100, CaCO<sub>3</sub> con malla A-325.

## **2.8.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS AGENTES PUENTEANTES**

### ***2.8.5.1 Ventajas***

- Cuando la selección del tamaño de la partícula es el adecuado se crea un revoque interno de fácil remoción aún si la formación posee una presión baja, sin ser necesario rompedores o fluidos que lo disuelvan.
- Se puede realizar la función de puenteo en zonas productoras de diferentes permeabilidades, debido a su gran variedad de tamaños de granulometría.
- El daño por invasión es bajo debido a que el revoque creado es de baja permeabilidad el cual puede soportar altos sobrealances de presión (formaciones de lutitas presurizadas).
- Evita la invasión de sólidos y otros componentes del fluido de perforación, como por ejemplo polímeros, ya que el agente de puenteo crea un revoque consistente y delgado.

### ***2.8.5.2 Desventajas***

- Seleccionar de manera inadecuada el tamaño de partícula del agente puenteante, ocasiona un revoque de gran espesor y muy permeable con lo cual aumenta la velocidad del filtrado hacia la formación, teniendo como efecto un daño a la formación.
- Riesgo de que el fluido de perforación que contiene el agente puenteante no sea compatible con los fluidos de formación produciendo una reducción de permeabilidad.

## CAPÍTULO 3

### PRUEBAS DE LABORATORIO Y ANÁLISIS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DRILL-IN MEJORADO.

#### 3.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se describe el procedimiento de cada una de las pruebas que se realizan con el fin de alcanzar los objetivos propuestos, se realizan los cálculos correspondientes para la determinación de la cantidad de carbonato de calcio, así como las respectivas transformaciones de unidades para conocer la cantidad exacta de químico que se debe adicionar al fluido, además se detallan los resultados obtenidos en dichas pruebas para un posterior análisis técnico y económico.

#### 3.2 ELABORACIÓN DEL FLUIDO

El principal objetivo de este proyecto es encontrar la granulometría adecuada de carbonatos de calcio que permita obtener un puenteo óptimo en formaciones productoras.

##### 3.2.1 QUÍMICOS Y CONCENTRACIONES A UTILIZAR

Para la elaboración de los fluidos se trabaja con los siguientes productos químicos en las concentraciones que se presentan en la tabla 3.1.

**TABLA 3.1: CONCENTRACIONES DE LOS QUÍMICOS A UTILIZAR**

COMPONENTE	CONCENTRACIÓN
Glymax LMW	1,0 % v/v
Kelzan XCD	1,00 lb/bbl
Maxdrill	0,40 gl/bbl
Soda Cáustica	Lo requerido
Stardril	2,00 lb/bbl

FUENTE: QMAX ECUADOR S.A.

ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas



Con estos químicos se elabora el fluido base, al que luego se adicionará material pesante/puenteante, que en este caso es el carbonato de calcio, el mismo que se añade dependiendo del peso del lodo que se requiera, para lo cual existe una ecuación que ayudará en el cálculo de la concentración de carbonato de calcio, el fluido elaborado tendrá un peso de 9,2 lpg.

Con la ecuación 2.3 se obtiene el siguiente resultado:

$$CaCO_3 = \frac{909(W_2 - W_1) \text{ lbs}}{22 - W_2} \frac{\text{lbs}}{\text{bbl}}$$

Donde:

W1= Peso inicial del lodo, en este caso el peso del agua (8,3 lbs/gal)

W2= Peso de lodo deseado, (9,2 lbs/gal)

Entonces:

$$CaCO_3 = \frac{909(9,2 - 8,3)}{22 - 9,2} = 63,9 \frac{\text{lbs}}{\text{bbl}}$$

Por medio de la ecuación anterior se determina que la concentración de carbonato de calcio necesaria para obtener el peso de 9,2 lpg es de 63,9 lbs/bbl de carbonato de calcio.

Para la elaboración del fluido en el laboratorio se lo hace en cantidades pequeñas con respecto a lo que se elabora en campo, por lo que se requiere realizar la transformación de unidades para determinar las cantidades necesarias de químicos que se deben adicionar.

En el laboratorio se prepara generalmente cantidades de un litro de fluido, por lo que se realizan las siguientes transformaciones.

#### **KELZAN**

$$1 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \times \frac{1\text{Kg}}{2,2\text{lb}} \times \frac{1000\text{gr}}{1\text{Kg}} \times \frac{1\text{bbl}}{42 \text{ gal}} \times \frac{1\text{gal}}{3,78 \text{ L}} = 2,863 \frac{\text{gr}}{\text{L}}$$

#### **STARDRIL**

$$2 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \times \frac{1\text{Kg}}{2,2\text{lb}} \times \frac{1000\text{gr}}{1\text{Kg}} \times \frac{1\text{bbl}}{42 \text{ gal}} \times \frac{1\text{gal}}{3,78 \text{ L}} = 5,726 \frac{\text{gr}}{\text{L}}$$

## MAXDRILL

Las cantidades de químicos para la elaboración de un litro de fluido quedarían establecidas de la siguiente manera (tabla 3.2).

**TABLA 3.2: FORMULACIÓN DEL FLUIDO DRILL-IN CON CARBONATO DE CALCIO**

COMPONENTE	PESO (por litro)
Glymax LMW	10 mL/L
Kelzan XCD	2,863 gr/L
Maxdrill	9,52 mL/L
Soda Cáustica	Lo requerido
Stardril	5,726 gr/L

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.2.2 PROCESO DE ELABORACIÓN DEL FLUIDO

En primer lugar se mide la cantidad de agua destilada (1 litro) en la que se va a elaborar el fluido, de esta cantidad se divide en dos partes, de las cuales la primera se utilizará para diluir los químicos líquidos que son el Maxdrill y el Glymax con la ayuda de un agitador magnético. Como se puede observar en la figura 3.1.

**FIGURA 3.1: AGITADOR MAGNETICO CON MEZCLA DE GLYMAX Y MAXDRILL**



**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

En la otra cantidad de agua se adicionan los productos químicos sólidos, primero se adiciona el Kelzan, el cual debe ser añadido con mucho cuidado y lentamente,

ya que tiende a formar grumos imposibles de disolver (ojos de pescado), de ser posible se debe realizar la mezcla en alta velocidad; durante la adición de los sólidos se debe también ir añadiendo la mezcla realizada con Maxdrill y Glymax.

Una vez añadido el Kelzan se debe dejar mezclar por 20 min para garantizar que esté bien diluido, y luego se procede a añadir el Stardril, teniendo el mismo cuidado que con el Kelzan ya que también tiende a formar grumos, éste químico también se deja mezclar por 20min. En la figura 3.2, se puede observar la mezcla de los fluidos en el Hamilton Beach (mezclador).

### **FIGURA 3.2: FLUIDO MEZCLADO EN EL HAMILTON BEACH**



**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Con la inclusión del Stardril a la mezcla se finaliza la elaboración del fluido base Drill-In, en el cual solo restaría poner el agente puenteante (Carbonato de Calcio).

Antes de adicionar el carbonato de calcio es importante añadir unas gotas de antiespumante (Defoam), para eliminar la presencia de espuma, se lo añade en este momento para que tenga un tiempo de mezcla prudente ya que de no tenerlo puede generar la presencia de una especie de nata; finalmente se añade el

carbonato de calcio y se deja mezclar por 20 minutos. En la figura 3.3 se observa el fluido elaborado.

Una vez finalizada la elaboración del fluido se procede a medir el pH del mismo para constatar que se encuentra dentro de los niveles requeridos, es decir, en el rango de 9 a 9.5, en el caso de que el fluido no alcance estos niveles se debe añadir soda cáustica hasta llegar a obtener el pH requerido.

### **FIGURA 3.3: FLUIDO CON CARBONATO DE CALCIO**



**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Con el fluido elaborado se procede a realizar la reología y la prueba de filtrado, las mismas que se realizan antes de rolar el fluido. El rolado del fluido se lleva a cabo en un horno especial, el cual se calienta a una temperatura de 120°F y mantiene en movimiento al fluido; se envasa en cilindros de aproximadamente 400 ml de capacidad con tapas herméticas las mismas que no permiten que el fluido se derrame mientras se lleva a cabo el proceso de rolado. Este proceso se lleva a cabo durante 16 horas. En la figura 3.4 se observa el horno de rolado con los envases.

Después de rolado se realiza la prueba de filtrado, reología y la prueba PPT (Plugging Permeability Test).

Los fluidos son elaborados con los carbonatos A325, A100, A30, CAMIX, y las diferentes combinaciones que se realicen con los carbonatos antes mencionados.

En total se realizan 13 combinaciones que son evaluadas en los discos de cerámica, a partir de estas pruebas se llega a determinar cuáles son las combinaciones de carbonatos más eficientes para el puenteo.

#### **FIGURA 3.4: HORNO DE ROLADO**



**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### **3.3 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y PRUEBAS DE LABORATORIO**

Un fluido de perforación debe tener características físicas y químicas apropiadas. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable. Debe ser inerte a las contaminaciones con sales solubles, con minerales y debe mantener su estabilidad a altas temperaturas. Otra de las características importantes de los fluidos es que debe mantener sus propiedades en todas las circunstancias en las que trabaje y en lo posible no debe desarrollar bacterias.

### 3.3.1 PRUEBAS FÍSICAS

#### 3.3.1.1 Densidad del Fluido

La densidad es una de las propiedades más importantes de los fluidos de perforación, se mide en libras por galón (lbs/gal), libras por pie cúbico (lb/ft<sup>3</sup>), gramo por centímetro cúbico (gr/cm<sup>3</sup>) entre otras.

La medición de la densidad se la realiza mediante una balanza presurizada para obtener mediciones con un margen de error de 0,1 lb/gal (0.5 lbs/ft<sup>3</sup>, 5 psi/1000 pie de profundidad). En este tipo de balanzas, el fluido se coloca en un recipiente de volumen fijo, bajo presión para minimizar el efecto del aire o del gas que pueda estar atrapado sobre la medición de la densidad.

La balanza de lodo (ver la Figura 3.5) se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente al cuchillo horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo.

**FIGURA 3.5: BALANZA NORMAL**



**FUENTE:** Q MAX ECUADOR

**ELABORADO POR:** Natali Rivas y Eduardo Carvajal

### ***Procedimiento***

- Colocar la base de la balanza de lodo (preferentemente dentro de la caja portadora) o sobre una superficie plana.
- Medir la temperatura del fluido y registrar en su reporte de lodo.
- Llenar la copa limpia y seca, hasta el borde superior con una muestra de lodo obtenida a fin de determinar su peso.
- Colocar la tapa de la copa y asentarla con un movimiento suave y giratorio. Asegurarse que algo de lodo salga a través del hueco pequeño que tiene la tapa de la copa, de tal forma se asegurará que la copa esté llena y que también esté libre de aire o gas atrapado.
- Cubrir el hueco de la tapa con un dedo y lavar todo el lodo que esté presente en la parte de afuera de la copa y el brazo. Luego, secar completamente la balanza.
- Colocar la balanza sobre el soporte en V y mover el cursor a lo largo del brazo hasta que la copa y el brazo estén balanceados, como lo indica la posición de la burbuja en el nivel correspondiente.
- Leer el peso del lodo en el borde del cursor que esté orientado hacia la copa del lodo.
- Limpiar y secar la balanza de lodo luego de cada uso.

#### ***3.3.1.2 Determinación de la Reología***

La reología estudia los principios físicos que regulan el movimiento de los fluidos, con este fin se cuenta con dos equipos para su determinación.

##### ***3.3.1.2.1 Embudo Marsh***

En su mayor parte se utiliza en el campo para mediciones de rutina de la viscosidad de los fluidos.

Este instrumento es un excelente indicador de los cambios en las propiedades de los fluidos de perforación. El embudo Marsh (Fig. 3.6) tiene una forma cónica, un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior, una longitud de 12 pulgadas, su capacidad es de 1500 cm<sup>3</sup>. En su parte superior se recubre la mitad del orificio con una malla de 12 mesh (1/16 pulgada cada agujero) que está diseñada para

remover cualquier materia extraña y cortes presentes en el fluido. En la parte inferior tiene un orificio fijo de 2 pulgadas de largo por 3/16 pulgada de diámetro interior por el cual se descarga el fluido.

Además del embudo propiamente dicho es también necesario un recipiente graduado de un cuarto de galón, un cronómetro y un termómetro de 32-220°F.

### **FIGURA 3.6: EMBUDO MARSH**



**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### ***Procedimiento***

Se debe realizar la calibración del embudo con agua dulce. Debe fluir por el orificio un cuarto de galón de agua a una temperatura de  $70 \pm 5$  °F ( $21 \pm 3$ °C) en un periodo de más o menos  $26 \pm 0.5$  segundos, y la limpieza del embudo debe realizarse después de cada uso.

- Mantener el embudo en posición vertical, tapar el orificio de salida con el dedo índice.
- Verter una muestra del fluido fresco a ser analizado a través de la malla hasta que el nivel de fluido alcance la parte inferior de la malla.
- Retirar el dedo del orificio de salida y empezar a medir el tiempo con el cronómetro. Con la ayuda de la jarra graduada medir el tiempo requerido para que el fluido llene  $\frac{1}{4}$  indicado en la jarra.
- Medir la temperatura del fluido en °F o °C.



- Ajustar la medida del tiempo al segundo entero más próximo y registrarlo como viscosidad Marsh y registrar también la temperatura.

### 3.3.1.2.2 Viscosímetro Rotativo

Los viscosímetros de indicación directa son de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela, el fluido se encuentra entre los dos cilindros concéntricos.

El cilindro exterior es accionado a una velocidad rotacional constante por medio de motores eléctricos. La rotación del cilindro exterior en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del cilindro interior y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín.

Las constantes del instrumento han sido graduadas para que se determine la viscosidad plástica y el punto cedente a partir de las lecturas obtenidas de las velocidades del cilindro exterior a 600 y 300 RPM. Además del viscosímetro (Fig. 3.7), se requiere de un recipiente apropiado que contenga el fluido, un cronómetro y un termómetro.

**FIGURA 3.7: VISCOSÍMETRO ROTATIVO Y CALENTADOR**



**FUENTE:** Q MAX ECUADOR

**ELABORADO POR:** Natali Rivas y Eduardo Carvajal

### ***3.3.1.2.2.1 Procedimiento para Viscosidad Aparente, Viscosidad Plástica y Punto Cedente.***

- Colocar la muestra recién agitada en el recipiente, ajustar el nivel del fluido hasta la línea marcada en el cilindro exterior.
- Calentar o enfriar la muestra a 120 °F. Agitar lentamente mientras se alcanza la temperatura deseada.
- Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
- Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
- Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM.
- Punto Cedente en  $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$  = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.
- Viscosidad aparente en centipoise = indicación a 600 RPM dividida por 2.

### ***3.3.1.2.2.2 Procedimiento para Esfuerzo de gel***

- Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
- Apagar el motor y esperar 10 segundos.
- Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en  $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$  como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
- Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de

deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.

Después de la realización de la prueba debe realizarse una limpieza profunda del equipo, la limpieza debe realizarse a la mayor velocidad del rotor sumergido en agua, y el balancín debe limpiarse con trapo seco y limpio.

Es importante conocer que por ningún motivo el balancín debe ser sumergido en lodos que se encuentren a temperaturas mayores a los 200 °F ya que se podría causar una explosión muy peligrosa.

### ***3.3.1.3 Pérdida de Filtrado API***

La circulación del fluido de perforación a lo largo de la cara de una formación permeable crea un proceso de filtración donde los sólidos presentes en el lodo son retenidos en la cara de la formación y la fase continua del lodo se va hacia la formación, por ello, la pérdida de filtrado de un fluidos de perforación es una propiedad que tiene influencia directa en la rata de perforación, en problemas del hueco en áreas de lutitas degradables, en el daño a la formación en yacimientos sensibles y en problemas de pega diferencial en zonas permeables.

Esta propiedad es determinada con un filtro prensa (Fig. 3.8), consiste en determinar la velocidad a la que es forzado a pasar el fluido por un papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas.

El filtro prensa usado debería cumplir con las especificaciones indicadas en los manuales de procedimientos y las prueba deberían ser realizada de la manera recomendada.

El equipo consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario.

La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de tela metálica (o rejilla), colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano.

La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda.

**FIGURA 3.8: FILTRADO API**



**FUENTE:** Q MAX ECUADOR

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natali Rivas.

### *Procedimiento*

- Mantener disponible una presión de aire o gas de 100 psi.
- Asegúrese que cada pieza de la celda esté limpia y seca, y que las empacaduras no estén deformes o gastadas.
- Recoger una muestra de fluido
- Retirar la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca. Colocar la junta tórica en una ranura en buen estado y volver la celda al revés para

llenarla. Cualquier daño mecánico podría perjudicar la hermeticidad de la celda. Obturar la entrada con un dedo.

- Llenar la celda con lodo hasta  $\frac{1}{4}$  pulgada de la ranura de la junta tórica. Colocar el papel filtro (Whatman N° 50 o equivalente) encima de la junta tórica. Colocar la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, y girar en sentido horario hasta que quede apretada. Invertir la celda, introducir el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y girar en cualquier sentido para bloquear.
- Colocar un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.
- Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda. (Se puede observar que la aguja oscila rápidamente hacia abajo a medida que la presión llena la celda.)
- La prueba de API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, cerrar la válvula. Después de desconectar la fuente de presión, la presión se purgará automáticamente. Retirar la celda.
- Registrar el volumen de filtrado en el cilindro graduado con precisión del más próximo en mililitros, a menos que se especifique de otra manera.
- Desmontar la celda, desechar el lodo y recuperar el papel filtro con mucho cuidado para perturbar lo menos posible el revoque. Lavar el revoque minuciosamente para eliminar el exceso de lodo. Medir el espesor del revoque y registrar la medida en  $\frac{1}{32}$  de pulgada.

#### ***3.3.1.4 Concentración de Hidrógeno***

La medición en el campo del pH del fluido de perforación (o filtrado) y los ajustes del pH son operaciones críticas para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que el control de los procesos de corrosión causada por los ácidos y el sulfuro.

Existen dos métodos para medir el pH de un fluido de perforación base agua dulce.

#### ***3.3.1.4.1 Método Colorimétrico (cintas de papel pH)***

Este método podría no resultar confiable si la concentración de la sal en la muestra es elevada. Los sólidos del lodo, las sales y los productos químicos disueltos, y los fluidos de color oscuro causan errores en los valores indicados por las tiras de plástico indicadoras de pH.

Las cintas indicadoras de pH están revestidas con indicadores cuyo color depende del pH del fluido donde se introducen las cintas. Se proporcionan tablas de colores estándar para fines de comparación con la cinta de prueba, lo cual permite estimar el pH con una precisión de  $\pm 0,5$  sobre todo el rango de pH.

##### ***Procedimiento***

- Colocar una cinta indicadora de pH en el lodo y dejarla hasta que el color se estabilice, lo cual requiere generalmente menos de un minuto. Enjuagar la cinta con agua desionizada, sin secar con un trapo.
- Comparar los colores de la cinta con el patrón de color proporcionado y estimar el pH del lodo.
- Ajustar el pH del lodo a la unidad de pH 0,5 más próxima.

#### ***3.3.1.4.2 Método Electrométrico***

El medidor electrónico de pH tiene un sistema de electrodo de vidrio, un amplificador electrónico y un medidor calibrado en unidades de pH. Este medidor es preciso y proporciona valores de pH confiables, visto que está esencialmente libre de interferencia.

##### ***Procedimiento***

- Recoger una muestra de fluido.
- Dejar que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente.
- Sumergir un termómetro limpio en la solución amortiguadora pH 7 y medir la temperatura.
- Ajustar el control de temperatura del medidor de pH a la temperatura de la solución amortiguadora.

- Limpiar la punta de prueba con agua destilada y secarla con un paño suave que no tenga pelusa.
- Sumergir la punta de prueba en la solución amortiguadora pH 7.
- Dejar que la lectura se estabilice
- Fijar el medidor de pH para que marque 7.00 usando la perilla standardize.
- Enjuagar con agua destilada y secar la punta de prueba.
- Repetir los pasos 6 y 7 sustituyendo la solución amortiguadora pH 7 por solución amortiguadora pH 10.
- Ajustar a 10.00 la lectura del medidor usando la perilla de ajuste slope.
- Controlar el medidor con la solución amortiguadora pH 7.
- Enjuagar la punta de prueba con agua destilada y secarla.
- Controlar nuevamente la calibración mediante repetición de los Pasos 6 al 10.
- Enjuagar con agua destilada y repasar a seco la punta de prueba.
- Sumergir la punta de prueba en la muestra que se va a probar, y revolver.
- Parar de revolver (después de 10-20 segundos) y esperar a que la lectura se estabilice.
- Registrar el pH con aproximación de 0.1 de la unidad.

### FIGURA 3.9: CINTAS PARA MEDIR PH Y MEDIDOR DE PH ELÉCTRICO



FUENTE: Q MAX ECUADOR

ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natali Rivas

### 3.3.2 PRUEBAS QUÍMICAS

#### 3.3.2.1 Contenido de ión cloruro

La determinación del contenido de ión cloruro en un fluido base agua es la parte fundamental de dicha prueba. La sal o cloruros pueden ser contaminantes importantes para los fluidos de perforación; éstas sales puede provenir del agua de preparación capas discontinuas o estratos con alto contenido de sales.

#### FIGURA 3.10: KIT PARA PRUEBAS QUÍMICAS



**FUENTE:** Q MAX ECUADOR

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natali Rivas

##### 3.3.2.1.1 Equipos

- Solución de nitrato de plata que contenga 4,791 g/L (equivale a 0,001 de ión cloruro por mililitro).
- Solución indicadora de cromato de potasio: 5 g/100mL de agua.
- Solución de ácido: ácido sulfúrico o nítrico 0,02N.
- Solución indicadora de fenolftaleína 1g/ 100mL alcohol al 50%.
- Carbonato de calcio: precipitado, de grado químicamente puro.
- Agua destilada.
- Pipetas graduadas: una de 1mL y otra de 10mL.
- Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco.



- Varilla de agitación.

### 3.3.2.1.2 Procedimiento

Una vez recolectado el filtrado el cual se obtuvo mediante el método de filtrado API se procede de la siguiente manera:

- Medir un mililitro o más de filtrado y trasladar al recipiente de titulación.
- Agregar 3 gotas de la solución indicadora de fenolftaleína.
- Si el color del indicador cambia a rosado, se agrega el ácido sulfúrico hasta que vuelva al color original.
- Si no se observa cambio alguno en el color se debe agregar de 5 a 10 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.
- Mientras se agita la mezcla, agregar el nitrato de plata hasta que cambie el color de amarillo a naranja o rojo.
- Registrar la cantidad usada de nitrato de plata en mL. Si se utiliza más de 10mL de nitrato de plata se debe repetir la prueba.
- Indicar la concentración iónica de cloruros presentes en el filtrado (mL por litro), de la siguiente manera:

$$\text{Cloruro} \left( \frac{\text{mg}}{\text{L}} \right) = \frac{\text{mL de nitrato de plata} * 0,0282 * 1000}{\text{mL de filtrado}} \quad \text{Ec. 3.1}$$

### 3.3.2.2 Dureza total de Calcio

El propósito de ésta prueba es determinar la cantidad de sales disueltas de calcio (agua dura) en el filtrado que tenemos.

#### 3.3.2.2.1 Equipo

- Solución de ácido EDTA, versenato 1mL = 400mg Ca<sup>++</sup>.
- Solución amortiguadora de dureza (hidróxido amónico).
- Solución indicadora de dureza calamgite.
- Recipiente de valoración, 100 a 150 ml preferiblemente blanco.
- Tres pipetas graduadas, una de 1ml, 5ml y 10ml.
- Agua destilada.
- Indicador Calver II.

- Agente de enmascaramiento: volumen de mezcla 1:1:2 de trietanolamina.

### 3.3.2.2 Procedimiento

- Añadir 1 mL de filtrado a probar, en el recipiente de valoración.
- Añadir 1 mL de solución amortiguadora de dureza.
- Añadir 6 gotas de la solución indicadora calamgite, con lo cual deberá aparecer un color rojo tinto si la muestra contiene calcio.
- Usando una pipeta, valorar con la solución de versenato estándar, agitando continuamente hasta la muestra se vuelva azul por primera vez, sin que quede ningún rastro rojo. Registrar el número de mL de solución de versenato utilizados.

$$\text{Dureza del calcio} \left( \frac{\text{mg}}{\text{L}} \right) = \frac{\text{mL de versenato} \cdot 400}{\text{mL filtrado}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

### 3.3.2.3 Alcalinidad del filtrado Pf y Mf.

El objetivo principal de esta prueba será determinar la cantidad de iones que se encuentran disueltos en el filtrado y contribuyen a la alcalinidad del fluido.

#### 3.3.2.3.1 Equipo

- Solución ácida normalizada 0,02N (N/50), ácido sulfúrico o nítrico. También se puede utilizar la solución ácida normalizada 0,1N (N/10) pero convirtiéndole el equivalente ml 0,02N por 5.
- Solución indicadora de fenolftaleína.
- Solución indicadora de anaranjado de metilo: 0,1 g por 100 cm<sup>3</sup> de agua.
- Recipiente de valoración de 100 150 mL, de color blanco.
- Pipetas graduadas: dos de 1 ml y otro de 10 ml.
- Varilla de agitación.

#### 3.3.2.3.2 Procedimiento

- Agregar el recipiente de valoración 1mL de filtrado.
- Añadir dos o más gotas de la solución indicadora de fenolftaleína.
- Si el fluido se vuelve de color rosado se debe añadir ácido 0,02N gota a gota con una pipeta hasta que el color rosado desaparezca. Si le color de

la muestra es tal que se enmascara el cambio de color del indicador, el punto final se toma cuando el pH cae a 8,3.

- Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado  $P_f$ , como número de mL de ácido 0,02N requeridos por mL de filtrado para lograr el punto final.
- Añadir 3 o 4 gotas de indicador de anaranjado de metilo a la muestra.
- Valorar con ácido 0,02N hasta que el color se vuelva amarillo.
- El valor de  $M_f$  se indicará como el volumen total (mL) de ácido usado para el  $P_f$  más esta última valoración.

Mediante los valores obtenidos con la prueba anterior para  $P_f$  y  $M_f$ , se realiza una relación con dichos valores ( $P_f/M_f$ ), calculando la concentración de los iones  $\text{OH}^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  en el fluido de perforación con las fórmulas establecidas en la tabla 3.3.

**TABLA 3.3: CONCENTRACION DE IONES. VALORES  $P_f / M_f$ , mg/L**

Valores $P_f / M_f$	[OH]	[CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ]	[HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ]
$P_f = 0$	0	0	1220 $M_f$
$2 P_f < M_f$	0	1200 $P_f$	1200 ( $M_f - 2 P_f$ )
$2 P_f = M_f$	0	1200 $P_f$	0
$2 P_f > M_f$	340 ( $2 P_f - M_f$ )	1200 ( $M_f - P_f$ )	0
$P_f = M_f$	340 $M_f$	0	0

**FUENTE:** BAKER HUGHES INTEQ

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 3.3.2.4 Alcalinidad de lodo base agua $P_m$

Esta prueba sirve para determinar la alcalinidad  $P_m$  de un lodo base agua y saber qué cantidad de material alcalino del fluido es soluble e insoluble.

##### 3.3.2.4.1 Equipo

- Recipiente de valoración de preferencia color blanco.
- Jeringa 3 mL.
- Varilla agitadora
- Pipeta de 5 mL.
- Cilindro graduado 50 mL

- Solución de ácido sulfúrico 0,02N (N/50).
- Solución indicadora de fenolftaleína.
- Agua destilada.

#### **3.3.2.4.2 Procedimiento**

- Medir 1 mL de lodo dentro del recipiente de valoración con el uso de la jeringa.
- Diluir el lodo con 25 mL de agua destilada.
- Añadir 5 gotas de indicador de fenolftaleína y mientras se agita la mezcla se debe añadir el ácido 0,02N hasta que el color rosado desaparezca.
- Si la mezcla está demasiado coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH es 8.
- Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del lodo Pm, en mL de ácido 0,02N (N/50) requeridos por mL de lodo.

### **3.3.3 PRUEBA ESPECIAL: PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (PPT)**

El objetivo de ésta prueba es observar el comportamiento del fluido de perforación a una temperatura y presión semejantes a la de la formación, ésto se lo realizará en discos de cerámica de aloxita que simulan la misma.

El principal parámetro que se estudia en la PPT, es la cantidad de filtrado de lodo que invade a la formación en el transcurso de un determinado tiempo. Otro parámetro es el revoque, en el cual se considera su espesor y la textura del mismo.

#### **3.3.3.1 Equipo**

- Ensamble de presurización con CO<sub>2</sub>
- Recibidor de contrapresión
- Válvula de bola para entrada de presión
- Camisa de calentamiento
- Celda con tapa doble

- Llave especial para asegurar las tapas de la celda
- Pistón
- Herramienta en T
- Válvula para entrada hidráulica
- Bomba hidráulica con manguera de acoplamiento rápido.

**FIGURA 3.11: EQUIPO PPT**



**FUENTE:** Q MAX ECUADOR

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natali Rivas

### ***3.3.3.2 Armado del equipo***

- Poner a precalentar la camisa de calentamiento, conectar a la corriente eléctrica y luego girar la perilla del termostato hasta el número 7 una vez alcanzada la temperatura deseada (150 F) mover la perilla al número 2 para estabilizar la temperatura, registrar el tiempo que le toma al equipo alcanzar la temperatura deseada.
- Remojar el disco de cerámica en el fluido base del lodo por 5 o 10 minutos.
- Poner grasa de silicona en los O-rings y poner la tapa IN, asegurarla muy bien con la llave especial.

- Colocar la celda en la camisa de calentamiento, girar en forma circular hasta sentir que la celda se asienta y ya no gira.
- Colocar grasa de silicona en los O-ring del pistón, y con la herramienta en T colocar el pistón dentro de la celda, mover hacia arriba y hacia abajo para constatar el libre movimiento del mismo, desenroscar la herramienta T y retirarla.
- Colocar la válvula (vástago) de la parte inferior, de ingreso de fluido hidráulico y conectar la manguera de la bomba hidráulica.
- Colocar 300 ml de fluido de perforación dentro de la celda con cuidado de no contaminar los O-rings.
- Abrir las válvulas de entrada de fluido hidráulico y cerrar la válvula de alivio de la bomba, ingresar fluido hidráulico hasta que el lodo llegue al tope del recipiente.
- Colocar el disco de cerámica
- Poner grasa en los O-ring de la tapa OUT y colocarla, asegurarla con la llave especial.
- Colocar la válvula (vástago) superior y la válvula de bola.
- Colocar el recipiente receptor de contrapresión y asegurar con la chaveta.
- Colocar el presurizador y asegurar con la chaveta
- Asegurar todas las válvulas hasta que todas estén cerradas.

#### ***3.3.3.3 Realización de la prueba***

- Ingresar fluido hidráulico hasta que el manómetro marque 200 psi.
- Después de un momento volvemos a ingresar fluido hidráulico hasta que el manómetro marque 1500 psi.
- Poner 100 psi con el presurizador ubicado en la parte superior del equipo.
- Abrir la válvula de bola y luego abrir lentamente la válvula de salida (vástago).
- Después de 30 segundos abrir la válvula de purga y captar el filtrado en una probeta, una vez que deje de salir fluido cerrar la válvula.

- Mantener la presión de 1500 psi sobre la celda durante los 30 minutos de la prueba, ya que al purgar el filtrado sufre una caída de presión en dicha celda.
- Abrir la válvula de purga cada 7.5 minutos, captando el filtrado en la probeta graduada.
- Cerrar la válvula de purga y abrir la válvula de alivio de la bomba, con el fin que el aceite hidráulico retorne a la bomba.
- Dejar las válvulas (vástagos) de entrada y salida abiertas, y la válvula de bola también abierta para que la contrapresión desaloje el aceite hidráulico de la celda.
- Apagar y desconectar la camisa de calentamiento.

**Importante:** Empezar a desarmar el equipo al momento que se encuentre completamente frío.

#### ***3.3.3.4 Desarmado del equipo***

**Importante:** Una vez que el equipo esté completamente frío fijarse que el equipo este despresurizado, en caso de no estarlo abrir la válvula de purga, poner una probeta por si sale algún remanente de lodo, cerrar todas las válvulas para empezar a desarmarlo.

- Retirar la chaveta que asegura el equipo de presurización y seguidamente retirar dicho equipo.
- Quitar la chaveta del recibidor de contrapresión y retirarlo.
- Retirar la válvula (vástago) superior girando muy lentamente y con mucha precaución.
- Retirar la tapa OUT de la celda utilizando la llave especial
- Retirar el disco de cerámica con mucho cuidado y desalojar el lodo de la celda
- Retirar la válvula (vástago) inferior
- Sacar la tapa IN
- Utilizando la herramienta T retirar el pistón del interior de la celda
- Lavar los implementos que lo ameriten y dejar secar completamente.

### 3.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

Las pruebas de laboratorio se realizan para todos los fluidos elaborados. A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada fluido elaborado, en las respectivas pruebas físicas, químicas y prueba especial (PPT).

Cabe indicar que la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad se realiza en discos filtro cerámico, de aloxita con un diámetro de 2 ½" y con un espesor de ¼". Debido a especificaciones de la Compañía QMAX ECUADOR S.A. se realiza en éstos discos con una permeabilidad de 10 darcys y 35 micrones.

#### 3.4.1 FLUIDO ELABORADO CON CAMIX

**TABLA 3.4: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO CON CAMIX**

FLUIDO CON CAMIX						
REOLOGÍA	VELOCIDADES (rpm)					
	600	300	200	100	6	3
FLUIDO A COND. NORMALES	54	38	27	19	5	3
FLUIDO ROLADO	66	47	38	27	7	5
<b>GELES</b>	<b>10"</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	4		4		5	
FLUIDO ROLADO	5		6		7	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>MI</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5,7		SPURT LOSS		1,8	
FLUIDO ROLADO	5,5		7.5'/15'/22.5'/30'		2,1 / 3,1 / 3,2 / 3,3	

ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 3.4.2 FLUIDO ELABORADO CON CARBONATO A-325

**TABLA 3.5: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO CON CARBONATO A-325**

FLUIDO CON CARBONATO A-325						
REOLOGÍA	VELOCIDADES (rpm)					
	600	300	200	100	6	3
FLUIDO A COND. NORMALES	33	24	19	14	5	4
FLUIDO ROLADO	34	24	20	17	7	5
<b>GELES</b>	<b>10"</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5		6		6	
FLUIDO ROLADO	7		8		9	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6,8		SPURT LOSS		1,3	
FLUIDO ROLADO	13		7.5'/15'/22.5'/30'		1,7 / 2 / 2,1 / 2,2	

ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas



### 3.4.3 FLUIDO ELABORADO CON CARBONATO A100

**TABLA 3.6: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO CON CARBONATO A-100**

<b>FLUIDO CON CARBONATO A-100</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	35	26	22	17	6	5
FLUIDO ROLADO	34	25	21	16	6	5
<b>GELES</b>	<b>10"</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6		6		6	
FLUIDO ROLADO	6		6		6	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	7		SPURT LOSS		1,5	
FLUIDO ROLADO	9		7.5'/15'/22.5'/30'		1,8 / 2 / 2,1 / 2,1	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.4 FLUIDO ELABORADO CON CARBONATO A-30

**TABLA 3.7: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO CON CARBONATO A-30**

<b>FLUIDO CON A-30</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	36	25	20	15	5	4
FLUIDO ROLADO	43	26	22	16	5	4
<b>GELES</b>	<b>10"</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	4		4		5	
FLUIDO ROLADO	5		4		5	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	9,3		SPURT LOSS		1	
FLUIDO ROLADO	9,8		7.5'/15'/22.5'/30'		1,2 / 1,3 / 1,4 / 1,5	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.5 FLUIDO 1: ELABORADO CON 50% DE A325 Y 50% DE A100

**TABLA 3.8: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 1**

<b>FLUIDO 1</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	33	24	19	14	5	4
FLUIDO ROLADO	31	23	19	14	6	5
<b>GELES</b>	<b>10''</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5		6		7	
FLUIDO ROLADO	6		6		7	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6,1		SPURT LOSS		1	
FLUIDO ROLADO	8,4		7.5'/15'/22.5'/30'		1,2 / 2 / 2,4 / 2,6	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.6 FLUIDO 2: ELABORADO CON 50% DE A-325 Y 50% DE A-30

**TABLA 3.9: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 2**

<b>FLUIDO 2</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	33	23	18	14	4	3
FLUIDO ROLADO	30	23	18	13	5	4
<b>GELES</b>	<b>10''</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5		5		6	
FLUIDO ROLADO	5		5		5	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6,3		SPURT LOSS		1,6	
FLUIDO ROLADO	8,1		7.5'/15'/22.5'/30'		2,3 / 2,6 / 2,7 / 2,8	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.7 FLUIDO 3: ELABORADO CON 50% DE A100 Y 50% DE A30

**TABLA 3.10: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 3**

<b>FLUIDO 3</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	34	24	20	14	5	4
FLUIDO ROLADO	34	25	21	15	6	4
<b>GELES</b>	<b>10''</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6		6		6	
FLUIDO ROLADO	6		6		7	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	8		SPURT LOSS		1,6	
FLUIDO ROLADO	8,3		7.5'/15'/22.5'/30'		2,1 / 2,6 / 3 / 3,2	

ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.8 FLUIDO 4: ELABORADO CON 50% DE A-325, 25% DE A-100 Y 25% DE A-30

**TABLA 3.11: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 4**

<b>FLUIDO 4</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	31	22	18	13	5	4
FLUIDO ROLADO	32	23	19	14	5	4
<b>GELES</b>	<b>10''</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5		6		6	
FLUIDO ROLADO	4		6		6	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6,8		SPURT LOSS		0.9	
FLUIDO ROLADO	7,6		7.5'/15'/22.5'/30'		1,7 / 2,1 / 2,6 / 2,7	

ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.9 FLUIDO 5: ELABORADO CON 70% DE A-325 Y 30% DE A-100

**TABLA 3.12: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 5**

<b>FLUIDO 5</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	30	21	18	12	5	4
FLUIDO ROLADO	29	21	18	12	4	3
<b>GELES</b>	<b>10"</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6		5		6	
FLUIDO ROLADO	5		5		6	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	7		SPURT LOSS		2,2	
FLUIDO ROLADO	8,		7.5'/15'/22.5'/30'		2,7 / 3,5 / 3,6 / 3,7	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.10 FLUIDO 6: ELABORADO CON 70% DE A-325 Y 30% DE A-30

**TABLA 3.13: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 6**

<b>FLUIDO 6</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	31	22	18	14	5	4
FLUIDO ROLADO	31	22	19	14	6	4
<b>GELES</b>	<b>10"</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	4		5		6	
FLUIDO ROLADO	5		6		7	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	7,3		SPURT LOSS		1	
FLUIDO ROLADO	8,3		7.5'/15'/22.5'/30'		1,7 / 2,3 / 2,7 / 2,8	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.11 FLUIDO 7: ELABORADO CON 50% DE A325, 20% DE A100 Y 30% DE A30

**TABLA 3.14: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 7**

<b>FLUIDO 7</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	30	22	18	13	5	4
FLUIDO ROLADO	28	20	18	13	4	3
<b>GELES</b>	<b>10''</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5		5		6	
FLUIDO ROLADO	5		5		6	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6		SPURT LOSS		0,57	
FLUIDO ROLADO	7		7.5'/15'/22.5'/30'		1,2 / 1,3 / 1,5 / 1,6	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.12 FLUIDO 8: ELABORADO CON 80% DE A325 Y 20% DE A30

**TABLA 3.15: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 8**

<b>FLUIDO 8</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	35	25	21	16	6	5
FLUIDO ROLADO	30	24	20	15	5	4
<b>GELES</b>	<b>10''</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5		6		6	
FLUIDO ROLADO	5		6		7	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	7		SPURT LOSS		0,3	
FLUIDO ROLADO	9,2		7.5'/15'/22.5'/30'		0,7 / 1,1 / 1,2 / 1,4	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.13 FLUIDO 9: ELABORADO CON 60% DE A325, 10% DE A100 Y 30% DE A30

**TABLA 3.16: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 9**

<b>FLUIDO 9</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	31	23	19	14	5	4
FLUIDO ROLADO	28	20	17	14	5	4
<b>GELES</b>	<b>10"</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5		5		5	
FLUIDO ROLADO	4		4		5	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	7,2		SPURT LOSS		0,9	
FLUIDO ROLADO	8,5		7.5'/15'/22.5'/30'		1,2 / 1,4 / 1,8 / 2,4	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.14 FLUIDO 10: ELABORADO CON 40% DE A325, 20% DE A100 Y 40% DE A30

**TABLA 3.17: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 10**

<b>FLUIDO 10</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	29	21	17	13	4	3
FLUIDO ROLADO	26	20	16	12	5	4
<b>GELES</b>	<b>10"</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	4		4		5	
FLUIDO ROLADO	4		4		5	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6,5		SPURT LOSS		1	
FLUIDO ROLADO	6,1		7.5'/15'/22.5'/30'		1,3 / 1,5 / 1,6 / 1,6	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.15 FLUIDO 11: ELABORADO CON 30% DE A325, 10% DE A100 Y 60% DE A30

**TABLA 3.18: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 11**

<b>FLUIDO 11</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>Ø 600</b>	<b>Ø 300</b>	<b>Ø 200</b>	<b>Ø 100</b>	<b>Ø 6</b>	<b>Ø 3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	30	22	18	14	6	5
FLUIDO ROLADO	29	22	16	14	9	3
<b>GELES</b>	<b>10''</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	4		4		4	
FLUIDO ROLADO	4		4		5	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	8		SPURT LOSS		1	
FLUIDO ROLADO	6		7.5'/15'/22.5'/30'		1,5 / 1,8 / 4,4 / 6,5	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.16 FLUIDO 12: ELABORADO CON 70% DE A325, 10% DE A100 Y 20% DE A30

**TABLA 3.19: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 12**

<b>FLUIDO 12</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDAD (rpm)</b>					
	<b>Ø 600</b>	<b>Ø 300</b>	<b>Ø 200</b>	<b>Ø 100</b>	<b>Ø 6</b>	<b>Ø 3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	28	20	16	12	4	3
FLUIDO ROLADO	31	23	19	15	6	5
<b>GELES</b>	<b>10''</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5		5		6	
FLUIDO ROLADO	6		6		7	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	6,6		SPURT LOSS		1,4	
FLUIDO ROLADO	9,2		7.5'/15'/22.5'/30'		2,5 / 2,9 / 3,1 / 3,4	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

### 3.4.17 FLUIDO 13: ELABORADO CON 80% DE A325, 10% DE A100 Y 10% DE A30

**TABLA 3.20: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO 13**

<b>FLUIDO 13</b>						
<b>REOLOGÍA</b>	<b>VELOCIDADES (rpm)</b>					
	<b>600</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	31	23	18	14	4	3
FLUIDO ROLADO	30	23	18	13	4	3
<b>GELES</b>	<b>10''</b>		<b>10'</b>		<b>30'</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	5		5		6	
FLUIDO ROLADO	5		5		5	
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>		<b>FILTRADO PPT</b>		<b>mL</b>	
FLUIDO A COND. NORMALES	8,1		SPURT LOSS		0,7	
FLUIDO ROLADO	8,4		7.5'/15'/22.5'/30'		1 / 1,2 / 1,3 / 1,4	

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Además, se realizaron las pruebas químicas al filtrado de cada uno de los fluidos obteniendo los resultados que se presentan en la tabla 3.21.

**TABLA 3.21: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS REALIZADAS A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

	<b>Pf</b>	<b>Mf</b>	<b>Cl</b>	<b>Ca</b>	<b>Pm</b>
<b>A325</b>	0,3	4,1	1,1	1,8	0,1
<b>A100</b>	0,5	4,6	1,3	2,8	0,2
<b>A30</b>	0,3	3,8	1,2	2	0,1
<b>Camix</b>	0,2	4,1	1,2	2	0,2
<b>Fluido 1</b>	0,1	4	1,4	1,2	0,1
<b>Fluido 2</b>	0,4	6	1,8	0,5	0,2
<b>Fluido 3</b>	0,5	4,2	1,7	0,2	0,1
<b>Fluido 4</b>	0,1	5,9	1,4	1,5	0,1
<b>Fluido 5</b>	0,4	4,4	1,4	0,7	0,3
<b>Fluido 6</b>	0,3	3,5	1,3	0,6	0,3
<b>Fluido 7</b>	0,2	2,8	0,92	1,4	0,1
<b>Fluido 8</b>	0,2	3,6	1,52	0,93	0,2
<b>Fluido 9</b>	0,2	3,9	1,5	0,65	0,3
<b>Fluido 10</b>	0	2,2	1	0,25	0
<b>Fluido 11</b>	0	2,5	1,1	0,68	0
<b>Fluido 12</b>	0,3	3,8	1,4	0,83	0,1
<b>Fluido 13</b>	0,2	4,7	1,8	1,22	0,4

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas



## CAPÍTULO 4

### ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

#### 4.1 ANÁLISIS TÉCNICO

A continuación se presenta un análisis técnico de los datos obtenidos en cada prueba realizada en el laboratorio, este análisis se lo ejecuta para cada fluido elaborado.

Para el análisis técnico de las pruebas realizadas se toma en cuenta los rangos permisibles para cada una de ellas, los cuales son utilizados en el campo por la empresa Q-MAX S.A. y se detallan en la tabla 4.1. Para la elaboración de esta tabla se tomaron en cuenta los parámetros especificados en los anexos 5 y 6.

**TABLA 4.1: RANGOS PERMISIBLES DE LAS PRUEBAS PARA LA ZONA DE PRODUCCIÓN**

RANGOS PERMISIBLES DE LAS PRUEBAS REALIZADAS PARA LA ZONA DE PRODUCCIÓN	
FILTRADO API (mL)	5 - 8
YIELD POINT (lbf/100ft <sup>2</sup> )	15 - 30
PESO DEL LODO (ppg)	9,0 - 9,2
PV (cp)	mínimo posible
FILTRADO PPT (mL)	2 - 3
SPURT LOSS (mL)	0 - 1
CLORUROS (mg/L)	900 -1200
CALCIO (mg/L)	< 200
Pf (mL)	0,05 - 0,15
Mf (mL)	0,15 - 0,30

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

En el análisis de reología los resultados obtenidos serán muy similares entre fluidos, como se puede observar en el capítulo 3, estas similitudes se dan debido a que todos los fluidos están elaborados sobre el mismo fluido base, las variaciones que se observan en general pueden ser producto de la temperatura, o de la cantidad de sólidos que tenga cada fluido, estas dos son las condiciones que afectan a este análisis.

Todos los fluidos tienen la misma concentración de carbonato de calcio, pero la cantidad de partículas de sólido dependerá de las mallas y del porcentaje en que se añadan cada una de estas.

Tanto la viscosidad plástica como el punto cedente se ven afectados por mayor o menor presencia de sólidos, esto se debe a la atracción que existe entre las partículas, mientras más pequeñas sean las partículas mayor será la atracción entre ellas y por lo tanto será mayor la viscosidad plástica.

A continuación se presentan los resultados de viscosidad plástica y punto cedente para cada uno de los fluidos elaborados.

**TABLA 4.2: RESULTADOS DE VISCOSIDAD PLÁSTICA Y PUNTO CEDENTE EN LOS FLUIDOS ELABORADOS**

	ANTES DE ROLAR		DESPUÉS DE ROLAR	
	Viscosidad Plástica VP (cP)	Punto Cedente YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	Viscosidad Plástica VP (cP)	Punto Cedente YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )
<b>A325</b>	9	15	10	15
<b>A100</b>	9	17	9	16
<b>A30</b>	11	14	17	9
<b>Camix</b>	16	22	19	28
<b>Fluido 1</b>	9	15	8	15
<b>Fluido 2</b>	10	13	7	16
<b>Fluido 3</b>	10	14	9	16
<b>Fluido 4</b>	9	13	9	14
<b>Fluido 5</b>	9	12	8	13
<b>Fluido 6</b>	9	13	9	13
<b>Fluido 7</b>	8	14	8	12
<b>Fluido 8</b>	10	15	6	18
<b>Fluido 9</b>	8	15	8	12
<b>Fluido 10</b>	8	13	6	14
<b>Fluido 11</b>	8	14	7	15
<b>Fluido 12</b>	8	12	8	15
<b>Fluido 13</b>	8	15	7	16

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Con la realización de las pruebas de esfuerzo de gel, lo que se quiere es obtener una medida de la tixotropía presente en el fluido, es decir se determina la capacidad del fluido de formar una estructura de gel al estar estático. Los resultados que se obtuvieron en estas pruebas demuestran que el fluido

elaborado tiene buenas propiedades de gelificación, ya que los valores obtenidos se encuentran en los rangos especificados en la tabla 4.1.

#### 4.1.1 PRUEBA PPT Y FILTRADO API

Debido a que los resultados obtenidos en la prueba PPT y de filtrado API son los más relevantes, se van a analizar los mismos individualmente para cada fluido elaborado en el laboratorio.

Los rangos que se van a utilizar para saber si el lodo cumple con las especificaciones para la zona del hueco de producción son los siguientes:

- Filtrado después de los 30 minutos: 1mL – 1,1mL
- La pérdida final de fluido PPT debe estar entre 2 mL – 3mL. Este filtrado se lo calcula de la siguiente manera:

$$\text{Valor PPT (mL)} = 2 \times (\text{*mL de fluidos recuperados en 30min})$$

\* Esto incluye la cantidad de spurt loss

- Además se debe observar la textura y espesor de los revoques originados por la filtración tanto en el disco cerámico como en el papel filtro

##### 4.1.1.1 Fluido elaborado con CAMIX

El CAMIX es una mezcla de varias mallas de carbonato de calcio, es la más utilizada en el campo, se realizan las pruebas de filtrado y PPT para esta combinación de carbonatos y los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.3.

**TABLA 4.3: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DE CAMIX**

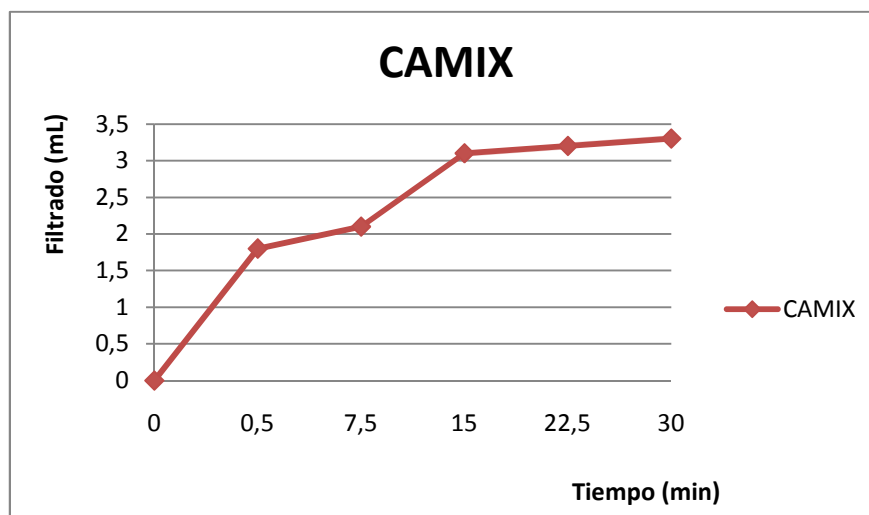
FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	5,7	SPURT LOSS	1,8
FLUIDO ROLADO	5,5	7.5'/15'/22.5'/30'	2,1 / 3,1 / 3,2 / 3,3
		TOTAL FILTRADO	6,6

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Este lodo realizado con CAMIX cumple con todas las condiciones y características para poder formar un puenteo en zonas productoras. Se lo podría utilizar para las

zonas productoras de éste proyecto, pero de acuerdo con los valores obtenidos en la prueba PPT, dicho lodo genera un filtrado mayor al que se puede tolerar y al nivel que se tiene como objetivo, el cual es de 1mL o 1,1mL en los 30 minutos

**FIGURA 4.1: RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON CAMIX**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.2 Fluido elaborado con Carbonato A-325

En este caso, se realizaron las pruebas con los carbonatos individuales para evaluar el comportamiento de la cada uno de ellos, los resultados del carbonato A-325 se presentan en la tabla 4.4, éste es el carbonato con gránulos de menos diámetro que 0,043 milímetros (tabla 2.5).

**TABLA 4.4: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL CARBONATO A-325**

FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	6,8	SPURT LOSS	1,3
FLUIDO ROLADO	13	7.5'/15'/22.5'/30'	1,7 / 2 / 2,1 / 2,2
		TOTAL FILTRADO	4,4

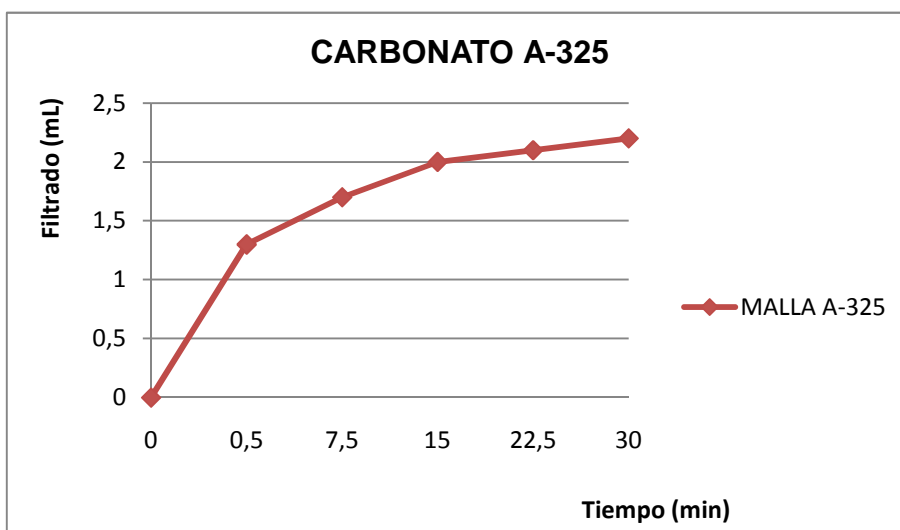
**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

A pesar de poseer un YP = 15 lb/100 ft<sup>2</sup> que está dentro del rango para la zona de producción, este lodo tiene un filtrado API y PPT demasiado alto para esta zona, filtrado API de 6 a 8 mL (ANEXO 5).

Se podría considerar que el lodo elaborado con el carbonato de calcio A-325 es uno de los mejores, debido a que el tamaño de sus partículas taponan de gran manera los poros de la roca, esto se determina con el valor obtenido del spurt loss, pero se debe tomar en cuenta que también el material puenteante debe poseer la facilidad de desprenderse de éstos poros

Característica que no posee este fluido, debido a que únicamente está elaborado por un mismo tamaño de partícula, esto hace que entre éstas exista una atracción muy fuerte, impidiendo su desprendimiento. Así puede ocasionar otros problemas futuros como pega diferencial.

**FIGURA 4.2: RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CARBONATO A-325**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.3 Fluido elaborado con Carbonato A-100

El carbonato A100 tiene un diámetro de 0.147 milímetros, siendo de un mayor diámetro que el carbonato A325 y los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.5.

**TABLA 4.5: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL CARBONATO A-100**

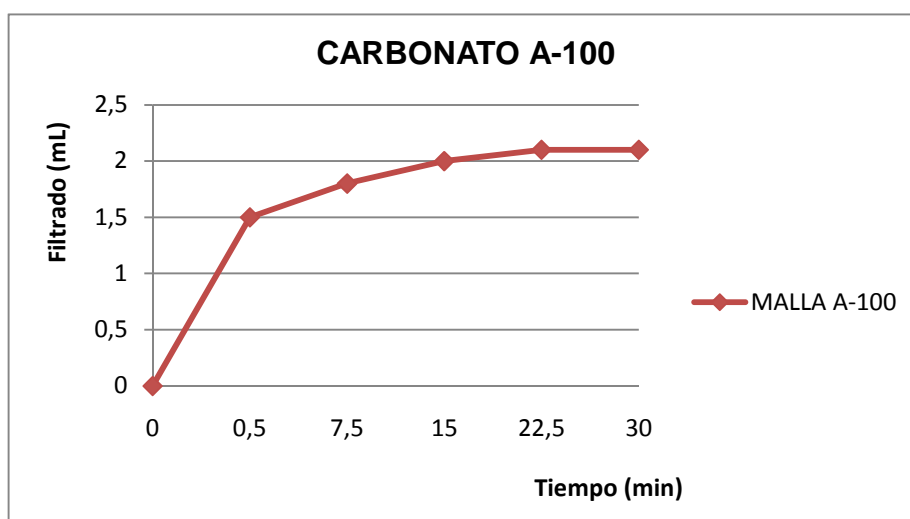
FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	7	SPURT LOSS	1,5
FLUIDO ROLADO	9	7.5'/15'/22.5'/30'	1,8 / 2 / 2,1 / 2,1
		TOTAL FILTRADO	4,2

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

El carbonato de calcio A-100 es uno de los más usados como un material pesante/puenteante, pero combinándolo con Camix o con otras mallas de carbonatos de calcio.

Este fluido tiene un YP = 16 lb/100 ft<sup>2</sup>, el cual está dentro de los parámetros normales para la zona del hueco productor, además posee una viscosidad VP = 9 cp, también dentro de los rangos. En el análisis del filtrado API tenemos valores muy altos, los cuales no garantizan un buen sello en las paredes de la formación y taponamiento de sus poros; esto también se respalda en los valores de la prueba PPT durante los 30 minutos de la prueba.

**FIGURA 4.3: RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON CARBONATO A-100**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### **4.1.1.4 Fluido realizado con Carbonato A-30**

El carbonato A30 es el carbonato de mayor diámetro que se ha utilizado en este proyecto, su diámetro es 0,594 milímetros, y los resultados se muestran en la tabla 4.6.

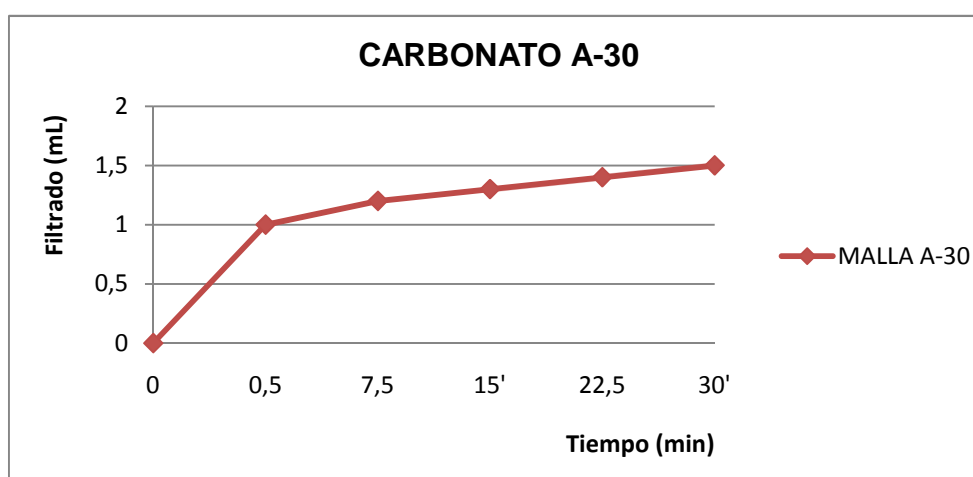
**TABLA 4.6: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL CARBONATO A-30**

FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	9,3	SPURT LOSS	1
FLUIDO ROLADO	9,8	7.5'/15'/22.5'/30'	1,2 / 1,3 / 1,4 / 1,5
		TOTAL FILTRADO	3

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

En los análisis de PPT se puede observar que las lecturas de filtrado están dentro del rango estimado con respecto al filtrado PPT, pero en el filtrado API se tiene una elevada lectura en relación a los rangos establecidos, esto se debe a que las partículas del carbonato A-30 son demasiadas grandes para taponar los poros de los discos filtro y de los cores de las formaciones en estudio. En el papel filtro se observa que las partículas de este carbonato y el fluido forman grumos, con lo que facilita el paso excesivo de filtrado; y se tiene un bajo YP de acuerdo a los parámetros establecidos en la tabla 4.1.

**FIGURA 4.4: RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON CARBONATO A-30**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.5 Fluido 1: elaborado con 50% de A-325 y 50% de A-100

Se elaboro el fluido con el 50% de cada carbonato, para evaluar el comportamiento del mismo, e ir definiendo de a poco cual es la combinación más conveniente de carbonatos, los resultados obtenidos en este fluido se presentan en la tabla 4.7.

**TABLA 4.7: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 1**

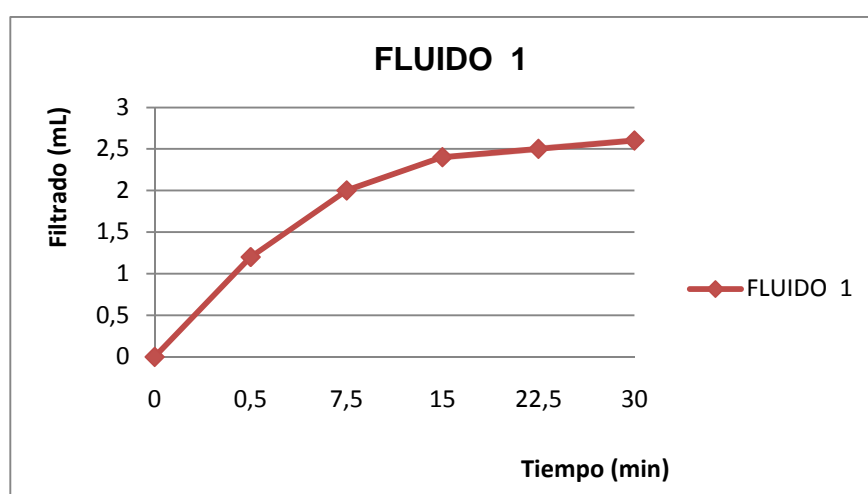
FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	6,1	SPURT LOSS	1
FLUIDO ROLADO	8,4	7.5'/15'/22.5'/30'	1,2 / 2 / 2,4 / 2,6
		TOTAL FILTRADO	5,2

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Este es uno de los primeros fluidos en el que se combina mallas de carbonatos, teniendo como resultado una filtración PPT muy alta ya que al transcurso de la prueba sus lecturas son de igual manera altas. De la misma forma se tiene un filtrado API = 8,4 ml.

A pesar de poseer un buen YP= 15 lb/100 ft<sup>2</sup> y una buena VP = 8 cp, no es un fluido que nos sirva para el puenteo, ya que está permitiendo el ingreso de fluido a la formación demostrado con las pruebas de filtrado.

**FIGURA 4.5: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 1**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.6 Fluido 2: Elaborado con 50% de A-325 y 50% de A-30

Los resultados obtenidos para este fluido se exhiben en la tabla 4.8.

**TABLA 4.8: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 2**

FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	6,3	SPURT LOSS	1,6
FLUIDO ROLADO	8,1	7.5'/15'/22.5'/30'	2,3 / 2,6 / 2,7 / 2,8
		<b>TOTAL FILTRADO</b>	5,6

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

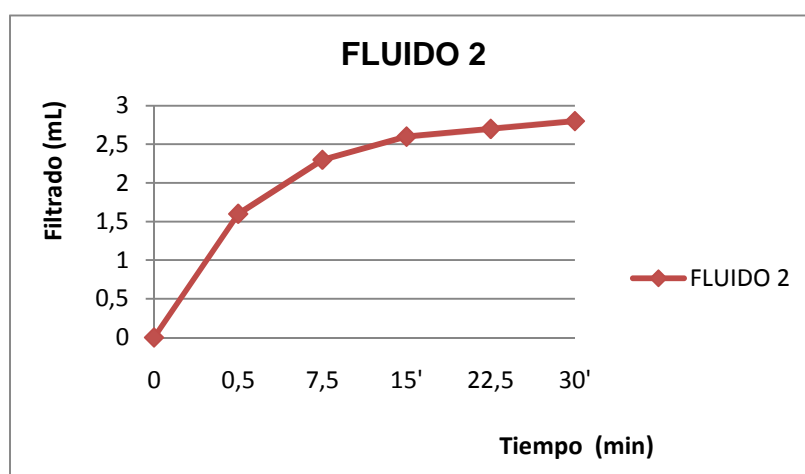
Con respecto a los resultados de YP y de VP, están dentro de los rangos normales para ser utilizados en la zona del hueco productor, además también se



puede utilizar en zonas diferentes como la de hueco intermedio, según estas lecturas efectuadas en dichos parámetros.

Tanto el filtrado API como el filtrado de la prueba PPT se obtuvieron en cantidades elevadas, por lo que se descarta este fluido para su utilización en la perforación de pozos del campo, sin embargo sirve de pauta para la elaboración de los siguientes fluidos.

**FIGURA 4.6: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 2**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### **4.1.1.7 Fluido 3: Elaborado con 50% de A100 y 50% de A30**

Esta combinación fue realizada para observar el comportamiento de los carbonatos A100 y A30 en conjunto, en partes iguales, los resultados obtenidos para éste fluido se muestran en la tabla 4.9.

**TABLA 4.9: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 3**

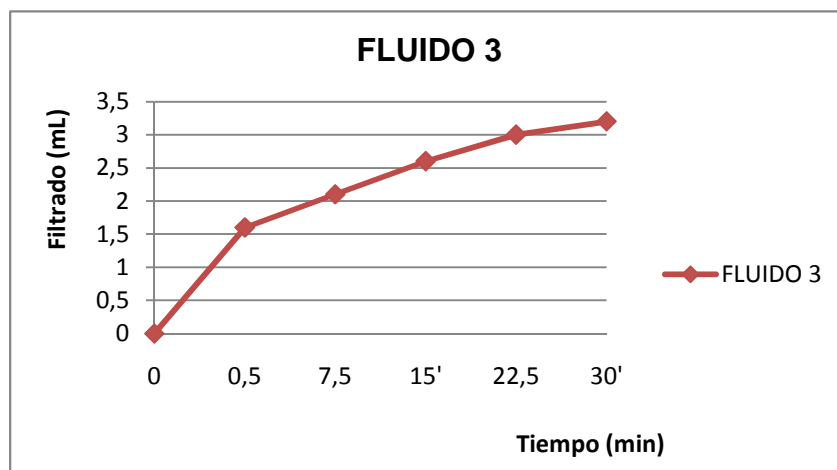
<b>FILTRADO API</b>	<b>mL</b>	<b>FILTRADO PPT</b>	<b>mL</b>
FLUIDO A COND. NORMALES	8	SPURT LOSS	1,6
FLUIDO ROLADO	8,3	7.5'/15'/22.5'/30'	2,1 / 2,6 / 3 / 3,2
		<b>TOTAL FILTRADO</b>	6,4

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

La gran cantidad de filtrado obtenido tanto en la prueba de filtrado API como en la prueba PPT, demuestra que esta combinación de partículas no es la adecuada para optimizar el puenteo en la formación.

También se observó que en los discos cerámicos, como en el papel filtro el revoque no tenía mucha flexibilidad y un mínimo espesor lo que no garantiza un buen puenteo.

**FIGURA 4.7: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 3**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.8 Fluido 4: Elaborado con 50% de A325, 25% de A100 y 25% de A30

Se realizaron también combinaciones de los tres carbonatos añadiendo diferentes porcentajes de ellos, los resultados para esta combinación se presentan en la tabla 4.10.

**TABLA 4.10: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 4**

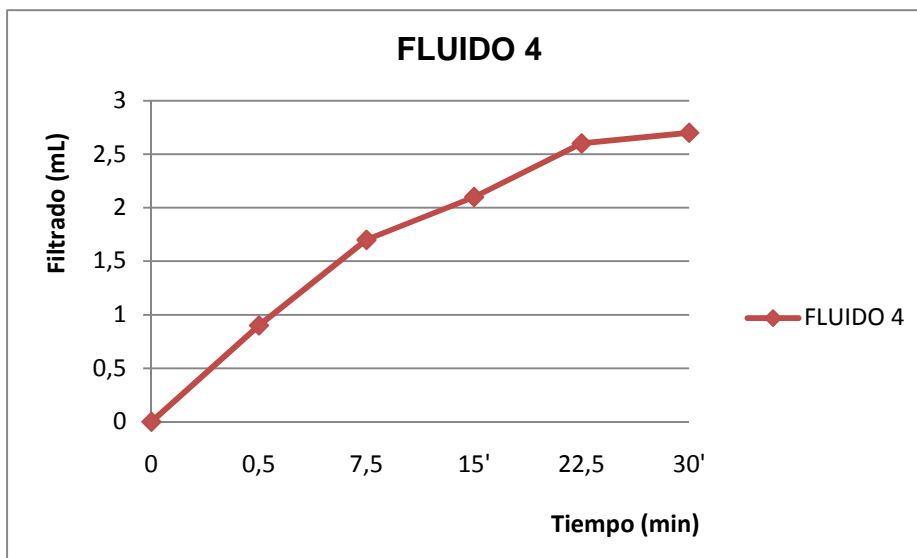
FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	6,8	SPURT LOSS	0,9
FLUIDO ROLADO	7,6	7.5'/15'/22.5'/30'	1,7 / 2,1 / 2,6 / 2,7
		TOTAL FILTRADO	5,4

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

El valor de  $YP = 14 \text{ lb}/100\text{ft}^2$  está debajo de los rangos para la zona productora, a pesar de que el  $VP = 9 \text{ cp}$  entra en los parámetros establecidos anteriormente.

A pesar de que en esta combinación se ve una reducción en la cantidad de filtrado obtenido no es aún una reducción significativa; también hubo un pobre espesor del revoque con presencia de grumos, por lo que no podemos tomar al fluido como óptimo para el puenteo.

**FIGURA 4.8: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 4**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.9 Fluidos 5: Elaborado con 70% de A325 y 30% de A100

Al observar que hay una mayor efectividad de puenteo de parte del carbonato A-325 se decidió añadir éste en mayor porcentaje en las combinaciones para la elaboración de fluidos, los resultados para este fluido se exhiben en la tabla 4.11.

**TABLA 4.11: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 5**

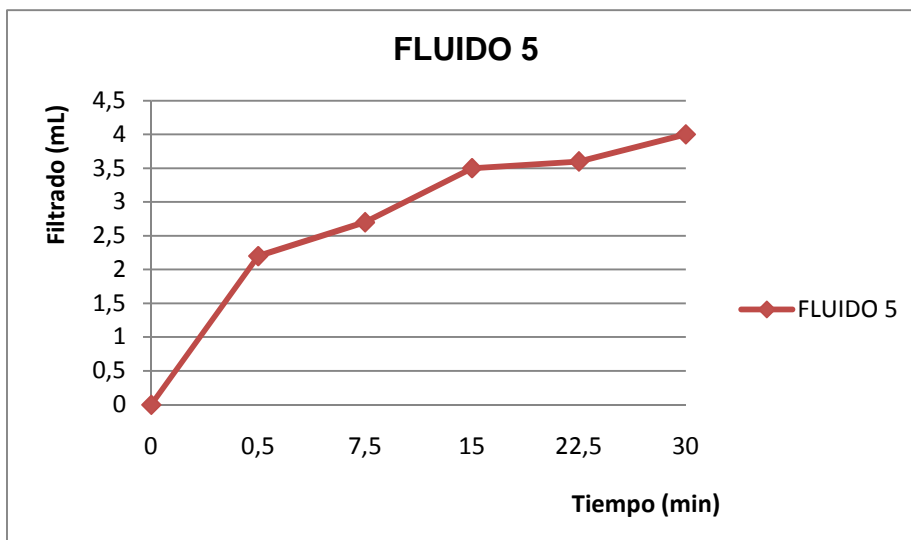
FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	7	SPURT LOSS	2,2
FLUIDO ROLADO	8,8	7.5'/15'/22.5'/30'	2,7 / 3,5 / 3,6 / 4
		TOTAL FILTRADO	8

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

A pesar de observar que el carbonato A-325 reduce el filtrado en las pruebas de PPT y API, se concluye que los porcentajes de concentración de carbonatos no son los adecuados, debido a que se tuvo un incremento exagerado de los filtrados.

También hubo una deficiente YP = 13 lb/100ft<sup>2</sup> lo que indica que éste fluido no es apto para ser utilizado en la zona de producción, ni en otras zonas como material pesante.

**FIGURA 4.9: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 5**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.10 Fluido 6: Elaborado con 70% de A325 y 30% de A30

Se elaboró este fluido para conocer el comportamiento de estos dos carbonatos combinados con mayor proporción del carbonato A325, y los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.12.

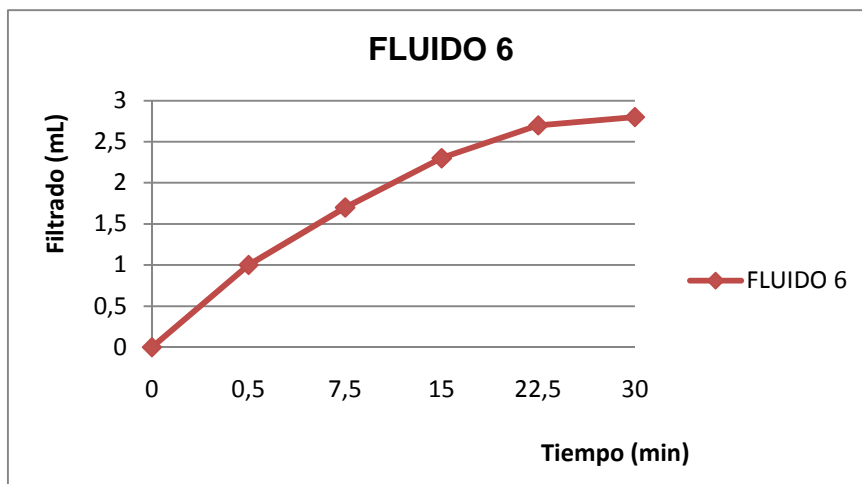
**TABLA 4.12: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 6**

FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	7,3	SPURT LOSS	1
FLUIDO ROLADO	8,3	7.5'/15'/22.5'/30'	1,7 / 2,3 / 2,7 / 2,8
		TOTAL FILTRADO	6,6

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Como se puede observar al inicio de la prueba PPT, sus lecturas son bajas pero a los 15 minutos comienza a elevarse dando como resultado final un filtrado muy alto. Mientras que el filtrado API también tiene un valor alto de 8ml.

Con respecto a los valores obtenidos de  $YP = 13 \text{ lb}/100\text{ft}^2$  y  $VP = 9 \text{ cp}$ , se considera que posee un yield point bajo, con lo cual se tiene un revoque de bajo espesor, quebradizo y gomoso, por éstas razones este fluido no es apto para la utilización en el hueco productor.

**FIGURA 4.10: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 6**

ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.11 Fluido 7: Elaborado con 50% de A325, 20% de A100 y 30% de A30

Fluido elaborado para evaluar el comportamiento de un fluido con un considerable porcentaje de carbonato A30, y los resultados del fluido se exhiben en la tabla 4.13.

**TABLA 4.13: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 7**

FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	6	SPURT LOSS	0,57
FLUIDO ROLADO	7	7.5'/15'/22.5'/30'	1,2 / 1,3 / 1,5 / 1,6
		TOTAL FILTRADO	3,2

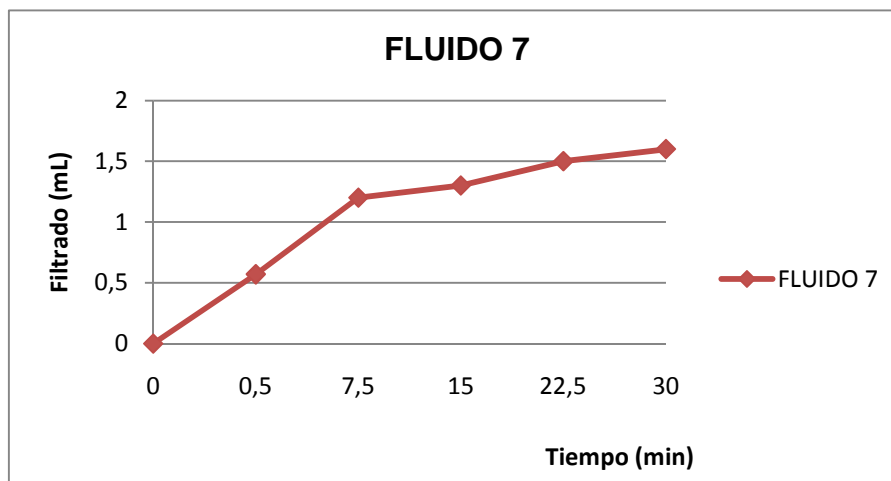
ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Esta combinación de carbonatos presenta un buen resultado en el filtrado API, pero en la prueba PPT su filtrado es muy elevado. Además su YP = 12 lb/100ft<sup>2</sup> es demasiado bajo. Los revoques del filtrado API poseen buena textura, flexibilidad y en el disco de cerámica del PPT se observa un taponamiento medio de sus poros, lo cual nos da un indicio de una buena combinación.

Este fluido se lo puede considerar para la sección de hueco intermedio, pero no con las características de puenteo sino únicamente para dar peso al fluido, ya que

de acuerdo al programa de fluidos de perforación; éste posee las características necesarias como lodo de dicha sección.

**FIGURA 4.11 CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 7**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.12 Fluido 8: Elaborado con 80% de A325 y 20% de A30

Al observar la efectividad del carbonato A325 se elaboró el fluido con un 80% del mismo, y un 20% del carbonato A30, ya que esta combinación de dos carbonatos es la que mejores resultados ha presentado.

Con el fin de optimizarla se aumento el porcentaje de carbonato A325 disminuyendo el de A30, y los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.14.

**TABLA 4.14: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 8**

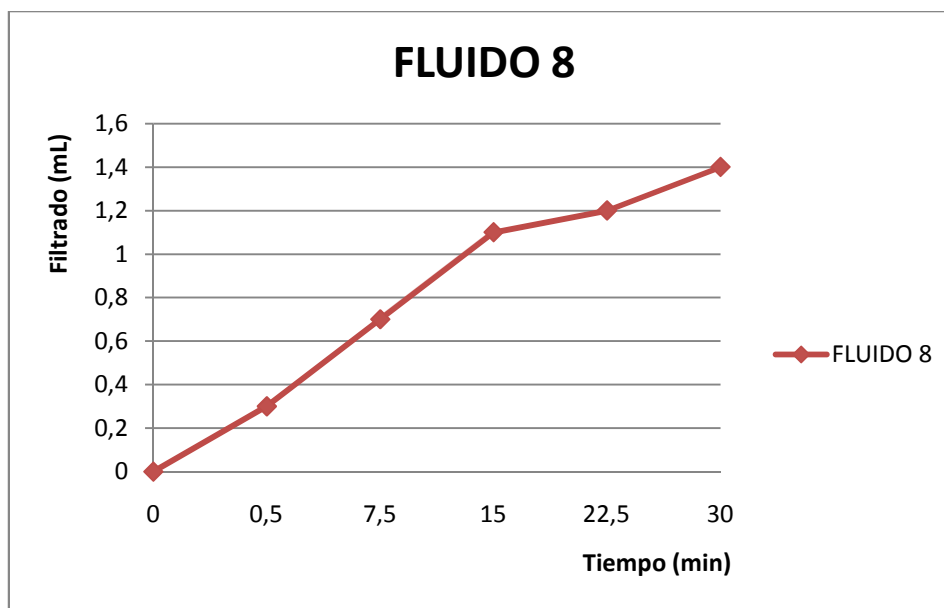
FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	7	SPURT LOSS	0,3
FLUIDO ROLADO	9,2	7.5'/15'/22.5'/30'	0,7 / 1,1 / 1,2 / 1,4
		TOTAL FILTRADO	2,8

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Este fluido presenta valores de la prueba PPT que están en los parámetros ideales (PPT = 2,8ml), además los resultados del filtrado API lo respaldan, tanto en su buena consistencia, no gomoso, y buen espesor. Cabe indicar que el volumen obtenido de filtrado después de rolar tiene un valor alto. En el análisis de

su  $YP=18 \text{ lb}/100\text{ft}^2$  y su  $VP=6 \text{ cp}$ , se puede concluir que éste fluido posee una adecuada distribución de sus partículas solidas en él, garantizando un buen sello de las gargantas porales de las paredes del pozo perforado. Por esta razón, éste fluido se lo considerará como óptimo para las pruebas que se van a realizar en los cores de las formaciones en estudio.

**FIGURA 4.12: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 8**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### **4.1.1.13 Fluido 9: Elaborado con 60% de A325, 10% de A100 y 30% de A30**

Al igual que en las combinaciones anteriores de dos carbonatos, en las combinaciones de tres carbonatos también se debe tomar muy en cuenta la textura y espesor de los revoques que se forman en la prueba API.

Se empezó a elaborar fluidos combinando los tres carbonatos, en este caso se añadió una cantidad considerable de carbonato A30 obteniendo los resultados que se presentan en la tabla 4.15.

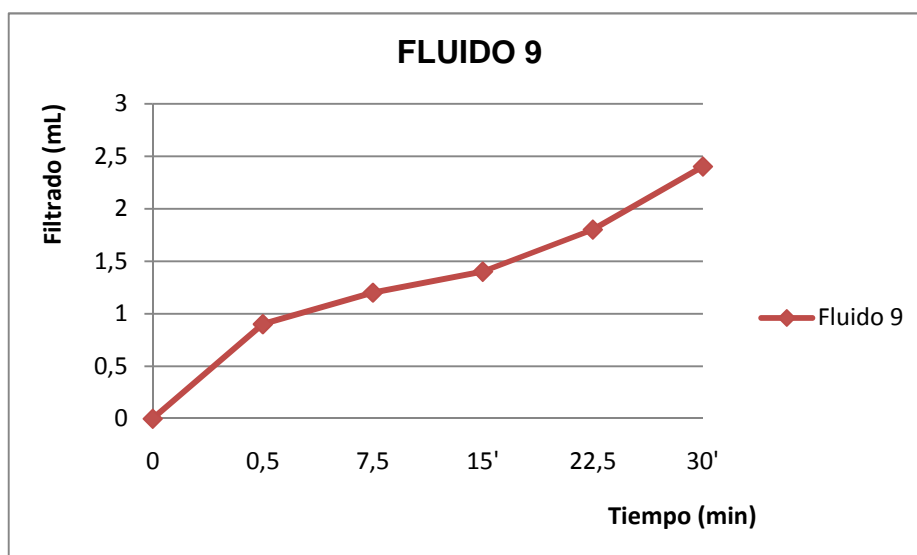
**TABLA 4.15: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 9**

FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	7,2	SPURT LOSS	0,9
FLUIDO ROLADO	8,5	7.5'/15'/22.5'/30'	1,2 / 1,4 / 1,8 / 2,4
		TOTAL FILTRADO	4,8

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Este fluido se lo puede considerar como una base para tener un fluido con la combinación de las tres mallas de carbonatos de calcio, debido a que los valores en las pruebas de filtración no son las aptas para poder ser utilizado en la sección de producción.

**FIGURA 4.13: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 9**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

En este fluido se tiene un valor muy bajo del YP = 12 lb/100ft<sup>2</sup>, lo que nos representa una mala configuración y concentración de las mallas de carbonatos que se utilizaron, debido a este factor el fluido no se puede utilizar para futuras pruebas en los cores o núcleos.

#### **4.1.1.14 Fluido 10: Elaborado con 40% de A325, 20% de A100 y 40% de A30**

Con la intención de optimizar el fluido, se añadió el carbonato A30 en un porcentaje de 40%, obteniendo los resultados que se muestran en la tabla 4.16.

**TABLA 4.16: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 10**

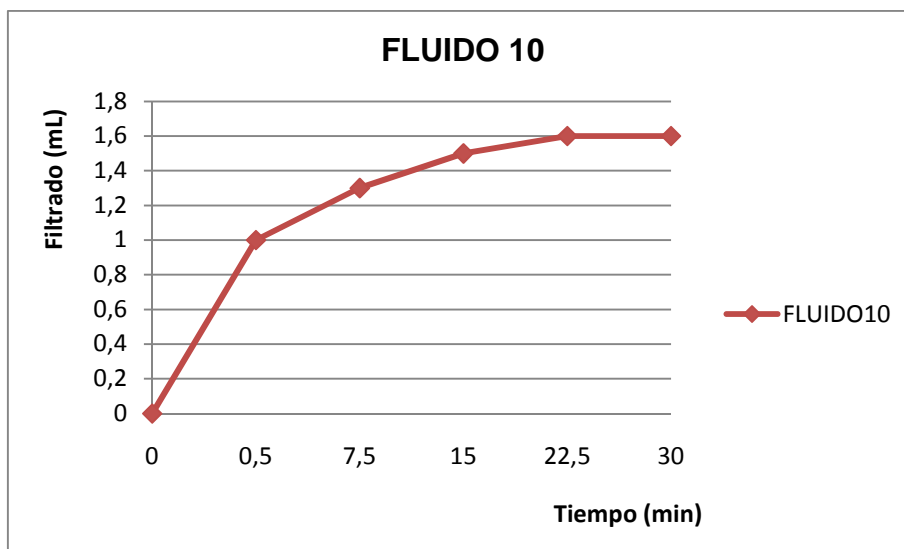
FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	6,5	SPURT LOSS	1
FLUIDO ROLADO	6,1	7.5'/15'/22.5'/30'	1,3 / 1,5 / 1,6 / 1,6
		TOTAL FILTRADO	3,2

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas



Esta combinación de carbonatos presenta un buen resultado en el filtrado API, pero en la prueba PPT su filtrado está elevado, lo que daría problemas de exceso de filtrado en la formación. Además su  $YP = 14 \text{ lb}/100\text{ft}^2$  es bajo.

**FIGURA 4.14: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 10**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Este fluido no se lo puede utilizar en la sección productora, dado a los resultados obtenidos los cuales no entran en el rango que se tiene, uno de los principales riesgos de tener un alto filtrado es de dañar a la formación taponando las gargantas porales y teniendo que realizar trabajos de acidificación u otros más complejos.

#### **4.1.1.15 Fluidos 11: Elaborado con 30% de A325, 60% de A100 y 10% de A30**

Se elaboro este fluido para evaluar el comportamiento del fluido con un mayor porcentaje de carbonato A100, obteniendo los resultados de la tabla 4.17.

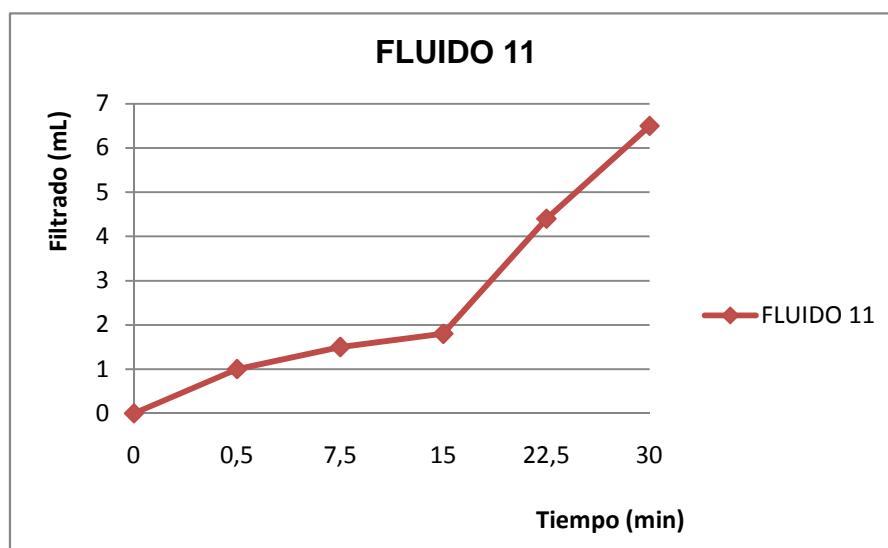
**TABLA 4.17: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 11**

FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	8	SPURT LOSS	1
FLUIDO ROLADO	6	7.5'/15'/22.5'/30'	1,5 / 1,8 / 4,4 / 6,5
		TOTAL FILTRADO	13

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Este fluido presenta un inusual incremento de filtrado en la prueba PPT a partir de la medición en los 22,5 minutos. Esto puede ocurrir cuando existe una mala configuración en las concentraciones de los carbonatos, puede que el revoque realizado fue muy delgado.

**FIGURA 4.15: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 11**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Los resultados del YP = 15 lb/100ft<sup>2</sup> y de VP = 8 cp, estos parámetros indican un buen fluido pero por los estudios de filtrado los cuales son los principales, no es recomendable utilizarlo para las pruebas en los núcleos.

#### **4.1.1.16 Fluido 12: Elaborado con 70% de A325, 10% de A100 y 20% de A30**

Al observar la poca efectividad del fluido 11, se procedió a elaborar el fluido con mayor porcentaje de carbonato A325, y los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.18.

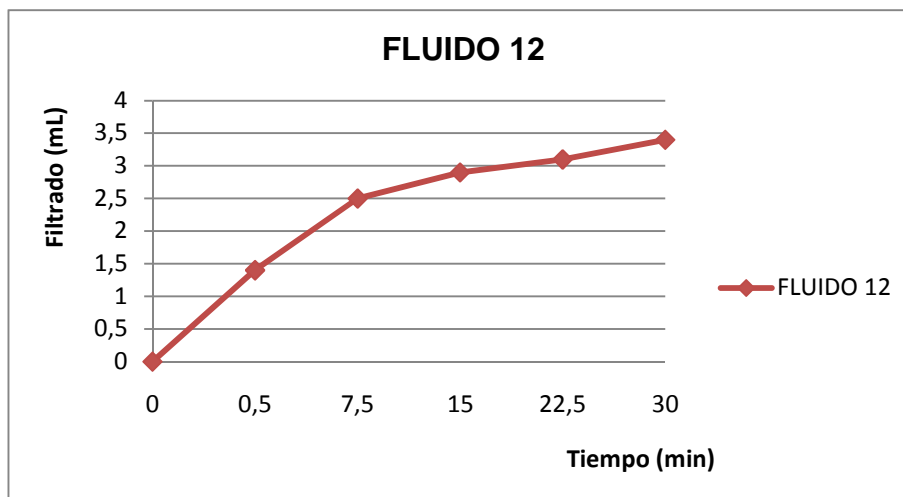
**TABLA 4.18: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 12**

FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	6,6	SPURT LOSS	1,4
FLUIDO ROLADO	9,2	7.5'/15'/22.5'/30'	2,5 / 2,9 / 3,1 / 3,4
		TOTAL FILTRADO	6,8

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

En este fluido se tiene altas lecturas de filtrado, tanto en el PPT y el API con lo que se puede concluir que este lodo no se puede utilizar para realizar la perforación en pozos, principalmente en las zonas de producción.

**FIGURA 4.16: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 12**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.1.17 Fluido 13: Elaborado con 80% de A325, 10% de A100 y 10% de A30

Con el fin de optimizar el fluido 12 se aumento el porcentaje de carbonato A325 a un 80%, disminuyendo la concentración de carbonato A30 a un 10% y manteniendo el porcentaje del carbonato A100 en 10%, los resultados obtenidos para éste fluido se muestran en la tabla 4.19.

**TABLA 4.19: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PPT Y FILTRADO API DEL FLUIDO 13**

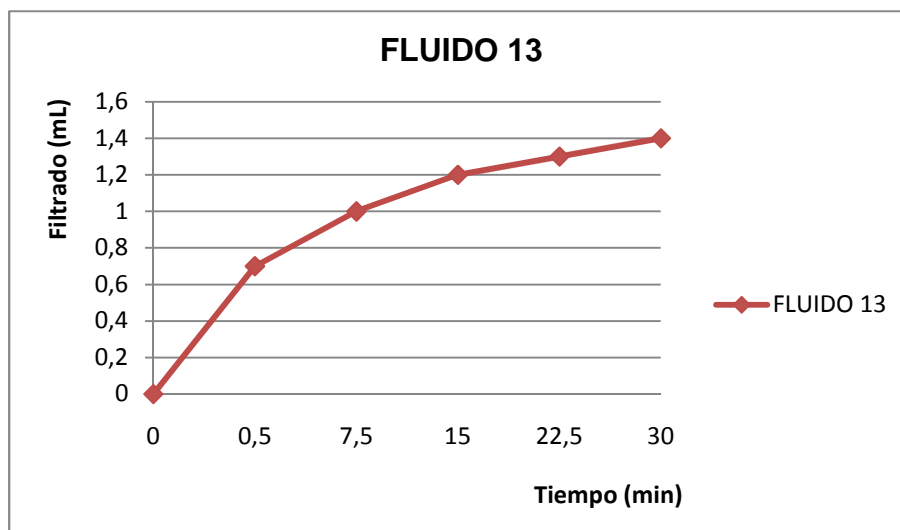
FILTRADO API	mL	FILTRADO PPT	mL
FLUIDO A COND. NORMALES	8,1	SPURT LOSS	0,7
FLUIDO ROLADO	8,4	7.5'/15'/22.5'/30'	1 / 1,2 / 1,3 / 1,4
		TOTAL FILTRADO	2,8

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas.

A este fluido se lo puede considerar como óptimo para realizar las pruebas en los núcleos de las arenas productoras del Campo Edén-Yuturi, ya que los resultados

de filtrado PPT están debajo del límite permisible para trabajos en la sección de producción.

**FIGURA 4.17: CURVA DE RESULTADOS DE LA PRUEBA PPT CON FLUIDO 13**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas.

Se debe tomar en cuenta también el filtrado API el cual tiene lecturas que sobrepasan los rangos, pero su revoque tiene buena consistencia, es flexible y posee un buen espesor. Se lo escogió a este filtrado ya que no tiene una variación muy alta respecto al fluido no rolado y rolado.

Las lecturas del  $YP = 16 \text{ lb}/100\text{ft}^2$  y de  $VP = 7\text{cp}$ , avalan la selección de éste fluido para posteriores pruebas en dichos núcleos

Se puede concluir que a partir de las combinaciones de las tres carbonato de calcio los valores de las pruebas de filtrado PPT y API bajaron considerablemente debido a que hay una mejor configuración con respecto a las combinaciones de dos mallas.

Luego de observar los resultados obtenidos con cada una de las combinaciones analizadas, se determina que la combinación óptima de las tres mallas sería más efectiva que el fluido óptimo encontrado de dos carbonatos.

En lo que respecta a los resultados de las pruebas químicas, la mayoría de ellas son para caracterizar los fluidos, al igual que las pruebas anteriores. La de mayor

importancia es la prueba de contenido de calcio, debido a que éste es uno de los químicos que representa más problemas en las zonas de producción, principalmente en la formación Napo.

Los resultados de las pruebas de calcio que se realizaron a todos los fluidos presentados anteriormente, dieron lecturas elevadas incluso en los fluidos escogidos para los trabajos en los núcleos, con respecto a los rangos establecidos en el programa de lodos de perforación. Por experiencia de los ingenieros de campo los parámetros de contenido de calcio están entre 400 a 800. En el contenido de cloruros para el lodo de perforación debe estar en el rango de 900 a 1200, demostrando que todos los fluidos elaborados están bajo las condiciones para ser utilizado en la sección de producción.

Para poder obtener resultados más allegados a la realidad de campo, en lo que respecta a esta prueba se debería trabajar con muestras de agua del Campo Edén-Yuturi.

En la tabla 4.20 se presenta los resultados obtenidos en laboratorio de las pruebas químicas realizadas a los fluidos de perforación elaborados.

**TABLA 4.20: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS QUÍMICAS**

	Pf	Mf	Cl	Ca	Pm	Cloruros (mg/L)	Calcio (mg/L)	[OH <sup>-</sup> ] (mg/L)	[CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup> ] (mg/L)	[HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ] (mg/L)
<b>A325</b>	0,3	4,1	1,1	1,8	0,1	31,02	720	0	360	4270
<b>A100</b>	0,5	4,6	1,3	2,8	0,2	36,66	1120	0	600	4392
<b>A30</b>	0,3	3,8	1,2	2	0,1	33,84	800	0	360	3904
<b>Camix</b>	0,2	4,1	1,2	2	0,2	33,84	800	0	240	4514
<b>Fluido 1</b>	0,1	4	1,4	1,2	0,1	39,48	480	0	120	4636
<b>Fluido 2</b>	0,4	6	1,8	0,5	0,2	50,76	200	0	480	6344
<b>Fluido 3</b>	0,5	4,2	1,7	0,2	0,1	47,94	80	0	600	3904
<b>Fluido 4</b>	0,1	5,9	1,4	1,5	0,1	39,48	600	0	120	6954
<b>Fluido 5</b>	0,4	4,4	1,4	0,7	0,3	39,48	280	0	480	4392
<b>Fluido 6</b>	0,3	3,5	1,3	0,6	0,3	36,66	240	0	360	3538
<b>Fluido 7</b>	0,2	2,8	0,92	1,4	0,1	25,944	560	0	240	2928
<b>Fluido 8</b>	0,2	3,6	1,52	0,93	0,2	42,864	372	0	240	3904
<b>Fluido 9</b>	0,2	3,9	1,5	0,65	0,3	42,3	260	0	240	4270
<b>Fluido 10</b>	0	2,2	1	0,25	0	28,2	100	0	0	2684
<b>Fluido 11</b>	0	2,5	1,1	0,68	0	31,02	272	0	0	3050
<b>Fluido 12</b>	0,3	3,8	1,4	0,83	0,1	39,48	332	0	360	3904
<b>Fluido 13</b>	0,2	4,7	1,8	1,22	0,4	50,76	488	0	240	5246

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

#### 4.1.2 ANÁLISIS TÉCNICO EN LOS CORES

Una vez realizado las pruebas necesarias a todos los fluidos se determinó que las combinaciones que mejor se adaptaron a los parámetros establecidos para la perforación de un pozo son las que se utilizaron para elaborar el fluido 8 y el fluido 13.

Con el fin de facilitar la comprensión del presente estudio a éstos fluidos se los denominará combinación 1 y combinación 2 respectivamente. En la tabla 4.21 se presenta los porcentajes de los carbonatos en cada combinación.

**TABLA 4.21: PORCENTAJES DE LOS CARBONATOS EN LAS COMBINACIONES**

<b>CARBONATO</b>	<b>COMBINACIÓN 1</b>	<b>COMBINACIÓN 2</b>
<b>A325</b>	80%	80%
<b>A100</b>	0%	10%
<b>A30</b>	20%	10%

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Para realizar el análisis en los cores nos valdremos únicamente de la observación directa de los cores y de la textura del revoque, debido a que en estas pruebas no se obtuvo filtrado PPT que nos ayude a determinar con más exactitud cuál de los dos fluidos es el más eficiente, esto se debió a la gran diferencia entre la permeabilidad de la formación y la permeabilidad del disco de cerámica utilizado para las pruebas.

##### *4.1.2.1 Análisis de la prueba PPT en los cores del Pozo EDY A-054*

El core de este pozo fue tomado de la arena "T" principal, a una profundidad estimada de 7578 ft.TVD, teniendo una porosidad promedio de 14.2% y una permeabilidad aproximada de 200 milidarcys.

La prueba PPT se la realizó con las combinaciones 1 y 2, en las cuales no se obtuvo filtrado alguno; esto se debe a que existe una gran diferencia en las permeabilidades de los cores con respecto a los discos filtro de cerámica.

**FIGURA 4.18: CORES EDY A-054 DESPUÉS DE LA PRUEBA PPT**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Sin embargo, se puede observar en la figura 4.18, que existe un puenteo en sus poros, al utilizar las combinaciones 1 y 2 en estos cores; con la combinación 2 existe un mejor puenteo con respecto al core utilizado con la combinación 1, esto se debe a la presencia de carbonato A-100 en la combinación 2 ya que posee un tamaño de grano mediano lo cual ayuda a formar un buen sello.

#### ***4.1.2.2 Análisis de la prueba PPT en los cores del Pozo EDY C-005***

Este core fue tomado de la arena "U" inferior, a una profundidad aproximada de 7680 ft TVD, teniendo una porosidad promedio de 18% y una permeabilidad de 1.2 darcys.

Las pruebas para este core se realizó con las dos combinaciones, sin obtener filtrado, a pesar de que esta formación tiene una permeabilidad considerable el carbonato logró crear un sello inmediato y puentear con gran eficacia los poros de la formación.

En la figura 4.19 se presentan los cores después de las prueba PPT, en la cual se puede observar con claridad el taponamiento de los poros. Al utilizar la combinación 1 en el core, se obtuvo un revoque más uniforme en la superficie de éste.

**FIGURA 4.19: CORES EDY C-005 DESPUÉS DE LA PRUEBA PPT**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

***4.1.2.3 Análisis de la prueba PPT en los cores del Pozo EDY D-010***

Este core fue tomado de la arena “U” inferior, a una profundidad aproximada de 7358 ft. TVD, esta arena tiene una porosidad aproximada de 18% de acuerdo con los datos de las tablas de los parámetros petrofísicos; y una permeabilidad de 1,2 darcys. Las pruebas en estos cores se realizaron con las dos combinaciones de carbonatos, sin obtener filtrado, ya que al tener una permeabilidad menor a la del disco de cerámica el sello que se forma es inmediato, sin permitir el filtrado de fluido a la formación.

**FIGURA 4.20: CORES EDY D-010 DESPUÉS DE LA PRUEBA PPT**



**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas



En la figura 4.18 se puede observar cómo se ha logrado formar un buen puenteo en los cores, con la combinación 2 se observa mejor obturación de los poros, aunque la combinación 1 también se forma un buen sello, con dicho análisis podemos concluir que los fluidos seleccionados para cumplir el puenteo en las arenas "T" principal y "U" inferior, realizaron su función de forma óptima, con lo cual no se dañó a la formación.

También se demuestra que la combinación 2 es la más apropiada para realizar un puenteo en la arena "U" inferior, debido a que se observó en los dos cores de diferente pozo un buen taponamiento de los poros, con lo cual se garantiza un puenteo óptimo.

Al igual que en la arena "U" inferior, la arena "T" principal también tuvo una buena obturación de sus poros con la combinación 2. Esto se debe a que este fluido presenta la combinación de tres carbonatos en las cantidades adecuadas, teniendo así un sello efectivo de estas arenas en estudio.

## **4.2 ANÁLISIS DE COSTOS**

Para la evaluación de costos de un lodo de perforación se toman en cuenta los siguientes parámetros:

- Costos de los productos utilizados, incluyendo los costos por transporte y almacenamiento.
- Costos del tratamiento de sólidos
- Costos de ingeniería.

Los costos de los lodos varían de pozo a pozo debido a que cada uno de ellos tienen características diferentes, el lodo base es esencialmente el mismo, lo que varía son las concentraciones de los aditivos.

Se presentan como primer punto los costos por unidad de cada químico, las concentraciones con las que se trabaja en campo, el volumen estimado que se debe utilizar para la perforación. Además las cantidades y concentraciones de los fluidos que se consideran óptimos en el análisis técnico de éstos.

En la tabla 4.22 se presentan los costos de los aditivos utilizados para la perforación y completación de pozos.

**TABLA 4.22: PRODUCTOS QUÍMICOS Y SU COSTO POR UNIDAD**

PRODUCTO	TAM. UNID.	COSTO POR UNIDAD (\$)
Acido Cítrico	25 kg	69,98
Barita	45.4 kg	14,52
Bentonita Natural 45/NG	100 lbs	30,01
Bicarbonato de Sodio	25 kg	21,94
Camix	50 kg	14,89
Carbonato de Calcio	50 kg	11,91
Defoam X 5	20 kg	175,00
Desco CF	11.4 kg	50,27
Drilling Detergent	220 kg	402,50
Flowzan	25 kg	346,50
Glymax MC	220 kg	791,12
Kelzan XCD	25 kg	288,46
Kwick Seal F, M, C	18 kg	23,82
Lipcide G2	20 kg	118,77
Maxdrill 55	220 kg	1.349,55
Nitrato de Calcio	25 kg	35,00
Qfree	220 kg	874,06
Qlube	220 kg	756,98
QPAC LV	22.7 kg	130,00
QPAC Regular	22.7 kg	130,00
QStop F, M, C	11.4 kg	33,08
QTDL-13 5	5 gal	63,86
SAPP	25 kg	80,00
Soda Ash	25 kg	26,78
Soda Caustica	25 kg	24,75
Soltex	23 kg	71,93
StarDrill/AQUASTAR	23 kg	127,16
Sulfito de Sodio	23 kg	35,66
SUPER SWEEP	15 lbr	160,00
Synerfloc A-25D	25 kg	149,07
Walnut F, M, C	23 kg	25,38

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Las concentraciones de aditivos utilizados para la perforación de la sección productora con los que se trabajó en la elaboración del fluido de perforación se presentan en la tabla 4.23.

**TABLA 4.23: CONCENTRACIONES DE PRODUCTOS QUÍMICOS**

CONCENTRACIONES PRODUCTOS		PRODUCTOS DE CONTINGENCIA	
Camix	40,00 lb/bbl	Bicarbonato de Sodio	Si se requiere
Glymax LMW	1,0 % v/v	Defoam X	Lo requerido
Kelzan XCD	0,50 lb/bbl	Drilling Detergent	Si se requiere
Lipcide G-2	2,00 can/día	QFree	Si se requiere
Maxdrill	0,10 gl/bbl	Soda Ash	Lo requerido
QStop fine	Lo requerido	Walnut	Si se requiere
Soda Cáustica	Lo requerido		
Stardril	2,00 lb/bbl		

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

El volumen estimado de fluido necesario para la perforación de la sección de producción se muestra en la tabla 4.24

**TABLA 4.24: VOLUMEN NECESARIO PARA LA PERFORACIÓN DEL HUECO DE PRODUCCIÓN**

Casing de 9 5/8 in.	174 bbl
Hueco 8 ½ in.	91 bbl
Lavado 10% (washout)	10 bbl
Dilución + Perdidas	85 bbl
Tanques	0 bbl
<b>Total Estimado</b>	<b>360 bbl</b>

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Las cantidades estimadas de producto para la perforación de esta sección se resumen en la tabla 4.25.

**TABLA 4.25: CANTIDAD UTILIZADA DE CADA PRODUCTO QUÍMICO**

Producto	Tamaño de la unidad	N° de Unidades
Bicarbonato de Sodio	55 lb	10
Camix	110 lb	500
Carbonato A100	110 lb	200
Defoam X	5 gl	5
Glymax LMW	55 gl	3
Kelzan XCD	55 lb	4
Lipcide G-2	5 gl	5
Maxdrill	55 gl	0
Qlube	55 gl	2
QStop fine	25 lb	20
Soda Ash	55 lb	4
Soda Cáustica	55 lb	0
Stardril	50 lb	35
Super Sweep	15 lb	2
Walnut	50 lb	0

FUENTE: QMAX ECUADOR S.A.

ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Los costos de los productos químicos del fluido Drill-In y sus químicos de contingencia utilizados en la perforación de un pozo se exhiben en la tabla 4.26.

**TABLA 4.26: COSTOS Y CANTIDADES UTILIZADAS DE LOS QUÍMICOS PARA EL FLUIDO DRILL-IN**

Producto	Tamaño de la Unidad	N° de Unidades	Precio de unidad (\$)	Precio total (\$)
Bicarbonato de Sodio	55 lb	10	21,94	219,40
Camix	110 lb	500	14,89	7.445,00
Carbonato A100	110 lb	200	11,91	2.382,00
Defoam X	5 gl	5	175,00	875,00
Glymax LMW	55 gl	3	791,12	2.373,36
Kelzan XCD	55 lb	4	288,46	1.153,84
Lipcide G-2	5 gl	5	118,77	593,85
Maxdrill	55 gl	0	1.349,55	0,00
Qlube	55 gl	2	756,98	1.513,96
QStop fine	25 lb	20	33,08	661,64
Soda Cáustica	55 lb	0	22,96	0,00
Stardril	50 lb	35	127,16	4.450,60

FUENTE: QMAX ECUADOR S.A.

ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

El fluido Drill-In propuesto en este proyecto se compone de los productos en las concentraciones indicadas en la tabla 4.27

**TABLA 4.27: CONCENTRACIONES DE LOS QUÍMICOS PARA EL FLUIDO ELABORADO EN LABORATORIO**

<b>CONCENTRACIONES PRODUCTOS</b>	
CAMIX	63,90 lb/bbl
Glymax LMW	1,0 % v/v
Kelzan XCD	1,00 lb/bbl
Maxdrill	0,40 gl/bbl
Soda Cáustica	Lo requerido
Stardril	2,00 lb/bbl

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Las cantidades estimadas de producto que se utilizaría con el fluido propuesto, para el volumen de fluido necesario en esta sección de producción se muestran en la tabla 4.28

**TABLA 4.28: CANTIDAD DE QUÍMICOS NECESARIAS PARA EL FLUIDO PROPUESTO**

<b>Producto</b>	<b>Tamaño de la Unidad</b>	<b>N° de Unidades</b>
Camix	110 lb	210
Defoam X	5 gl	5
Glymax LMW	55 gl	3
Kelzan XCD	55 lb	7
Lipcide G-2	5 gl	5
Maxdrill	55 gl	3
Soda Cáustica	55 lb	0
Stardril	50 lb	15

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

Los costos generados por el fluido de perforación propuesto en este proyecto se indican en la tabla 4.29

**TABLA 4.29: COSTOS DEL FLUIDO ELABORADO CON CAMIX**

Producto	Tamaño de la Unidad	N° de Unidades	Precio de unidad (\$)	Precio total (\$)
Camix	110 lb	210	14,89	3.126,90
Defoam X	5 gl	5	175,00	875,00
Glymax LMW	55 gl	3	791,12	2.373,36
Kelzan XCD	55 lb	7	288,46	2.019,22
Lipcide G-2	5 gl	5	118,77	593,85
Maxdrill	55 gl	3	1.349,55	4.048,65
Soda Cáustica	55 lb	0	22,96	0,00
Stardril	50 lb	15	127,16	1.907,40
			<b>Total</b>	<b>14.944,38</b>

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

A parte del CAMIX, se probó con la combinación de diferentes carbonatos, la primera combinación recomendada es la del carbonato A325 en un 80%, carbonato A30 en un 20% cada uno (combinación 1), los costos para este fluido se presentan en la tabla 4.30

**TABLA 4.30: COSTOS DEL FLUIDO ELABORADO CON LA COMBINACIÓN 1**

Producto	Tamaño de la Unidad	N° de Unidades	Precio de unidad (\$)	Precio total (\$)
Carbonato A325	110 lb	168	7,20	1.209,60
Carbonato A30	110 lb	42	7,20	302,40
Defoam X	5 gl	5	175,00	875,00
Glymax LMW	55 gl	3	791,12	2.373,36
Kelzan XCD	55 lb	7	288,46	2.019,22
Lipcide G-2	5 gl	5	118,77	593,85
Maxdrill	55 gl	3	1.349,55	4.048,65
Soda Cáustica	55 lb	0	22,96	0,00
Stardril	50 lb	15	127,16	1.907,40
			<b>Total</b>	<b>13.329,48</b>

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

La combinación 2 recomendada es la que se encuentra formulada con un 80% de carbonato A325, un 10% de carbonato A100 y un 10% de carbonato A30, los costos estimados para esta combinación se presentan en la tabla 4.31.

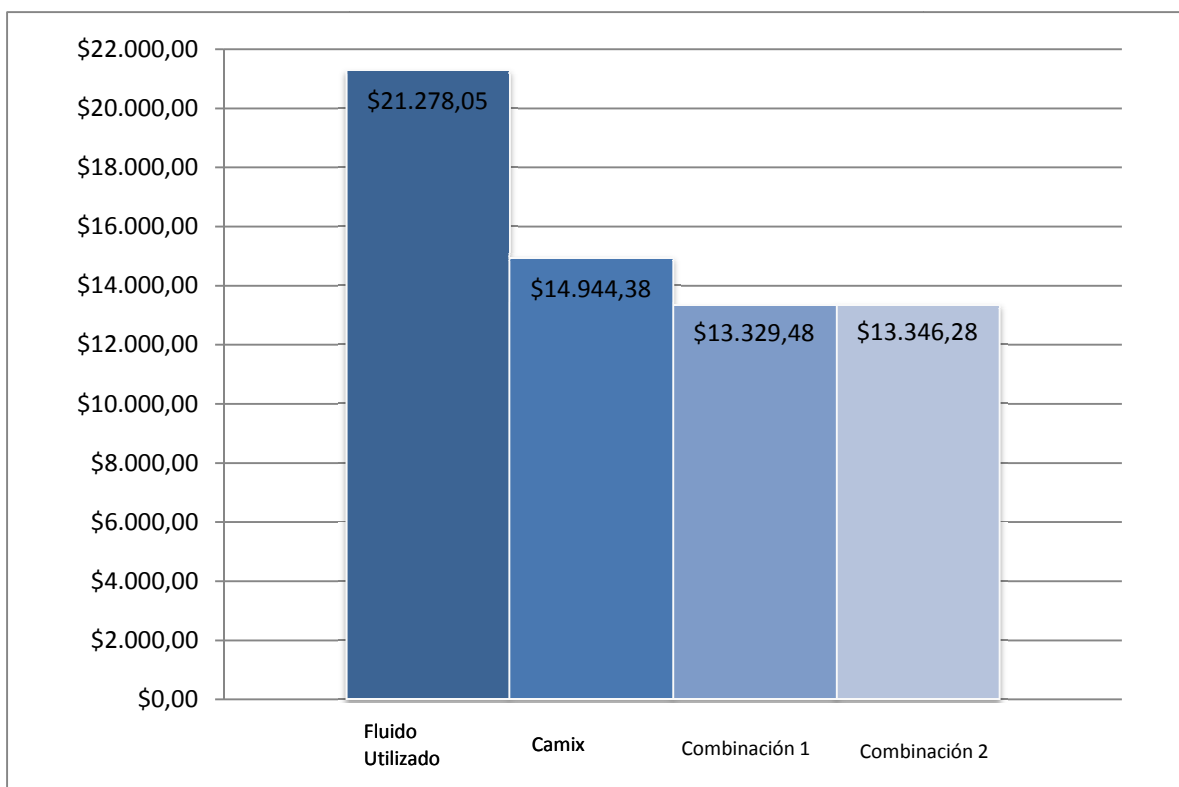
**TABLA 4.31: COSTOS DEL FLUIDO ELABORADO CON LA COMBINACIÓN 2**

Producto	Tamaño de la Unidad	N° de Unidades	Precio de unidad (\$)	Precio total (\$)
Carbonato A325	110 lb	168	7,20	1.209,60
Carbonato A100	110 lb	21	8,00	168,00
Carbonato A30	110 lb	21	7,20	151,20
Defoam X	5 gl	5	175,00	875,00
Glymax LMW	55 gl	3	791,12	2.373,36
Kelzan XCD	55 lb	7	288,46	2.019,22
Lipcide G-2	5 gl	5	118,77	593,85
Maxdrill	55 gl	3	1.349,55	4.048,65
Soda Cáustica	55 lb	0	22,96	0,00
Stardril	50 lb	15	127,16	1.907,40
			<b>Total</b>	<b>13.346,28</b>

**FUENTE:** QMAX ECUADOR S.A.

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

La figura 4.21 es una gráfica comparativa de los costos en cada uno de los casos propuestos. La primera columna se refiere al fluido utilizado por la empresa encargada de fluidos durante la perforación del pozo.

**FIGURA 4.21: RELACIÓN DE LOS COSTOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- Para la optimización del fluido Drill-In, se debe tener conocimiento de todas las propiedades petrofísicas de la formación en la cual se va a realizar el puenteo, ya que son de gran utilidad al momento de caracterizar y seleccionar el fluido de perforación.
- El uso de los fluidos Drill-In se da específicamente en zonas productoras, debido a que ayuda a minimizar los daños a la formación y problemas en la perforación como la pega diferencial.
- Los fluidos Drill-In se elaboran principalmente en un fluido de base agua, una de las principales fases para este proyecto es la inerte ya que el mismo se basa en encontrar una granulometría adecuada de carbonato de calcio para el puenteo de las zonas productoras.
- El fluido base que se utiliza para el desarrollo de las pruebas de laboratorio del presente proyecto, está conformado por un inhibidor de lutitas (Glymax LMW), un inhibidor de arcillas (Maxdrill), un controlador de filtrado (Stardrill), un viscosificante (Kelzan XCD) y por último un alcalinizante (Soda Cáustica).
- En el diseño del fluido Drill-In se debe considerar las características de la formación como su permeabilidad, el tamaño de las gargantas porales y su porosidad, para poder seleccionar el tamaño adecuado de las partículas de carbonato de calcio que realizarán el puenteo en la zona productora.
- Debido a que el estudio del presente proyecto se llevó a cabo en el laboratorio, no se presentaron los problemas de perforación en los cuales



se requiere añadir químicos de contingencia al fluido; pero es conocido por todos, que en el campo la mayoría de las veces se debe utilizar éstos químicos para el buen funcionamiento del fluido, es por esto que la composición del fluido varía de pozo a pozo.

- El carbonato de calcio es uno de los agentes puenteantes con más ventajas, debido a que la disponibilidad del mismo en tamaños de grano pequeños, medianos y grandes, con lo que da la facilidad de escoger la granulometría adecuada del mismo para la formación.
- El conocimiento de la correcta realización de las pruebas de laboratorio es fundamental, ya que de esto depende la comprensión de las propiedades reales del fluido elaborado. Los principales ensayos de laboratorio que se realizan para caracterizar al lodo de perforación son la densidad, reología, alcalinidad prueba de taponamiento de permeabilidad (PPT), filtrado API, geles y las pruebas químicas como contenido de calcio y de cloruros.
- Tanto el fluido 8 (combinación 1), como el fluido 13 (combinación 2), cumple con las expectativas en la realización de la prueba PPT, por lo que se considera que realizan un sello instantáneo a la formación. En la tabla 5.1 se presenta los porcentajes de carbonatos utilizados en cada combinación.
- La combinación 2 es la más apropiada para realizar un puenteo en la arena "U" inferior, debido a que se observó en los dos cores de diferente pozo un buen taponamiento de los poros, con lo cual se garantiza un puenteo óptimo, la composición de las combinaciones 1 y 2 se pueden observar en la tabla 4.21.
- La arena "T" principal también tuvo una buena obturación de sus poros con la combinación 2. Esto se debe a que este fluido presenta la combinación de tres carbonatos en las cantidades adecuadas, teniendo así configuración óptima y un sello efectivo de estas arenas en estudio.

- La realización de la prueba PPT es muy importante ya que es una simulación de las condiciones del reservorio, tales como la presión y temperatura, dando a conocer que tan efectivo es el puenteo en la formación.
- Al utilizar las combinaciones de carbonatos se demuestra su eficiencia técnica y su rentabilidad económica con respecto al CAMIX, ya que resulta mucho más económico adquirir los carbonatos individuales que el CAMIX en sí.
- Además las combinaciones obtenidas uno y dos resultaron más económicas debido a que no se utilizaron químicos de contingencia en su elaboración, como es el caso de los trabajos de campo en los cuales se puede tener varios imprevistos al momento de la perforación, cabe recalcar que la adición de éstos químicos no alterarán la función de puenteo del fluido Drill-In.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- Para escoger un disco de cerámica que se ajuste a las propiedades de la formación es necesario previamente conocer de cuantos cores se va a disponer para el estudio, así como las formaciones de las cuales han sido tomados.
- Al momento de la realización del fluido añadir en primer lugar el Kelzan y luego el Stardrill, y medir la reología en 3 y 6 RPM, si estas lecturas se encuentran entre 5 y 6 entonces las propiedades de suspensión del material pesante son correctas.
- Al agregar el Kelzan y el Stardrill es importante, tanto en el laboratorio como en el campo, que la velocidad de mezcla sea la mayor, ya que de lo contrario se corre riesgo de que se formen grumos, casi imposibles de disolver.

- Al añadir los químicos al fluido hay que hacerlo con mucho cuidado y muy despacio, ya que al agregarlos muy rápido se forman grumos. Además se debe realizar en el orden correcto y en las concentraciones debidas, con el objetivo de tener un fluido con resultados de puenteo reales.
- Es importante que al momento de medir la temperatura del fluido para la realización de la reología se mida la temperatura directamente en el fluido, ya que al medirlo desde el agujero de la celda de calentamiento la temperatura tendrá una variación considerable.
- Al momento de agregar el fluido en la celda del equipo PPT tener mucho cuidado de no ensuciar el O-ring de la celda con fluido, ya que al momento de ingresar el disco de cerámica no va a realizar un sello con el O-ring, con lo que se podría dar una filtración inadecuada y resultados erróneos en la prueba.
- Al desarmar el equipo PPT, asegurarse que esté completamente despresurizado, de no ser así abrir las válvulas de alivio para hacerlo, poner una probeta por si sale algún remanente de fluido atrapado en el recibidor de contrapresión.
- Cuando se realiza la medición del pH del fluido es de suma importancia que este se encuentre a la temperatura ambiente ya que ésta afectará en esta medición.
- Al realizar la prueba de taponamiento de permeabilidad (PPT) en los cores de las respectivas arenas se debe tomar en cuenta que el disco de la formación es frágil y corre el riesgo de quebrarse, permitiendo el libre paso de fluido taponando las válvulas del recibidor de contrapresión.
- Los equipos deben encontrarse calibrados al momento de realizar las pruebas para evitar el riesgo de datos o lecturas incorrectas, de no ser así realizar la respectiva calibración. Esta calibración se la debe realizar principalmente en los equipos electrónicos utilizados.

- Los fluidos elaborados en el laboratorio deben ser sometidos a un proceso de rolado por un lapso de 16 horas a temperatura de la formación, con la finalidad de simular el fluido en el fondo del pozo.
- Sería recomendable que se aplique el uso de estas combinaciones en el campo principalmente en la arenas que se estudiaron, ya que se ha demostrado que trabajan eficazmente en el puenteo de éstas zonas productoras.
- Antes de implementar un sistema de puenteo para una arena se deberían realizar las pruebas de laboratorio llevadas a cabo en este proyecto, con los cores ya que de lo contrario se podría escoger erróneamente los carbonatos y fracasar en el proceso de puenteo, y peor aún causar un daño a la formación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALARCÓN, BLANCA, "ANÁLISIS Y ELABORACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN Y DE COMPLETACIÓN PARA EL CAMPO DORINE DE A.E.C. ECUADOR", Escuela Politécnica Nacional, 2008.
2. Baker Hughes Drilling Fluids. (2006). Drilling Fluids Reference Manual. Houston.
3. Baker Hughes INTEQ. (1998). Manual de Ingeniería de Fluidos. Houston.
4. Baroid Drilling Fluids, Inc. (1988). Baroid Fluids Handbook. Houston, USA.
5. CYNTHIA MARÍA AGILA SOTO, "OPTIMIZACIÓN DE UN FLUIDO "DRILL-IN" PARA PERFORAR ZONAS HIDROCARBURÍFERAS", Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2008.
6. DONOVAN J., JONES T., (1995) "Specific Selection Criteria and Testing Protocol Optimize Reservoir Drill-in Fluid Design", paper SPE 30104.
7. GUZMÁN J., (2007). "Pore size and Geometry determination method for drilling and completion fluid design", paper SPE 11306.
8. Halliburton. (2010). Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación y Control de Sólidos. Quito, Ecuador.
9. Instituto Americano del Petróleo. (2001). Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas.
10. M-I SWACO (2008). Boletines de Información-Carbonato de Calcio. Houston, Texas.

11.Q-MAX ECUADOR S.a. (2008). Curso de Fluidos de Perforación, Ing. Klever Obando.

12.Q-MAX ECUADOR S.A. (2009). Manual de Hojas Técnicas de Productos.

13.[www.ofite.com](http://www.ofite.com)

## GLOSARIO

- **Almidón:** Compuesto químico líquido que se aplica a los tejidos para darles mayor rigidez.
- **Anticlinal:** Plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo. Las anticlinales constituyen excelentes prospectos para perforación puesto que el aceite en los depósitos se elevará en forma natural al punto más alto de la estructura, en virtud de que tiene una gravedad específica menor que la del agua. Véase también sinclinal
- **Arcilla:** Material mineral residual de grano fino, compuesto por silicato de aluminio, que se adquiere un comportamiento plástico cuando se mezcla con una cantidad determinada de agua.
- **Arenisca:** es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Después de la lutita, es la roca sedimentaria más abundante y constituye cerca del 20 % de ellas. Los granos son gruesos, finos o medianos, bien redondeados; de textura detrítica o plástica.
- **Atapulgita:** Material que se agrega al lodo de perforación con el fin de aumentar la viscosidad de éste. Se usa en agua salada, sus partículas son de tamaño muy pequeño en forma de agujas.
- **Barita:** es usado como agente densificante en sistemas de fluidos basados en agua o en aceite. Se encuentra químicamente como sulfato de bario mineral ( $BaSO_4$ ).
- **Basamento:** Corteza terrestre situada por debajo de los depósitos sedimentarios y que llega hasta la discontinuidad de Mohorovicic.
- **Bentonita:** la montmorillonita sódica (bentonita de Wyoming) se añade normalmente a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado.
- **Biocida:** Los biocidas pueden ser sustancias químicas sintéticas o de origen natural o microorganismos que están destinados a destruir, contrarrestar, neutralizar, impedir la acción o ejercer un control de otro tipo sobre cualquier organismo considerado nocivo.

- **Cal hidratada:** La cal hidratada es hidróxido de calcio. El óxido de calcio debe recibir una cantidad estrictamente necesaria de agua, obteniéndose un hidróxido como polvo seco, que se muele finamente.
- **Capilaridad:** Es una propiedad de los líquidos que depende de su tensión superficial (la cual a su vez, depende de la cohesión o fuerza intermolecular del líquido), que le confiere la capacidad de subir o bajar por un tubo capilar.
- **Coloides:** estado de subdivisión de la materia que consiste en grandes moléculas individuales o en agregados de moléculas mas pequeñas, dispersadas en el grado que la fuerza de superficie se convierte en un factor importante para determinar sus propiedades. El tamaño de las partículas coloidales varían entre 0.001 a 0.005 micrones.
- **Corrosión:** es la desintegración de un material de ingeniería en sus átomos constituyentes, debido a reacciones químicas con el entorno. En el uso más común de la palabra, esto significa que la oxidación electroquímica de los metales en la reacción con un oxidante como el oxígeno. La formación de un óxido de hierro debido a la oxidación de los átomos de hierro en la solución sólida es un ejemplo bien conocido de la corrosión electroquímica, comúnmente conocido como la oxidación.
- **Cuarzo:** es un mineral del grupo IV (óxidos), según la clasificación de Strunz, compuesto de dióxido de silicio (también llamado sílice,  $\text{SiO}_2$ ). No es susceptible de exfoliación, porque cristaliza en el sistema trigonal (romboédrico). Incoloro en estado puro, puede adoptar numerosas tonalidades si lleva impurezas (alocromático). Su dureza es tal que puede rayar los aceros comunes.
- **Cuenca o ciclo deltaico:** Construcción en forma triangular o de abanico hecha con el material detrítico que transporta un río al sedimentarlo en su desembocadura en un mar o en un lago.  
Este aditivo puede actuar hasta en concentraciones muy bajas como 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%.



- **Facies:** Conjunto de caracteres que definen una roca, grupo de rocas o un depósito.
- **Floculación:** es la asociación de borde a borde y/o borde a cara de las partículas, resultando en la información de una estructura similar a un “castillo de naipes”.
- **Glicol:** es un agente de taponamiento deformable usado en fluido de perforación base agua, utilizado para la inhibición de lutitas.
- **Glymax LMW:** 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.
- **Granulita:** Rocas metamórficas que han sufrido durante su metamorfosis unas elevadas temperaturas, los minerales cristalizados que posee tienen un tamaño apreciable y homogéneo.
- **Inhibición:** es cualquier agente que en operaciones de perforación previene de la hidratación de minerales arcillosos por agua mediante acciones preventivas sobre la arcilla.
- **Kelzan XCD:** 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.
- **Lignitos:** es un carbón mineral que se forma por compresión de la turba, convirtiéndose en una sustancia desmenuzable en la que aún se pueden reconocer algunas estructuras vegetales. Es de color negro o pardo y frecuentemente presenta una textura similar a la de la madera de la que procede.
- **Lipicide G-2:** Es un biocida de gran efectividad contra de varios tipos de microorganismos encontrados en operaciones petroleras, incluyendo bacterias sulfato-reductoras, bacterias de limo, bacterias aeróbicas, etc.

Además es usado en el tratamiento o prevención del crecimiento bacteriano en los sistemas de lodo base agua.

- **Litología:** es el estudio, descripción y clasificación de las rocas.
- **Lutita:** roca sedimentaria de grano muy fino, compuesta de partículas de limo y arcilla. Su composición varía desde arcilla pura hasta arcilla calcárea.
- **Maxdrill:** Es un inhibidor de arcillas de base polímero 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 ión sodio que permite la hidratación del agua. Cuando se realiza la prueba de succión capilar se puede observar las propiedades de inhibición de arcilla por el maxdrill.
- **Mojabilidad:** Tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otros fluidos inmiscibles. Los fluidos pueden ser: Mojantes o No Mojantes. Los mojantes tienen mayor tendencia a adherirse a la roca y los no mojantes, no se adhieren o lo hacen parcialmente.
- **Pega diferencial:** Es la fuerza creada a ciertas condiciones, la cual actúa en la tubería de perforación sobre las paredes del hoyo. Si esta fuerza es lo suficientemente grande, la sarta no podrá ser reciprocada o rotada, sin embargo se mantiene la circulación. Usualmente ocurre durante las conexiones o durante corrida de registros.
- **Poliacrilanato:** es un polímero formado por monómeros. También se lo conoce como Súper Absorbente o SAP (super absorbent polymer), el cual es un polvo blanco y sin olor. Puede aumentar su volumen hasta mil veces si se le agrega agua destilada. La capacidad de absorber grandes cantidades de agua se debe a que en su estructura molecular existen grupos de carboxilatos de sodio que cuelgan de la cadena de composición principal del compuesto.
- **Polímero:** sustancia formada por la unión de dos o más moléculas iguales, unidas extremo con extremo, dando por resultado una sustancia que posee los mismos elementos en la misma proporción que las moléculas originales, pero de mayor peso molecular y con diferentes propiedades físicas.

- **Punto cedente:** Es la resistencia al flujo causada por fuerzas electroquímicas o de atracción entre partículas sólidas del lodo de perforación. Es consecuencia de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida.
- **Reología:** es un término que denota el estudio de la deformación de materiales, incluso el flujo.
- **Salmuera:** La salmuera es agua con una alta concentración de sal disuelta (NaCl).
- **Soda Cáustica:** Es usada para controlar el pH en la mayoría de fluidos de perforación base agua, dicho control del hidróxido depende de: pH del lodo antes de los añadidos cáusticos, 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.
- **Stardrill:** Su eficiencia esta en el control de pérdida de fluido. Se puede aplicar en concentraciones de acuerdo a lo requerido para cada sistema de fluidos. La asociación del stardrill con la 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 aquel agujero. A una temperatura de 150°C es estable.  
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.
- **Torque:** es la tendencia de una fuerza para girar un objeto sobre un eje, punto de apoyo o pivote. Al igual que una fuerza es un empujón o un tirón, un esfuerzo de torsión puede ser pensado como una vuelta de tuerca.
- **Toxicidad:** es una medida usada para medir el grado tóxico o venenoso de algunos elementos. El estudio de los venenos se conoce como toxicología. La toxicidad puede referirse al efecto de esta sobre un organismo completo
- **Yeso:** es un mineral y varios tipos de rocas sedimentarias.  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ . Es abundante en regiones sedimentarias denominadas geológicamente Karsticas por meteorización química de determinadas rocas: calcáreas, calizas, dolomías, aljez, etc. compuestas por minerales solubles en agua.

## **ANEXOS**

**ANEXO 1**  
**REPORTES DE PERFORACIÓN**

## REPORTE DE PERFORACIÓN DE POZO EDY A-054

### B 15 Operation Summary Report

B 15 Operation Summary Report								
Well: EDYA-054								
Project: EDEN YUTURI			Site: PAD A			Rig Name No: H&P 121		
Event Name: DEV DRILLING			Start Date: 11/9/2005		End Date: 12/3/2005		Spud Date: 11/01/2005	
Active Datum: ORIGINAL KB@&715.00ft (above MEAN SEA LEVEL)				UWI: ECB 150019100				
Date	Time Start - End	Hrs (hr)	Op Phase	Op Code	Op Sub	Op Type	Op Top MD (ft)	Op Details
11/11/2005	6:00 - 10:30	4.50	00PRES	LM	RD	P		PREPARE RIG FOR SKID. REMOVE V-DOOR AND CAT WALK. OXY DISCONNECT ESD AND GEOSERVICES RD ELECTRICAL CABLES TO FLOOR. R/D GRASSHOPPER AND RAISE UP TO PASS OVER JUNCTION BOXES.
	10:30 - 12:30	2.00	00PRES	LM	SKID	P		SKID RIG FROM A-56H WELL LOCATION TO CELLAR "CC". SKID 4 SLOTS FORWARD.
	12:30 - 18:00	5.50	00PRES	LM	RU	P		LOWER GRASSHOPPER AND CONNECT ELECTRICAL CABLES, SET CAT WALKS, V DOOR, CONNECT MUD LINES AND SET STEPS
	18:00 - 19:30	1.50	00PRES	LM	RU	P		PUMPED DOWN CELLAR , WELDED 3 " VALVE ON PRESET CONDUCTOR.
	19:30 - 20:30	1.00	00PRES	LM	RU	P		PICKED UP 20 " SLIDE ON CONDUCTOR EXTENSION AND ATTEMPT TO RIG UP , THE PRESET CONDUCTOR WAS SET LOWER THAN PREVOUIS WELLS, PULLED CONDUCTOR EXTENSION TO MODIFIY SAME
	20:30 - 23:30	3.00	00PRES	DR	PUL D	P		HELD PJSM , LAYED DOWN 23 JTS RENTAL 5 " HWDP FROM DERRICK , AND CHANGE OUT JARS , WHILE MODIFYING 20 "SLIDE ON CONDUCTOR WITH WELDER
	23:30 - 2:30	3.00	00PRES	LM	RU	P		PICKED UP AND INSTALLED 20 "SLIDE ON CONDUCTOR AND FLOW LINE AND RU SAME.
	2:30 - 5:30	3.00	00PRES	DR	PUL D	P		HELD PJSM , PICKED UP 16 " DIRECTIONAL BHA WITH ANADRIL DIRECTIONAL DRILLER TO SPUD AND DRILL SURFACE HOLE SECTION
	5:30 - 6:00	0.50	00PRES	LM	RU	P		RUNNING OUT TOP DRIVE AND TESTING MUD LINES , FOR RIG ACCEPTANCE
11/12/2005	6:00 - 6:30	0.50	00PRES	LM	RU	P		COMPLETE RIG ACCEPTANCE TEST. ACCEPT RIG FOR OPERATIONS AT 0630 HRS 11-NOV-05.
	6:30 - 7:00	0.50	00PRES	DR	PUL D	P		P/U STAND OF H&P HWDP AND XOVER.

**B 15 Operation Summary Report**

Well: EDYA-054			
Project: EDEN YUTURI	Site: PAD A	Rig Name No: H&P 121	
Event Name: DEV DRILLING	Start Date: 11/9/2005	End Date:12/3/2005	Spud Date: 11/01/2005
Active Datum: ORIGINAL KB@&715.00ft (above MEAN SEA LEVEL)		UWI: ECB 150019100	

Date	Time Start - End	Hrs (hr)	Op Phase	Op Code	Op Sub	Op Type	Op Top MD (ft)	Op Details
11/27/2005	21:30 - 3:00	5.50	31PRDR	CO	TRIP	P	7535	CONTINUE RUN IN HOLE WITH CORE ASSEMBLY AND 5" DRILL PIPE TO 9 5/8 CASING SHOE @ 7022. NOTE: WHILE TRIPPING IN HOLE GEOLIGIST AND INSERPTERO CUT AND BOXED CORE NUMBER 3, AND HAD A 100 % RECOVERY ( 60 FT ) WITH A HEAVY SATURATION AND DRIPPINGS COMING FROM THE CORE
	3:00 - 4:00	1.00	31PRDR	RM	CUT DLIN	P	7535	HELD PJSM AND SLIP AND CUT DRILLING LINE.
	4:00 - 5:30	1.50	31PRDR	CO	TRIP	P	7535	CONTINE RUN IN HOLE WASHING FROM 7022, 9 5/8 CASING SHOE TO 7409 AS PER INSERPETROS REQUEST TO KEEP BARREL CLEAN. SPACED OUT IN ORDER TO CUT A COMPLETE 60 FT W/O MAKING CONNECTION.CONTINUE TO WASH FROM 7409 TO 7535
	5:30 - 6:00	0.50	31PRDR	CI	CON DFL D	P	7535	CIRCULATE AND TAG BOTTOM BEFORE DROPPING BALL. DROP BALL AND CIRCULATE DOWN WITH 230 GPM AND 180 PSI.
11/28/2005	6:00 - 9:00	3.00	31PRDR	CO	CRO T	P	7535	CUT CORE #4 FROM 7535 FT TO 7595 FT WITH FOLLOWING PARAMTERS: 15-25 KLBS WOB, 70 RPM, 200 GPM, 660 PSI SPP, 9 KFT-LBS TORQUE, INSTANT ROP VERYING FROM 15 FPH TO 50 FPH, AVG ROP 20 FPH. P/U TO BREAK CORE. NO OBVIOUS BREAK ON WEIGHT INDICATOR. S/O AND TAG BOTTOM WITH 5 KLBS.
	9:00 - 14:00	5.00	31PRDR	CO	TRIP	P	7595	POOH WITH CORE #4 FROM 7595 FT TO 7022 FT (SHOE). HOLE SLICK, NO OVER PULL WHILE POOH. PUMP SLUG AND CONTINUE POOH TO SURFACE .
	14:00 - 15:30	1.50	31PRDR	CO	MUB DDE	P	7595	RECOVERED INNER BARREL FROM CORE ASSEMBLY AND LAYED DOWN SAME.
	15:30 - 16:30	1.00	31PRDR	CO	MUB DDE	P	7595	LAYED DOWN CORING BHA.

## REPORTE DE PERFORACIÓN DE POZO EDY C-005

### B 15 Operation Summary Report

Well: EDYC-005								
Project: EDEN YUTURI			Site: PAD C			Rig Name No: H&P		
Event Name: DEV DRILLING		Start Date: 1/14/2002		End Date: 2/17/2002		Spud Date:		
Active Datum: ORIGINAL KB@&728.00ft (above MEAN SEA LEVEL)				UWI: ECB 150001300				
Date	Time Start - End	Hrs (hr)	Op Phase	Op Code	Op Sub	Op Type	Op Top MD (ft)	Op Details
1/14/2002	18:00 - 22:30	4.50	13SUDR	DR	ROT VER	P		SPUD WELL AT 18:00 HRS ON 01/13/2002. P/U 17 1/2" BHA # 1 / CLEANOUT INSIDE 20" CSG FROM 60' TO 111' (CSG. SHOE) & CONTINUED ROTARY DRILLING 17 1/2" HOLE TO 307'
	22:30 - 2:30	4.00	13SUDR	DR	TRIP	P		POOH 17 1/2" BHA # 1 / P/U 16" BHA # 2 DIRECTIONAL / ORIENT TOOL FACE / SHALLOW TEST MWD & PDM / RIH TO 307'
	2:30 - 6:00	3.50	13SUDR	DR	ROT VER	P		DIRECTIONAL DRILLING 16" HOLE FROM 307' TO 520': WOB= 8 KLBS, RPM= 70, GPM= 896, SPP= 1280 PSI, P/U= 115 KLB, S/O= 115 KLB, ROT WT= 115 KLB, TORQUE= 3400 FT-LB
1/15/2002	6:00 - 16:30	10.50	13SUDR	DR	ROT DIR	P		DIRECTIONAL DRILLING FROM 520' TO 1319'
	16:30 - 17:00	0.50	13 SUDR	CI	CON DHO L	P		DROPPED LAG. CIRCULATED BOTTOM UP PRIOR WIPER TRIP. AVG. HOLE 16.5".
	17:00 - 18:00	1.00	13SUDR	CI	TRIP	P		POOH FROM 1319' TO 217'. HOLE IN GOOD SHAPE, NO OVERPULL
	18:00 - 19:00	1.00	13SUDR	CI	TRIP	P		RIH FROM 217' TO 1319'
	19:00 - 6:00	11.00	13SUDR	DR	ROT DIR	P		DIRECTIONAL DRILLING FROM 1319' TO 2170'. WOB= 16 KLB, GPM= 1104, SPP= 2550 PSI, TORQUE= 6000 FT-LB
1/16/2002	6:00 - 10:30	4.50	13SUDR	DR	ROT DIR	P		DIRECTIONAL DRILLING FROM 2170' TO 2502'. WOB= 20 KLB, GPM= 1103, SPP= 2680 PSI, RPM= 70, TORQUE= 5200 FT-LB
	10:30 - 11:00	0.50	13SUDR	CI	CON DHO L	P		DROPPED LAG. CIRCULATED BOTTOM UP PRIOR WIPER TRIP. AVG. HOLE 16.5".
	11:00 - 13:00	2.00	13SUDR	CI	TRIP	P		WIPE HOLE FROM 2502' TO COLLARS AT 217'. MAX OVERPULL 60 KLB.
	13:00 - 13:30	0.50	13SUDR	RM	SER VRIG	P		SERVICE TDS
	13:30 - 15:00	1.50	13SUDR	CI	TRIP	P		RIH FROM 217' TO 2502'. WASHED & REAMED FROM 2261' TO 2502' PRECAUTIONARY.
	15:00 - 16:30	1.50	13SUDR	CI	CON DHO L	P		PUMP HI AND LOW VIS PILL. CIRC. CLEAN TO RUN 13 3/8" CSG
	16:30 - 20:00	3.50	13SUDR	CI	TRIP	P		POOH FROM 2502' TO SURFACE / L/D PDM + 16" BIT (WORKED TIGHT SPOT FROM 2422' TO 2453')
	20:00 - 22:00	2.00	13SUDR	CW	RCE Q	P		SAFETY & OPER. MEETING / R/U 13 3/8" CSG. RUNNING TOOLS.



**B 15 Operation Summary Report**

Well: EDYA-005								
Project: EDEN YUTURI		Site: PAD C		Rig Name No: H&P				
Event Name: DEV DRILLING		Start Date: 1/14/2002	End Date: 2/17/2002	Spud Date:				
Active Datum: ORIGINAL KB@&728.00ft (above MEAN SEA LEVEL)			UWI: ECB 150001300					
Date	Time Start - End	Hrs (hr)	Op Phase	Op Code	Op Sub	Op Type	Op Top MD (ft)	Op Details
	15:00 - 16:00	1.00	31PRRC	CE	REM	SC		POOH TO 6938' / CIRC. BOTTOM UP / CLOSED RAMS AND SQUEEZE CMT AT 1/2 BBL/MIN PUMPED 3.5 BBL W/1640 PSI. BLED BACK 3.5 BBL
	16:00 - 19:30	3.50	31PRRC	CE	TRIP	SC		POOH FROM 6938' TO SURFACE
	19:30 - 20:00	0.50		BO	RPW B	P		SAFETY MEETING PRIOR BOP TEST / PULL WEAR BUSHING
	20:00 - 0:00	4.00	31PRRC	BO	TST BOP	P		TESTED BOP'S TO OXY / IPM SPEC'S W/ PIPE RAMS W/400 PSI LOW, 2400 PSI HI/10 MIN, OK / HYDRILL W/400 PSI LOW, 2000 PSI HI/10 MIN, OK
	0:00 - 0:30	0.50		BO	RPW B	P		L/D BOP TEST ASSY / INSTALLED WEAR BUSHING
	0:30 - 04:30	4.00	31PRRC	DR	TRIP	SC		M/U 6 1/8" TRI-CONE BIT & RIH TO 6919', TOC.
	04:30 - 6:00	1.50	31PRRC	DR	DOC	SC		DRILL FIRM-HARD CMT FROM 6919' TO 7000' WITH: 7 KLB WOB, 60 RPM, 300 GPM, 800 PSI
2/16/2002	6:00 - 20:00	14.00	31PRRC	DR	DOC	SC		CONT' DRILLING CEMENT F/ 7056 FT TO 7310 FT, WASH/REAM/DRILL CEMENT F/ 7310 FT TO 7635 FT DRILL CEMENT F/ 7635 FT. DRILL CEMENT RETAINER @ 7646 FT (WOB 9-10 KLBS, 50-60 RPM, 300 GPM, SPP 810 PSI) CONTINUED DRILLING HARD CEMENT BELOW RETAINER F/ 7648 FT TO 7747 FT
	20:00 - 21:00	1.00	31PRRC	CI	CON DFL	SC		CIRCULATE BOTTOM'S UP, PUMP SLUG
	21:00 - 0:30	3.50	31PRRC	DR	TRIP	SC		POOH CLEAN OUT BHA TO SURFACE
	0:30 - 3:00	2.50	31PRRC	DR	TRIP	P		M/U 7" LINER SCRAPER & RIH TO 4456 FT
	3:00 - 4:00	1.00	31PRRC	RM	CUT DLIN	P		SAFETY MEETING, SLIP & CUT 100 FT OF DRILL LINE
	4:00 - 6:00	2.00	31PRRC	DR	TRIP	P		CONTINUE RIH W/ 7" LINER SCRAPER ASSY F/ 4456 FT TO 7747 FT
2/17/2002	6:00 - 7:00	1.00	31PRRC	CI	CON DFL	P		<b>CIRC. BOTTOM'S UP (GEOLOGY DEFINED CORE POINT)</b>
	7:00 - 8:00	1.00	31PRRC	CI	CON DFL	P		PUMP HI-VIS PILL & DISPLACE WELL TO BRINE
	8:00 - 12:30	4.50	31PRRC	DR	TRIP	P		POOH 7" LINER SCAPPER ASSY & L/D BIT
	12:30 - 17:00	4.50	31PRRC	LG	CHL OG	P		SAFETY MEETING. R/U WIRELINE TOOLS. RUN CBL & USIT LOG F/ 7747 FT TO 7300 FT W/ 1000 PSI. POOH & L/D EQUIPMENT
	17:00 - 21:30	4.50	31PRRC	TR	K	P		SAFETY MEETING RIH W/ 4-3/4" DC & 3-1/2" DP AND L/D SAME
	21:30 - 22:15	0.75	31PRRC	BO	RPW B	P		SAFETY MEETING ON L/D BOP RETRIEVE WEAR BUSHING
	22:15 - 4:00	5.75	31PRRC	CW	RBO P			N/D BOP & MOUNT ON SKID STUMP

## REPORTE DE PERFORACIÓN DE POZO EDY D-010

B 15 Operation Summary Report								
Well: EDYD-010								
Project: EDEN YUTURI			Site: PAD D			Rig Name No:		
Event Name: DEV DRILLING		Start Date: 4/27/2002		End Date: 5/25/2002		Spud Date:		
Active Datum: ORIGINAL KB@&728.00ft (above MEAN SEA LEVEL)				UWI: ECB 150002000				
Date	Time Start - End	Hrs (hr)	Op Phase	Op Code	Op Sub	Op Type	Op Top MD (ft)	Op Details
4/27/2002	1:30 - 3:30	2.00	13SUDR	DR	ROT DIR	P		SPUD EY-D-10 WELL @ 01:30 HRS ON 04/27/2002 M/U 17-1/2" BIT + BIT SUB + SHORT DC / DRILL. 17-1/2" HOLE FROM SURFACE TO 193'. 644 GPM, SPP= 350 PSI , 40 RPM, WOB= 5-8 KLBS
	3:30 - 4:30	1.00	13SUDR	DR	TRIP	P		PUMPED VISC. PILL AND POOH FROM 193' TO SURFACE
	4:30 - 6:00	1.50	13SUDR	DR	TRIP	P		P/U NEW 16" DIRECTIONAL BHA
4/28/2002	6:00 - 7:00	1.00	13SUDR	DR	TRIP	P		CONT. P/U NEW 16" DIRECTIONAL BHA
	7:00 - 10:00	3.00	13SUDR	DR	ROT DIR	P		DRILLING FROM 193' TO 380'
	10:00 - 11:00	1.00	13SUDR	TR	K	P		POH 01 STAND / L/D 01HWDP AND SAVER SUB / M/U STAND WITH DRILL. JAR
	11:00 - 6:00	19.00	13SUDR	DR	ROT DIR	P		DIRECTIONAL DRILLING FROM 380' TO 2166' (ROT.: 79.1 %, SLID.: 20.9 %). AVRG ROP= 94 FPH, WOB= 10 KLBS, RPM= 50 / 151, GPM= 920 SPP= 2300 PSI, TORQUE= 6300 FT-LB
4/29/2002	6:00 - 10:30	4.50	13SUDR	DR	ROT DIR	P		CONT. DIRECTIONAL DRILLING FROM 2166' TO 2547' (ROT.: 100%)
	10:30 - 11:30	1.00	13SUDR	CI	CON DHO L	P		PUMPED VISCOSITY PILL & CIRCULATED TO CLEAN OUT HOLE
	11:30 - 13:30	2.00	13SUDR	CI	TRIP	P		POOH TO 215', VERY GOOD TRIP
	13:30 - 15:00	1.50	13SUDR	CI	TRIP	P		RIH & WASHED DOWN LAST STAND PRECAUTIONARY
	15:00 - 6:00	15.00	13SUDR	DR	ROT DIR	P		CONT. DIRECTIONAL DRILLING FROM 2547' TO 3840' (ROT.: 90.8 %, SLID.: 9.2 %). AVRG ROP=86.2 FPH, WOB= 20 KLBS, RPM= 60 / 161, GPM=920, SPP= 2750 PSI, TORQUE= 9500 FT-LB.
4/30/2002	6:00 - 9:00	3.00	13SUDR	DR	ROT DIR	P		DIRECTIONAL DRILLING FROM 3840' TO 4059' (ROT.: 84 %, SLID.: 16 %). AVRG ROP= 73 FPH, WOB= 20 KLBS, RPM= 60 / 161, GPM= 920, SPP= 2800 PSI, TORQUE= 9500 FT-LB.
	9:00 - 10:00	1.00	13SUDR	CI	CON DHO L	P		CIRC. CLEAN HOLE
	10:00 - 13:00	3.00	13SUDR	CI	TRIP	P		POOH FROM 4059' TO 215' / TIGHT SPOTS AT 3000' & 2800', MAX. OVERPULL= 50 KLBS
	13:00 - 13:30	0.50	13SUDR	RM	SER VRIG	P		RIG SERVICE
	13:30 - 15:00	1.50	13SUDR	CI	TRIP	P		RIH FROM 215' TO 2280'
	15:00 - 20:00	5.00	13SUDR	RO	REA MTG	PT		WASHED & REAMED FROM 2280' TO 4059' (AVG = 350 FPH)
	20:00 - 23:00	3.00	13SUDR	CI	CON DHO L	P		PUMP LOW & HIGH VISC. PILL AND CIRCULATE TO HOLE CLEAN / PUMPED SLUG PIPE LAG TEST AT 4059'

**B 15 Operation Summary Report**

Well: EDYD-010								
Project: EDEN YUTURI			Site: PAD D			Rig Name No:		
Event Name: DEV DRILLING			Start Date: 4/27/2002		End Date: 5/25/2002		Spud Date:	
Active Datum: ORIGINAL KB@&728.00ft (above MEAN SEA LEVEL)					UWI: ECB 150002000			
Date	Time Start - End	Hrs (hr)	Op Phase	Op Code	Op Sub	Op Type	Op Top MD (ft)	Op Details
05/04/2002	4:00 - 5:00	1.00	31PRDR	PT	LOT FIT	P		M/U DOWEL LINE / PERFORMED LOT @ 4069' MD, 4012' TVD, AMW= 9.9 PPG, LEAK OFF PRESS= 980 PSI, EMW= 14.6 PPG
	5:00 - 5:30	0.50	31PRDR	PT	LOT FIT	P		L/D PRESS. TEST EQUIPMENT
	5:30 - 6:00	0.50	31PRDR	DR	ROT DIR	P		DIRECTIONAL DRILLING FROM 4069' TO 4125'.
	6:00 - 7:30	1.50	31PRDR	DR	ROT DIR	P		CONT. DIREC. DRILL. FROM 4125' TO 4212'
	7:30 - 8:00	0.50	31PRDR	CI	CON DHO L	P		WHILE CIRCULATE BEFORE TO MAKE CONNECTION, THE SWIVEL OF TDS BROKE DOWN
	8:00 - 9:00	1.00	31PRDR	DT	REP	R		POOH TO CASING SHOE / TIGHT HOLE AT 4142' / CIRCULATED OUT WITH SUB
	9:00 - 10:30	1.50	31PRDR	DT	REP	R		CIRC. BOTTOM UP AT CASING SHOE AT 230 GPM
	10:30 - 18:00	7.50	31PRDR	DT	REP	R		R/D SWIVEL FROM TDS
	18:00 - 4:30	10.50	31PRDR	DT	REP	R		INSTALLED A NEW ONE SWIVEL ON TDS / TESTED STAND PIPE LINES W/3500 PSI, OK
		4:30 - 5:00	0.50	31PRDR	DT	REP	R	
05/05/2002	5:00 - 6:00	1.00	31PRDR	DR	ROT DIR	P		DIREC. DRILLING FROM 4212' TO 4260'
	6:00 - 6:00	24.00	31PRDR	DR	ROT DIR	P		DIRECTIONAL DRILLING FROM 4260' TO 6050'(ROT.: 95.2 %, SLID.: 4.8 %). AVRG ROP= 74.6 FPH, WOB= 20 KLBS, RPM= 65 / 272, GPM= 828, SPP= 2500 PSI, TORQUE= 8800 FT-LB.
05/06/2002	6:00 - 14:00	8.00	31PRDR	DR	ROT DIR	P		CONT. DIREC. DRILLING FROM 6050' TO 6528' ROT.: 100 %). AVRG ROP= 59.75 FPH, WOB= 20 KLBS, RPM= 65 / 272, GPM= 828, SPP= 2500 PSI, TORQUE= 10176 FT-LB.
	14:00 - 15:00	1.00	31PRDR	CI	CIR CGE O	P		CIRC. BOTTOM UP FOR SAMPLES (GEOLOGY DEFINED CORE POINT) & CLEAN HOLE PUMPED LOW/HIGH VIS PILL
	15:00 - 17:30	2.50	31PRDR	CI	TRIP	P		POOH FROM 6528' TO SHOE (CONDITIONED HOLE PRIOR CORING) / MAX. OVERPULL= 40 KLB, 4500'-4300'
	17:30 - 18:00	0.50	31PRDR	RM	SER VRIG	P		SERVICE RIG
	18:00 - 20:00	2.00	31PRDR	CI	TRIP	P		RIH FROM SHOE TO 6528' (WASH. & REAM. FROM 4336' TO 4935')
05/10/2002	6:00 - 7:00	1.00	31PRDR	DR	ROT DIR	P		FINISHED ENLARGED FROM 8-1/2" TO 12-1/4" HOLE FROM 6599' TO 6626'
	7:00 - 6:00	23.00	31PRDR	DR	ROT DIR	P		DIRECTIONAL DRILLING FROM 6626' TO 7054' (ROT.: 100 %). AVRG ROP= 18.6 FPH, WOB= 24 KLBS, RPM= 60 / 207, GPM= 736, SPP= 2600 PSI, TORQUE= 8500 FT-LB

**FUENTE: PETROAMAZONAS**

**ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas**

**ANEXO 2**  
**REPORTES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

## REPORTE DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE POZO EDY A-054

PETROAMAZONAS EP

### Mud Summary Report

Well: EDYA-054	Event Name: DEV DRILLING	
Project: EDEN YUTURI	Prim Reason: ORIG DRILL DIR	
Site: PAD A	Start Date: 11/09/2005	Wellbore
Active Datum: ORIGINAL KB@715.00ft (above MEAN SEA LEVEL)	End Date: 12/03/2005	

#### Mud Check Data

Rept No	Date/time	Chk MD (ft)	Mud Company	Mud Type	Density (ppg)	Visc (s/qt)	PV (cp)	YP (lbf/100ft <sup>2</sup> )	Gels 10sec /10min/30min (lbf/100ft)	API WL (cc/30 min)	HTHP WL (CC/30 min)	FC (32 nd")	pH	Pf (cc)	Mf (cc)	Cl- (ppm)	Ca+ (ppm)	Sand (%)	Drilling Solids (lbm/bbl)	LGS/HGS Conc (lbm/bbl)	MBT (lbm/bbl)	Total Hardness (ppm)
1	11/11/2005 04:25			FRESH WATER	8.40				//		/		7.00				1800			/		
2	11/11/2005 15:33	454.0		NATIVE MUD	8.70	27.00	2.00	2.000	/1.000/1.000		/							0.25		/		
2	11/11/2005 18:00	835.0		NATIVE MUD	9.20	27.00	3.00	1.000	/1.000/1.000		/							0.25		/		
2	11/11/2005 23:30	1,230.0		NATIVE MUD	9.20	29.00	3.00	1.000	/1.000/1.000		/							0.25		/		
3	11/11/2005 00:18	2,537.0		GEL SWEEPS	9.70	30.00	4.00	10.000	/7.000/8.000		/		8.00		0.12			0.25	72.80	/	30.0	800
4	11/14/2005 22:00	2,560.0			9.60	30.00	3.00	6.000	/7.000/8.000		/		7.00			600	520	0.25	64.90	85.6/	30.0	
5	11/14/2005 23:10	4,272.0			9.30	30.00	5.00	12.000	/7.000/8.000		/		9.00	0.15	0.22	600	500	0.25		/		500
6	11/15/2005 03:15	4,640.0			10.20	47.00	14.00	13.000	/35.000/38.000	10.0	0.0/0.0	1.0	9.00	0.18	0.50	950	168	0.05	135.90	126.5/0.0	10.0	168
5	11/15/2005 03:15	4,640.0			10.20	47.00	14.00	13.000	/35.000/38.000	10.0	/	1.0	9.00	0.18	0.50	950	168	0.05	13.88	/	10.0	168
6	11/15/2005 10:00	5,290.0			10.20	62.00	15.00	10.000	/6.000/6.000	10.0	0.0/0.0	1.0	8.00	0.15	0.50	680	140	0.05	124.20	126.5/0.0	20.0	140
6	11/15/2005 18:00	6,138.0			10.20	47.00	14.00	13.000	/23.000/25.000	8.0	0.0/0.0	1.0	8.00	0.10	0.50	650	140	0.05	121.30	126.5/0.0	22.5	140
6	11/15/2005 22:00	6,551.0			10.20	54.00	22.00	22.000	/18.000/24.000	5.6	0.0/0.0	1.0	8.00	0.10	0.45	650	150	0.05	124.20	126.5/	20.0	150
4	11/16/2005 01:01								//		/									/		
7	11/16/2005 14:30	6,609.0			10.30	57.00	23.00	25.000	/40.000/46.000	5.4	0.0/0.0	1.0	8.00	0.00	0.76	800	120	0.25	124.00	133.4/0.0	27.0	120
7	11/16/2005 14:30	6,609.0			10.30	57.00	23.00	25.000	/40.000/46.000	5.4	0.0/0.0	1.0	8.00	0.00	0.76	800	120	0.25	124.00	133.4/0.0	27.0	120
7	11/16/2005 17:20	6,864.0			10.30	64.00	22.00	19.000	/35.000/40.000	6.0	0.0/0.0	1.0	9.00	0.12	0.90	900	80	0.25	128.70	133.4/0.0	23.0	80
7	11/16/2005 21:00	7,024.0			10.30	60.00	21.00	18.000	/30.000/32.000	5.0	0.0/0.0	1.0	9.00	0.12	0.80	900	80	0.25	128.70	133.4/0.0	23.0	80
8	11/17/2005 18:40	7,024.0			10.20	46.00	20.00	11.000	/22.000/25.000	8.0	0.0/0.0	1.0	7.50	0.00	0.70	950	80	0.25	121.40	126.6/0.0	22.5	80
10	11/22/2005 13:00	4,505.0			10.30	60.00	30.00	24.000	/12.000/0.000	4.3	0.0/0.0	1.0	8.50	0.15	0.70	900	80	0.10	129.20	133.3/0.0	22.5	80
10	11/22/2005 20:00	7,029.0			10.30	56.00	17.00	21.000	/0.000/0.000	5.0	0.0/0.0	1.0	10.50	0.50	0.90	1,700	400	0.10	129.20	133.3/0.0	22.5	400
11	11/23/2005 04:00	7,029.0			10.20	65.00	30.00	28.000	/11.000/21.000	4.4	0.0/0.0	1.0	10.50	0.50	0.70	900	400	0.25	121.30	126.5/0.0	22.5	400
11	11/23/2005 12:00	7,041.0			10.20	59.00	25.00	19.000	/17.000/24.000	5.1	0.0/0.0	1.0	10.50	0.40	0.90	900	200	0.25	121.30	126.5/0.0	22.5	200
11	11/23/2005 20:00	7,090.0			10.20	66.00	23.00	19.000	/25.000/32.000	4.8	0.0/0.0	1.0	10.00	0.30	0.90	1,130	80	0.25	121.30	126.5/0.0	22.5	80
12	11/24/2005 06:00	0.0			10.20	68.00	29.00	20.000	/11.000/23.000	4.6	0.0/0.0	1.0	10.00	0.30	0.90	1,100	80	0.25	121.30	126.5/0.0	22.5	80
12	11/24/2005 14:00	7,130.0			10.30	70.00	31.00	22.000	/18.000/0.000	5.0	0.0/0.0	1.0	10.00	0.35	0.90	1,100	60	0.50	126.30	133.3/0.0	25.0	60
13	11/25/2005 06:30	7,208.0			10.30	68.00	25.00	23.000	/26.000/32.000	4.2	0.0/0.0	1.0	9.50	0.25	0.80	1,000	80	0.50	126.30	133.3/0.0	25.0	80
13	11/25/2005 11:00	7,475.0			10.20	70.00	23.00	25.000	/28.000/32.000	5.2	0.0/0.0	1.0	9.50	0.30	0.80	1,050	60	0.50	118.40	126.5/0.0	25.0	60
13	11/25/2005 22:00	7,475.0			10.20	69.00	22.00	25.000	/27.000/33.000	5.4	0.0/0.0	1.0	9.50	0.30	0.80	1,000	60	0.50	118.40	126.5/0.0	25.0	60
14	11/26/2005 05:30	7,479.0			10.30	70.00	23.00	25.000	/27.000/33.000	5.2	0.0/0.0	1.0	9.50	0.30	0.80	1,000	60	0.50	126.30	133.3/0.0	25.0	60
14	11/26/2005 12:00	7,502.0			10.30	66.00	26.00	26.000	/24.000/32.000	5.5	0.0/0.0	1.0	9.50	0.50	1.10	1,000	60	0.50	129.20	133.3/0.0	22.5	60
14	11/26/2005 20:00	7,536.0			10.30	67.00	25.00	25.000	/24.000/32.000	5.2	0.0/0.0	1.0	9.50	0.30	1.00	1,000	60	0.50	126.30	133.3/0.0	25.0	60
15	11/27/2005 07:00	7,572.0			10.30	78.00	25.00	29.000	/30.000/42.000	4.8	0.0/0.0	1.0	9.00	0.10	0.60	1,000	60	0.50	80.60	89.2/35.0	20.0	60

**PETROAMAZONAS EP  
Mud Summary Report**

Well:	EDYA-054	Event Name:	DEV DRILLING
Proyect:	EDEN YUTURI	Prim Reason:	ORIG DRILL DIR
Site:	PAD A	Start Date:	11/09/2005
Active Datum: ORIGINAL KB@715.00ft (above MEAN SEA LEVEL)		End Date:	12/03/2005

**Mud Check Data**

Rept No	Date/time	Chk MD (ft)	Mud Company	Mud Type	Densit y (ppg)	Visc (s/qt)	PV (cp)	YP (lbf/100ft <sup>2</sup> )	Gels 10sec /10min/30min (lbf/100ft)	API WL (cc/30min)	HTHP WL (CC/30min)	FC (32nd")	pH	Pf (cc)	Mf (cc)	Cl- (ppm)	Ca+ (ppm)	Sand (%)	Drilling Solids (lbm/bbl)	LGS/HGS Conc (lbm/bbl)	MBT (lbm/bbl)	Total Hardness (ppm)
15	11/27/2005 09:00	7,595.0			10.30	72.00	26.00	30.000	/24.000/28.000	5.0	0.0/0.0	1.0	9.00	0.15	0.70	900	60	0.50	80.60	89.2/35.0	20.0	60
15	11/27/2005 23:00	7,706.0			10.20	71.00	25.00	23.000	/23.000/30.000	4.8	0.0/0.0	1.0	9.00	0.18	0.85	900	80	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	80
16	11/28/2005 06:00	7,730.0			10.20	65.00	24.00	23.000	/22.000/30.000	5.4	0.0/0.0	1.0	9.00	0.18	0.85	900	80	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	80
16	11/28/2005 10:00	7,730.0			10.20	57.00	25.00	21.000	/14.000/19.000	5.6	0.0/0.0	1.0	9.00	0.20	0.90	900	80	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	80
16	11/28/2005 14:00	7,730.0			10.20	56.00	25.00	21.000	/15.000/18.000	5.5	0.0/0.0	1.0	9.00	0.20	0.90	900	80	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	80
17	11/29/2005 06:00	0.0			10.20	57.00	25.00	21.000	/14.000/19.000	5.6	0.0/0.0	1.0	9.00	0.20	0.90	900	80	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	80
17	11/29/2005 14:30	7,730.0			10.20	58.00	23.00	21.000	/14.000/18.000	5.6	0.0/0.0	1.0	9.00	0.18	0.80	900	80	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	80
18	11/30/2005 06:00	0.0			10.20	57.00	22.00	20.000	/13.000/19.000	5.2	0.0/0.0	1.0	9.00	0.18	0.80	900	80	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	80
18	11/30/2005 12:00	0.0			10.20	57.00	23.00	18.000	/12.000/18.000	6.4	0.0/0.0	1.0	9.00	0.18	0.75	900	80	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	80
19	12/01/2005 06:00	7,730.0			10.20	59.00	23.00	19.000	/12.000/17.000	6.0	0.0/0.0	1.0	9.10	0.18	0.75	900	80	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	80
19	12/01/2005 12:00	0.0			10.20	56.00	23.00	19.000	/12.000/15.000	5.6	0.0/0.0	1.0	9.00	0.15	1.30	1,200	200	0.50	77.60	86.5/31.7	20.0	200
20	12/02/2005 06:00	7,730.0			10.20	56.00	23.00	20.000	/12.000/14.000	5.6	0.0/0.0	1.0	9.00	0.15	0.80	1,200	80	0.50	124.20	126.5/0.0	20.0	80
20	12/02/2005 14:00	7,730.0			10.20	54.00	23.00	20.000	/12.000/15.000	5.8	0.0/0.0	1.0	9.00	0.15	0.80	1,200	80	0.50	124.20	126.5/0.0	20.0	80

**FUENTE: PETROAMAZONAS**

**ELABORADO POR: Eduardo Carvajal y Natalí Rivas.**

## REPORTE DE FLUIDO DE PERFORACIÓN DE POZO EDY C-005

PETROAMAZONAS EP Mud Summary Report																						
Well: EDYC-005				Event Name: DEV DRILLING																		
Proyect: EDEN YUTURI				Prim Reason: DRL-DIRECTIONAL WELL																		
Site: PAD C				Start Date: 1/14/2002														Wellbore				
Active Datum: ORIGINAL KB@728.00ft (above MEAN SEA LEVEL)											End Date: 2/17/2002											
Mud Check Data																						
Rept No	Date/time	Chk MD (ft)	Mud Company	Mud Type	Density (ppg)	Visc (s/qt)	PV (cp)	YP (lbf/100ft <sup>2</sup> )	Gels 10sec /10min/30min (lbf/100ft)	API WL (cc/30 min)	HTHP WL (CC/30min)	FC (32nd")	pH	Pf (cc)	Mf (cc)	Cl- (ppm)	Ca+ (ppm)	Sand (%)	Drilling Solids (lbm/bbl)	LGS/HGS Conc (lbm/bbl)	MBT (lbm/bbl)	Total Hardness (ppm)
1	01/13/2002 23:00	307.0		SPUD MUD	8.50	30.00	1.00	1.000	1.000/1.000/1.000		/		7.50	0.01	0.02	200	20		12.10	10.8/		20
2	01/14/2002 23:00	1,697.0		SPUD MUD	9.20	35.00	5.00	8.000	6.000/18.000/30.000		/	3.0	8.00	0.05	0.10	400	40	0.25	51.60	58.4/	12.5	40
3	01/15/2002 23:00	2,502.0		SPUD MUD	9.80	35.00	7.00	11.000	8.000/16.000/28.000		/		8.00	0.05	0.10	400	60	0.25	94.60	99.3/	15.0	60
4	01/16/2002 23:00	2,502.0		SPUD MUD	8.40	30.00	3.00	4.000	2.000/3.000/5.000		/		7.50	0.03	0.05	350	40		4.10	3.8/		40
5	01/17/2002 23:00	2,915.0		SPUD MUD	8.70	38.00	2.00	11.000	3.000/4.000/5.000	14.0	/		9.00	0.25	0.40	600	60	0.25	21.10	24.1/	2.5	60
6	01/18/2002 23:00	4,682.0		POLYPLUS RD/HIB	9.20	42.00	8.00	14.000	5.000/19.000/26.000	8.4	/		8.50	0.10	0.25	600	120	0.25	35.30	58.3/	22.5	120
7	01/19/2002 23:00	5,755.0		POLYPLUS RD/HIB	9.50	55.00	16.00	18.000	8.000/22.000/31.000	5.6	/	1.0	9.00	0.05	1.00	850	120	0.25	58.20	78.6/	20.0	120
8	01/20/2002 23:00	6,562.0		POLYPLUS RD/HIB	9.50	57.00	22.00	22.000	5.000/22.000/32.000	5.4	/	1.0	9.00	0.05	0.20	900	140	0.25	58.20	78.5/	20.0	140
9	01/21/2002 23:00	6,562.0		POLYPLUS RD/HIB	9.40	47.00	12.00	12.000	3.000/8.000/14.000	5.4	/	1.0	8.20	0.02	0.30	900	130	0.25	9.20	36.8/	17.5	130
10	01/22/2002 23:00	6,562.0		PHPA	9.50	47.00	20.00	8.000	4.000/18.000/26.000	5.2	/	1.0	8.50	0.02	0.20	900	130	0.25	3.80	30.0/39.2	15.0	130
11	01/23/2002 23:00	7,040.0		PHPA	9.60	54.00	21.00	15.000	5.000/21.000/26.000	4.8	/	1.0	9.50	0.25	0.80	1,100	140	0.25	24.00	59.6/20.7	17.5	140
12	01/24/2002 23:00	7,194.0		PHPA	9.70	70.00	27.00	20.00	4.000/24.000/38.000	4.0	/	1.0	9.20	0.15	0.35	1,000	140	0.25	38.20	71.0/17.1	17.5	140
13	01/25/2002 23:00	7,322.0		PHPA	9.70	65.00	29.00	14.000	3.000/10.000/28.000	4.0	/	1.0	9.00	0.20	0.30	900	120	0.25	15.30	52.8/31.8	17.5	120
14	01/26/2002 22:30	7,383.0		PHPA	9.70	65.00	27.00	15.000	4.000/10.000/29.000	4.0	/	1.0	9.00	0.20	0.30	900	120		15.30	52.8/15.3	17.5	120
15	01/27/2002 22:30	7,505.0		PHPA	9.80	54.00	22.00	15.000	3.000/11.000/23.000	4.0	/	1.0	9.00	0.20	0.40	900	140		37.50	71.0/17.1	18.0	140
16	01/28/2002 23:00	7,610.0		PHPA	9.80	50.00	19.00	16.000	5.000/18.000/25.000	4.0	/	1.0	9.00	0.20	0.60	1,200	140	0.25	26.40	64.1/128	20.0	140

**PETROAMAZONAS EP  
Mud Summary Report**

Well:	EDYC-005	Event Name:	DEV DRILLING
Project:	EDEN YUTURI	Prim Reason:	DRL-DIRECTIONAL WELL
Site:	PAD C	Start Date:	1/14/2002
Active Datum:	ORIGINAL KB@728.00ft (above MEAN SEA LEVEL)	End Date:	2/17/2002

Wellbore

Mud Check Data																						
Rept No	Date/time	Chk MD (ft)	Mud Company	Mud Type	Density (ppg)	Visc (s/qt)	PV (cp)	YP (lbf/100ft2)	Gels 10sec /10min/30min (lbf/100ft)	API WL (cc/30min)	HTHP WL (CC/30 min)	FC (32 nd")	pH	Pf (cc)	Mf (cc)	Cl- (ppm)	Ca+ (ppm)	Sand (%)	Drilling Solids (lbm/bbl)	LGS/HGS Conc (lbm/bbl)	MBT (lbm/bbl)	Total Hardness (ppm)
17	01/29/2002 23:00	7,723.0		PHPA	9.90	43.00	13.00	15.000	4.000/12.000/25.000	4.0	/	1.0	9.00	0.30	0.50	1,000	140	0.25	31.80	66.4/31.8	18.0	140
18	01/30/2002 23:00	7,784.0		PHPA	9.80	44.00	16.00	14.000	5.000/11.000/25.000	4.0	/	1.0	9.00	0.30	0.50	1,000	120		26.40	64.1/28.1	20.0	120
19	01/31/2002 23:00	7,853.0		PHPA	9.80	45.00	15.00	17.000	6.000/14.000/20.000	4.0	/	1.0	9.00	0.10	0.30	900	120		26.40	64.2/28.1	20.0	120
20	02/01/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	44.00	15.00	17.000	5.000/12.000/21.000	4.0	/	1.0	9.00	0.10	0.35	900	120		17.60	55.1/35.5	18.0	120
21	02/02/2002 23:30	8,005.0		PHPA	9.80	45.00	16.00	17.000	5.000/13.000/22.000	4.0	/	2.0	9.00	0.10	0.35	900	120		28.90	64.2/28.1	18.0	120
22	02/02/2002 23:30	8,005.0		PHPA	9.80	43.00	14.00	16.000	3.000/10.000/18.000	4.5	/	2.0	10.00	0.05	0.10	850	140		10.80	39.1/53.9	7.5	140
23	02/04/2002 23:30	8,005.0		PHPA	9.80	45.00	14.00	17.000	4.000/11.000/19.000	4.0	/	2.0	9.50	0.10	0.25	950	120		28.90	64.1/28.1	18.0	120
24	02/05/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	42.00	14.00	16.000	4.000/11.000/20.000	4.0	/	2.0	9.00	0.05	0.10	900	140		6.80	46.0/42.8	17.5	140
25	02/06/2002 23:30	8,005.0		PHPA	9.80	42.00	13.00	16.000	4.000/10.000/17.000	4.0	/	2.0	9.00	0.05	0.10	900	140		6.80	46.0/42.8	17.5	140
26	02/07/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	40.00	13.00	16.000	4.000/9.000/17.000	4.0	/	2.0	9.00	0.05	0.10	900	120		28.70	46.0/42.8		120
27	02/08/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	41.00	14.00	15.000	4.000/10.000/17.000	4.0	/	2.0	9.00	0.05	0.10	900	120		6.80	46.0/42.8	17.5	120
28	02/09/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	42.00	13.00	16.000	4.000/10.000/18.000	4.0	/	2.0	9.50	0.20	0.30	900	140		6.80	46.0/42.8	17.5	140
29	02/10/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	42.00	13.00	16.000	4.000/10.000/18.000	4.0	/	2.0	10.00	0.50	1.00	900	160		6.80	46.0/42.8	17.5	160
30	02/11/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	42.00	13.00	15.000	4.000/10.000/17.000	4.0	/	2.0	10.50	0.90	1.40	900	160		6.80	46.0/42.8	17.5	160
31	02/12/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	42.00	13.00	16.000	4.000/10.000/17.000	4.0	/	2.0	10.00	0.80	1.50	900	160		6.80	46.0/42.8	17.5	160
32	02/13/2002 23:30	8,005.0		PHPA	9.80	41.00	13.00	16.000	4.000/10.000/18.000	4.0	/	2.0	10.00	0.90	1.40	900	160		6.80	46.0/42.8	17.5	160
33	02/14/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	41.00	13.00	15.000	4.000/8.000/16.000	4.0	/	2.0	10.00	0.90	1.40	900	160		6.80	46.0/42.8	17.5	160
34	02/15/2002 23:00	8,005.0		PHPA	9.80	42.00	13.00	16.000	4.000/8.000/16.000	4.0	/	2.0	10.00	1.00	1.60	900	140		6.80	46.0/42.8	17.5	140
35	02/16/2002 23:00	8,005.0		KCL BRINE	8.90				//		/									/		



PETROAMAZONAS EP

**Mud Summary Report**

Well: EDYC-005	Event Name: DEV DRILLING
Project: EDEN YUTURI	Prim. Reason: DRL-DIRECTIONAL WELL
Site: PAD C	Start Date: 1/14/2002 Wellbore:
Active Datum: ORIGINAL KB @728.00ft (above MEAN SEA LEVEL)	End Date: 2/17/2002

**Mud Check Comment**

Rept N <sup>o</sup>	Date/Time	Chk MD (ft)	Mud Type	Comments
1	01/12/2002 23:00	307.0	SPUD MUD	Filled all pits with rain water. Prehydrated Bentonite for sweeps. Spudded well with water
2	01/14/2002 23:00	1,697.0	SPUD MUD	Added Desco to control viscosity and gel strengths
4	01/16/2002 23:00	2,502.0	SPUD MUD	Pretreated system with Desco to lower poperties before cementing. Prepared a pill with Tannathin to be used cleaning the flowline after the cementing job.
5	01/17/2002 23:00	2,915.0	SPUD MUD	Added Soda Ash to lower calcium from drilling cement. Pumped Duovis Sweep, adding PolyPac R to maintain rheology.
6	01/18/2002 23:00	4,682.0	POLYPLUS RD/HIB	Began additions of Polyplus at top of Ortegaza formation @ 4100' MD. Adding Soda Ash to control Hardness. PolyPac R and Duovis added to the system to build new mud.
20	02/01/2002 23:00	8,005.0	PHPA	Added Calcium Carbonate to help bridge formations prior lo logging. Made inventory adjustment. Yesterday used 80 sxs of A325. Rather than 80sxs Camix
21	02/02/2002 23:30	8,005.0	PHPA	CLEANING RESERVE MUD PITS, MIXING 700 BBLS OF KCL BRINE OF 8.9 PPG. MIXED AND SPOT 65 BBL OF HI VIS PILL. MIXED AND PUMP SLUG PILL
22	02/03/2002 23:30	8,005.0	PHPA	Mixed 700 bbls of KCl brine of 8.9 ppg. Build 650 bbls new mud of 9.8 ppg.
23	02/04/2002 23:30	8,005.0	PHPA	BUIL 50 BBLS OF NEW MUD IN RESERVE TK WITH 9.8 PPG. MIXED AND PUMPED SLUG PILL. TREATED CEMENT CONTAMINATION WITH SODA ASH AND SAPP
26	02/07/2002 23:00	8,005.0	PHPA	Add to active system Barite, Duovis and PolyPac R for maintenance. Used 84 sxs of Barite Dowell in cement operation.
28	02/07/2002 23:00	8,005.0	PHPA	Treated cmt contamination with Soda Ash. Added to Active System Duovis for maintenance. Clean active ditch. Mixed and pumped slug.
29	02/10/2002 23:00	8,005.0	PHPA	Used Duovis for maintenance active system. Used 84 sxs of Barite f/Dowell in cmt operation.
30	02/11/2002 23:00	8,005.0	PHPA	Used Duovis for maintenance active system. Used Defoam X for cement spacer contamination.
31	02/12/2002 23:00	8,005.0	PHPA	Clean trip tanks for KCl. Transfer 100 Bbls of active mud to storage. Mixed and pumped two slugs

**FUENTE:** PETROAMAZONAS

**ELABORADO POR:** Eduardo Carvajal y Natalí Rivas

**ANEXO 3**  
**PARÁMETROS PETROFÍSICOS**

## PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE POZOS VECINOS A LOS POZOS EN ESTUDIO

Well Name	Zone Name	Top Depth (MD)	Bot Depth (MD)	Gross Interval	Net Pay Int (TVD)	Avg Phi (Pay)	Avg Net Sw (Pay)	Avg Net So (Pay)	Avg VClay (Pay)	Pay/Gross Ratio	Net Res Int (TVD)	Avg Phi (Res)	Avg Net Sw (Res)	Avg VClay (Res)	Res/Gross (Res)
E.Y. A-24	TM1S	7.008	7.048	40	7	0,18	0,43	0,570	0,21	0,167	19	0,19	0,64	0,19	0,462
E.Y. A-24	TmM1	7.048	7.062	13	6	0,25	0,28	0,720	0,17	0,448	6	0,25	0,28	0,17	0,448
E.Y. A-24	TM2S	7.555	7.677	123	12	0,15	0,47	0,530	0,21	0,098	65	0,15	0,8	0,28	0,530
E.Y. A-24	TUUS	7.720	7.776	56	31	0,2	0,27	0,730	0,21	0,554	31	0,2	0,27	0,21	0,561
E.Y. A-24	TMUS	7.785	7.801	17	4	0,15	0,5	0,500	0,27	0,224	6	0,14	0,59	0,25	0,363
E.Y. A-24	TLUS	7.811	7.927	115	36	0,2	0,16	0,840	0,18	0,309	99	0,19	0,63	0,2	0,860
E.Y. A-24	TUTS	8.012	8.074	62	6	0,14	0,46	0,540	0,29	0,104	39	0,15	0,78	0,26	0,631
<b>E.Y. A-24</b>	TmTS	8.077	8.211	134	8	0,2	0,42	0,580	0,15	0,059	76	0,2	0,8	0,17	0,566
EY A-25 ST	TM1S	8.122	8.208	85	2	0,14	0,58	0,420	0,25	0,022	16	0,17	0,89	0,21	0,191
EY A-25 ST	TmM1	8.208	8.243	36	24	0,27	0,29	0,710	0,11	0,668	28	0,26	0,61	0,12	0,781
EY A-25 ST	TM2S	8.752	8.896	144	13	0,14	0,5	0,500	0,2	0,087	67	0,13	0,75	0,26	0,464
EY A-25 ST	TUUS	8.945	9.019	74	42	0,2	0,27	0,730	0,16	0,575	56	0,18	0,65	0,17	0,762
EY A-25 ST	TLUS	9.050	9.176	127	–	–	–	–	–	–	86	0,18	0,95	0,18	0,680
EY A-25 ST	TUTS	9.281	9.338	57	8	0,17	0,38	0,620	0,2	0,149	13	0,15	0,62	0,22	0,236
<b>EY A-25 ST</b>	TmTS	9.343	9.489	145	–	–	–	–	–	–	46	0,16	0,95	0,21	0,316
<b>EY A-53</b>	TM1S	7.447	7.486	40	2	0,16	0,55	0,450	0,27	0,044	23	0,2	0,75	0,2	0,578
EY A-55	TM1S	7.119	7.154	35	5	0,22	0,55	0,450	0,17	0,143	11	0,22	0,61	0,14	0,314
EY A-55	TmM1	7.154	7.181	27	23	0,29	0,23	0,770	0,11	0,852	26	0,28	0,26	0,12	0,963
EY A-55	TM2S	7.620	7.739	119	25	0,18	0,46	0,540	0,24	0,210	82	0,19	0,78	0,25	0,689
EY A-55	TUUS	7.772	7.830	59	26	0,2	0,27	0,730	0,23	0,441	35	0,2	0,64	0,21	0,593
EY A-55	TMUS	7.837	7.847	10	8	0,15	0,35	0,650	0,23	0,800	8	0,15	0,35	0,23	0,800
EY A-55	TLUS	7.857	7.965	108	28	0,21	0,37	0,630	0,19	0,259	94	0,21	0,61	0,17	0,870
EY A-55	TUTS	8.049	8.100	51	19	0,17	0,4	0,600	0,27	0,373	19	0,17	0,4	0,27	0,373
<b>EY A-55</b>	TmTS	8.104	8.249	146	36	0,2	0,36	0,640	0,21	0,247	68	0,2	0,7	0,22	0,466
EDYA-056H	TM1S	7.760	8.041	281	–	–	–	–	–	–	27	0,17	0,99	0,37	0,096

Well Name	Zone Name	Top Depth (MD)	Bot Depth (MD)	Gross Interval	Net Pay Int (TVD)	Avg Phi (Pay)	Avg Net Sw (Pay)	Avg Net So (Pay)	Avg VClay (Pay)	Pay/Gross Ratio	Net Res Int (TVD)	Avg Phi (Res)	Avg Net Sw (Res)	Avg VClay (Res)	Res/Gross (Res)
<b>EDYA-056H</b>	TmM1	8.041	8.909	868	644	0,23	0,2	0,800	0,18	0,742	644	0,23	0,2	0,18	0,742
EDYA-057H	TM1S	7.704	8.294	590	–	–	–	–	–	–	176	0,2	0,99	0,28	0,298
<b>EDYA-057H</b>	TmM1	8.294	9.162	868	803	0,24	0,2	0,800	0,13	0,925	803	0,24	0,2	0,13	0,925
EY-C-6	TM1S	6.896	6.930	34	–	–	–	–	–	–	3	0,17	0,85	0,14	0,088
EY-C-6	TM2S	7.370	7.491	121	29	0,17	0,44	0,560	0,17	0,236	92	0,16	0,77	0,22	0,762
EY-C-6	TUUS	7.537	7.587	50	27	0,2	0,17	0,830	0,2	0,530	34	0,19	0,58	0,22	0,680
EY-C-6	TLUS	7.612	7.727	115	42	0,2	0,15	0,850	0,17	0,366	101	0,19	0,64	0,18	0,881
EY-C-6	TUTS	7.820	7.854	34	15	0,16	0,33	0,670	0,22	0,447	15	0,16	0,33	0,22	0,447
<b>EY-C-6</b>	TmTS	7.862	8.029	166	34	0,22	0,24	0,760	0,08	0,202	149	0,21	0,69	0,09	0,896
E.Y. C-26	TM1S	6.983	7.035	52	3	0,19	0,34	0,660	0,13	0,054	10	0,18	0,73	0,21	0,189
E.Y. C-26	TM2S	7.506	7.634	128	25	0,19	0,35	0,650	0,19	0,198	73	0,16	0,73	0,27	0,570
E.Y. C-26	TUUS	7.663	7.735	72	44	0,2	0,21	0,790	0,2	0,611	53	0,19	0,29	0,22	0,734
E.Y. C-26	TMUS	7.739	7.751	12	2	0,11	0,5	0,500	0,27	0,152	2	0,11	0,55	0,24	0,190
E.Y. C-26	TLUS	7.756	7.882	126	44	0,19	0,14	0,860	0,24	0,348	99	0,19	0,61	0,22	0,788
E.Y. C-26	TUTS	7.965	8.016	51	33	0,16	0,28	0,720	0,23	0,642	33	0,16	0,28	0,23	0,642
<b>E.Y. C-26</b>	TmTS	8.020	8.218	198	64	0,22	0,27	0,730	0,12	0,321	170	0,21	0,65	0,11	0,858
E.Y. C-29	TmM1	6.666	6.692	26	6	0,24	0,44	0,560	0,23	0,248	22	0,21	0,76	0,19	0,839
E.Y. C-29	TM2S	7.138	7.267	129	17	0,19	0,41	0,590	0,16	0,135	82	0,18	0,75	0,24	0,635
E.Y. C-29	TUUS	7.299	7.350	51	19	0,22	0,21	0,790	0,15	0,383	31	0,2	0,7	0,19	0,609
E.Y. C-29	TMUS	7.357	7.369	12	6	0,16	0,4	0,600	0,27	0,449	6	0,16	0,4	0,27	0,449
E.Y. C-29	TLUS	7.373	7.480	107	30	0,2	0,21	0,790	0,2	0,285	92	0,21	0,67	0,16	0,861
E.Y. C-29	TUTS	7.575	7.612	37	14	0,17	0,29	0,710	0,22	0,381	17	0,17	0,37	0,25	0,477
<b>E.Y. C-29</b>	TmTS	7.615	7.736	120	31	0,17	0,45	0,550	0,18	0,262	68	0,16	0,74	0,16	0,566
EY C-22H	TmM1	6.631	6.655	24	9	0,24	0,46	0,540	0,04	0,399	17	0,21	0,58	0,09	0,738
EY C-22H	TM2S	7.169	7.360	191	8	0,16	0,42	0,580	0,17	0,044	36	0,16	0,72	0,19	0,189
EY C-22H	TUUS	7.410	7.496	86	21	0,17	0,23	0,770	0,18	0,244	24	0,15	0,62	0,22	0,280
EY C-22H	TMUS	7.501	7.537	36	–	–	–	–	–	–	4	0,14	0,86	0,17	0,107
EY C-22H	TLUS	7.546	7.771	226	28	0,18	0,22	0,780	0,14	0,124	83	0,19	0,61	0,14	0,368

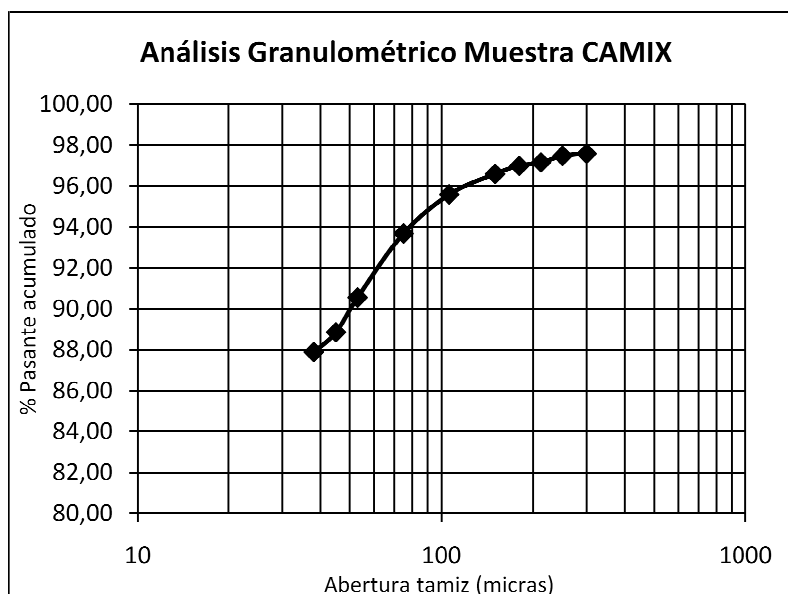
Well Name	Zone Name	Top Depth (MD)	Bot Depth (MD)	Gross Interval	Net Pay Int (TVD)	Avg Phi (Pay)	Avg Net Sw (Pay)	Avg Net So (Pay)	Avg VClay (Pay)	Pay/Gross Ratio	Net Res Int (TVD)	Avg Phi (Res)	Avg Net Sw (Res)	Avg VClay (Res)	Res/Gross (Res)
<b>EY C-22H</b>	TmTS	8.284	9.496	1.212	28	0,17	0,16	0,840	0,1	0,023	31	0,17	0,25	0,1	0,026
<b>EY C-91 H</b>	TmM1	8.057	9.100	1.043	767	767	0,38	0,620	0,04	0,735	945	0,2	0,65	0,65	0,906
<b>EY C-95 H</b>	TmM1	8.356	9.340	984	873	0,23	0,32	0,680	0,04	0,887	970	0,23	0,37	0,05	0,986
EYD-11	TM1S	7.043	7.076	33	–	–	–	–	–	–	2	0,13	0,6	0,25	0,073
EYD-11	TmM1	7.076	7.095	19	–	–	–	–	–	–	6	0,15	0,89	0,19	0,310
EYD-11	TM2S	7.566	7.688	122	19	0,13	0,48	0,520	0,21	0,153	70	0,13	0,79	0,28	0,572
EYD-11	TUUS	7.723	7.774	51	28	0,17	0,38	0,620	0,25	0,542	33	0,16	0,42	0,25	0,638
EYD-11	TMUS	7.780	7.801	21	6	0,12	0,56	0,440	0,26	0,280	9	0,12	0,61	0,26	0,420
EYD-11	TLUS	7.805	7.928	124	44	0,17	0,16	0,840	0,2	0,356	100	0,16	0,66	0,2	0,807
EYD-11	TUTS	8.007	8.043	36	8	0,14	0,51	0,490	0,18	0,219	14	0,13	0,51	0,2	0,397
<b>EYD-11</b>	TmTS	8.049	8.223	174	43	0,18	0,3	0,700	0,14	0,245	132	0,17	0,69	0,15	0,758
EDYD-048H	TM1S	9.575	10.044	469	–	–	–	–	–	–	121	0,18	0,97	0,2	0,258
<b>EDYD-048H</b>	TmM1	10.044	10.776	732	728	0,24	0,13	0,870	0,12	0,995	728	0,24	0,13	0,12	0,995
<b>EDYD-114H</b>	TmM1	8.280	8.910	630	612	0,27	0,27	0,73	0,11	0,971	612	0,27	0,27	0,11	0,971

FUENTE: PETROAMAZONAS  
ELABORADO POR: PETROAMAZONAS

**ANEXO 4**  
**ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DEL CAMIX**

### Resultados Análisis Granulométrico Muestra CAMIX

Tamiz Malla #	Abertura (um)	Peso retenido (g)	Retenido (%)	Retenido Acumulado (%)	Pasante Acumulado (%)
+30	600	4,2	1,40	1,40	98,60
+40	425	0,8	0,27	1,67	98,33
+50	300	2,2	0,73	2,40	97,60
+60	250	0,3	0,10	2,50	97,50
+70	212	1,0	0,33	2,84	97,16
+80	180	0,5	0,17	3,00	97,00
+100	150	1,2	0,40	3,40	96,60
+150	106	3,0	1,00	4,40	95,60
+200	75	5,7	1,90	6,30	93,70
+270	53	9,4	3,14	9,44	90,56
+325	45	5,1	1,70	11,14	88,86
+400	38	2,9	0,97	12,11	87,89
-400	<38	263,5	87,89	100,00	0,00
<b>Total</b>		299,8			



FUENTE: Q-MAX ECUADOR S.A.

ELABORADO POR: Escuela Politécnica Nacional

**ANEXO 5**

**PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LA SECCIÓN  
DE PRODUCCIÓN**



## SECCIÓN DE PRODUCCIÓN

### DIÁMETRO DE AGUJERO

8 ½ plg.

### SISTEMA DE FLUIDO

MAXDRILL-G+

### PROCEDIMIENTO

- Usar el sistema Maxdrill de la anterior sección en una relación del 50% del volumen inicial del intervalo, limpiar el lodo utilizando todo el equipo de control de sólidos, hasta una densidad de aproximadamente 9.0 lpg e incrementar a 9.6 lpg mediante la adición de camix.
- Preparar el 50% del volumen adicional de lodo nuevo, usando Camix para incrementar el peso del lodo a 9.6 lpg
- Bombear píldoras viscosa-pesadas de 40 bbl, con XCD antes de cada viaje, para asegurar la limpieza del hueco. Monitorear su efectividad en las zarandas. Considerar otro tipo de píldoras de limpieza (de baja reología o densificadas) únicamente si no se observa una buena limpieza y en zonas consolidadas.

### Rango de Peso del Lodo

<u>Peso del lodo</u>	<u>Bajo ppg</u>	<u>Alto ppg</u>
Normal	9,6	9,6

- En caso de ser necesario incrementar la reología con la adición de XCD incrementando su concentración 0,25 ppb a la vez.
- Incrementar la concentración de Stardrill si se necesita mejorar el filtrado del sistema.

### Rango para Filtrado

<u>Filtrado</u>	<u>Rango</u>
Napo hasta TD	6 - 8

- Mantener la reología (especialmente el YP) baja mientras se perfora formaciones reactivas (se sugiere un YP entre 15 - 25). Mantener HSI en 3+.

### **Rango de Yield Point**

<b><u>Yield Point</u></b>	<b><u>Rango</u></b>
Napo	15 – 30

- Mantener el pH entre 9,0 – 9,5 todo el tiempo.

### **CONTROL BACTERIOLÓGICO**

Mantener una concentración de Lipcide en 0,10 gl/bbl durante toda la sección.

### **Potenciales Problemas en esta sección**

**Pega Diferencial.-** Desde el inicio de la formación Napo hasta llegar a TD se puede presentar problemas de pega diferencial. Chequear con el Geólogo de la locación para determinar las zonas porosas. Mantener los sólidos perforados al mínimo posible. Adicionar QStop conjuntamente con Camix durante la perforación de las arenas de Napo para evitar pega diferencial.

**FUENTE:** Q-MAX ECUADOR S.A

**ANEXO 6**  
**PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN**



# PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

DISEÑO DEL POZO	FORMACIÓN	MIEMBRO	ESC. pies	PV pies	PM pies	INCL. grad.	INDICE DE RIESGO	INFORMACION GENERAL				
								OPERATOR: PETROAMAZONAS EP PREPARED BY: MARGARITA LEMAR RIGID: H&P 132 APPROVED BY: OLEN OBANDO WELL NAME: EYK-136 DATE: 23-Dec-10 PAD / SLOT: PAD K LOCATION: BLOQUE 15, EDEN YUTURI REVISION: 2				
			0				ENROLAMIENTO FLUIDO AGUA CÁMERA CORTE LITITA INHET. REGADO DIF.	<b>CONDUCTOR</b> GEL NATIVE				
			100					<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>				
			200					<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>				
			300					DENSIDAD 8.4 - 8.8 lb/gl Natural Gel 15,00 lb/bbl				
			400					Soda Cáustica 0,10 lb/bbl				
			500					<b>DIMENSIONES</b>				
			600					DIAM. DE AGUJERO 26 plg				
			700					DIAM. DE REVEST. 20 plg				
			800					P.M. 150,00 pie				
			900					VOLUMEN ESTIMADO (bb) 150				
			1000					TIEMPO ESTIMADO (dias) 1				
			1100									
			1200									
			1300									
			1400									
			1500									
			1600									
			1700									
			1800									
		CHALCANA	SUPERIOR	1900	1915,51	1930,71		15,46				
				2000								
				2100								
				2200								
				2300								
				2400								
				2500								
				2600								
		CHALCANA	INFERIOR	2700	2742,51	2768,02		15,62				
				2800								
				2900								
				3000								
				3100								
				3200								
				3300								
				3400								
				3500								
				3600								
				3700								
				3800								
		ORTEGUAZA		3900	4000,89	4084,92		8,77				
				4000								
				4100								
				4200								
				4300								
				4400								
				4500								
				4600								
				4700								
				4800	4841,51	4885,94		7,17				
		TIYUYACU		4900								
				5000								
				5100								
				5200								
				5300								
				5400								
				5500								
				5600								
				5700								
				5800								
				5900								
		TENA		6000	6025,51	6112,95		0,00				
				6100								
				6200								
				6300								
				6400	6478,51	6478,51		0,00				
				6500	6625,51	6612,95		0,00				
				6600	6626,51	6713,95		0,00				
				6700								
				6800	6823,51	6910,95		0,00				
				6900								
				7000	7019,51	7108,95		0,00				
				7100	7141,51	7228,95		0,00				
				7200								
				7300								
				7400	7436,51	7523,95		0,00				
				7500								
				7600								
				7700								
				7800								
				7900								
				8000								
				8100								
				8200								
				8300								
				8400								
				8500								
				8600								
				8700								
				8800								
				8900								
				9000								
				9100								
				9200								
				9300								
				9400								
				9500								
				9600								
				9700								
				9800								
				9900								
			10000									
			10100									
			10200									
			10300									
			10400									
			10500									
			10600									
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b> DENSIDAD 9.2 - 10.0 lb/gl Barita Lo requiero VISCOSIDAD 30 - 70 seg/qt Glymax LMW 1,00 %w/v pH 9.0 - 10 Kelzan XCD 0,50 lb/bbl 6 rpm 7 - 13 lectura Lipode G-2 2,00 can/dia PV MINIMO POSIBLE cP Maxdril 0,25 gr/bbl YP 15 - 35 lb/100pie2 Super Sweep Lo requiero FILTRADO 6 - 8 ml/30 min OLube 1,3 % (vv/v) ARENA < 1.0 % Soda Cáustica como se req. S.B.G. CORREGIDOS < 8.0 % Startrin 2,00 lb/bbl MBT < 20 (ALAP) Synerfic A25-D 2,00 lb/bbl CALCIO 200 ppm PRODUCTOS DE CONTINGENCIA <b>DIMENSIONES</b> DIAM. DE AGUJERO 12 1/4 plg Carbonato de Calcio Si requiere DIAM. DE REVEST. 9 5/8 plg Deflam X Lo requiero P.M. 6465,95 pie Walnut Si requiere INCLINACION 0,00 grad OFree Si requiere Soda Ash Lo requiero <b>DESVIOS Y CAIDAS DE ANGULO</b> FIN 5059,64 PM: 4972,20 PV: constante 0,00 deg.												
<b>VOLUMEN ESTIMADO (bb)</b> 1968 <b>TIEMPO ESTIMADO (dias)</b> 4 <b>COSTO ESTIMADO</b> \$82.838,20												
<b>SISTEMA DE PRODUCCION</b> MAXDRILL-G+												
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO</b>												
<b>PRODUCTOS DE SISTEMA</b>												
DENSIDAD 9.6 lb/gl Camix Lo requiero VISCOSIDAD 35 - 70 seg/qt Glymax LMW 1,00 %w/v pH 9.0 - 9.5 Kelzan XCD 0,50 lb/bbl 6 rpm 7 - 13 lectura Lipode G-2 2,00 can/dia PV MINIMO POSIBLE cP Maxdril 0,10 gr/bbl YP 15-25 lb/100pie2 Super sweep Lo requiero FILTRADO 6 - 8 ml/30 min OLube 1,3 % (vv/v) ARENA < 1,0 % Soda Cáustica Lo requiero S.B.G. CORREGIDOS < 8,0 % Startrin 2,00 lb/bbl												
<b>PRODUCTOS DE CONTINGENCIA</b>												
MBT < 20 (ALAP) lb/bbl Bicarbonato de Sodio Si requiere CALCIO 200 ppm Carbonato de Calcio Lo requiero <b>DIMENSIONES</b> DIAM. DE AGUJERO 8 1/2 plg Deflam X Lo requiero DIAM. DE REVEST. 7 plg Drilling Detergent Si requiere P.M. 7753,95 pie OFree Si requiere INCLINACION 0,00 grad Soda Ash Lo requiero Walnut Si requiere												
<b>DESVIOS Y CAIDAS DE ANGULO</b>												
<b>VOLUMEN ESTIMADO (bb)</b> 360												
<b>TIEMPO ESTIMADO (dias)</b> 4,0												
<b>COSTO ESTIMADO</b> \$27.188,61												
<b>VOLUMEN ESTIMADO TOTAL (bb)</b> 5150												
<b>COSTO ESTIMADO TOTAL</b> \$151.222,31												
<b>TIEMPO ESTIMADO TOTAL (dias)</b> 14,0												
<b>COSTO ESTIMADO TOTAL</b> \$151.222,31												
<b>NOTAS</b>												
<b>SUPERFICIE</b> - Bombear piloras de 25-30 bbbl con Super Sweep cada 3 paradas o segun criterio del ingeniero de fluidos - Mantenga el fluido disperso para evitar tapamientos en la linea de flujo - Realice dewatering, retornando el agua al sistema activo durante toda la perforación del intervalo - Realizar desplazamiento del cemento con fluido MAXDRILL a utilizarse en el siguiente intervalo (9.2 kg de peso) <b>INTERMEDIO</b> -Una vez limpios los tanques de superficie, agregar el lodo Maxdril previamente preparado, bajar a rotar shoe track y 10 pies de nueva formación. Realizar F11 y continuar perforando. - Use Carbonato de Calcio en conglomerados de Tiyyacu, cherys otro tipo de formación porosa. Combinae con Camix si es necesario como agente de puente - Bombear piloras viscosas pesadas de 30 bbbl. o con Super Sweep y monitoreo retornos, de ser necesario - Realizar desplazamiento del cemento con fluido MAXDRILL a utilizarse en el siguiente intervalo (9.2 kg de peso previamente puenteado con Camix) <b>PRODUCCION</b> - Tenga los parámetros en línea durante la perforación. - Asegúrese que el hueco está limpiándose todo el tiempo, piloras pesadas y viscosas o Super Sweep más una adecuada rotación será la clave para asegurar la limpieza del hueco Use Q stop y Camix en zonas porosas como agente de puenteo.												
<b>CODIGO DE RIESGOS</b> ALTO MODERADO BAJO LEYENDA ▲ PTO. DE REVEST ◇ DESVIO / FIN												