

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO GASIFERO YUCAL-PLACER, CON LA FINALIDAD DE OPTIMIZAR EL FLUIDO UTILIZADO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. González Parada, Héctor Volga

Caracas, octubre de 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO GASIFERO YUCAL-PLACER, CON LA FINALIDAD DE OPTIMIZAR EL FLUIDO UTILIZADO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno Gómez.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Freddy López.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. González Parada, Héctor Volga

Caracas, octubre de 2003

Caracas, octubre de 2003

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Héctor V. González P., titulado:

“ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO GASIFERO YUCAL-PLACER, CON LA FINALIDAD DE OPTIMIZAR EL FLUIDO UTILIZADO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Luis Norberto Bueno
Tutor Académica

Ing. Freddy López
Tutor Industrial

Prof. Ovidio Suárez
Jurado

Prof. Franklin González
Jurado

DEDICATORÍA

- ✓ A Dios todopoderoso.
- ✓ Este trabajo especial de grado es dedicado especialmente a la memoria de mi padre Héctor González, el cual siempre me orientó y motivo a ser un hombre de bien, además de luchar por las metas más difíciles que se puedan trazar, papá siempre te llevare en mi corazón.
- ✓ A mi madre Rosaura, por ser la luz de mi vida.
- ✓ A mi abuelo Tte. Coronel German González Aragort, por asumir la responsabilidad de ser mi segundo padre, además, por ensañarme el gran ejemplo de constancia, superación y trabajo que representa su vida.
- ✓ A mi abuela Enriqueta, por ser una guía en mi vida.
- ✓ A todos mis hermanos, por ser una gran familia.

AGRADECIMIENTO

- ✓ A Halliburton S.A., por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo especial de grado dentro de su corporación.
- ✓ A mi tutor académico Prof. Norberto Bueno, por ser un modelo de profesional y una persona de gran calidad humana, siempre brindando una mano amiga.
- ✓ A mi tutor Industrial Ing. Freddy López, por su apoyo constante durante el desarrollo de la tesis.
- ✓ Al Sr. Phelippe Guys, por confiar en mi persona y facilitarme la oportunidad de trabajar en el campo Yuca-Placer.
- ✓ A todos los compañeros del laboratorio de servicios técnicos de Baroid en Maturín, especial a: Ing. Mayra Guerra, Rafael Guilarte, Maria Gabriela Muñoz, Francisco Ochoa, Ing. Víctor Machado y Ing. Franklin Martínez, sin su apoyo no hubiera podido realizar este trabajo de grado, muchas gracias, les estoy sumamente agradecidos.
- ✓ A todos el personal de YPergas S.A, en especial a: Sr. Gilbert Sellin, Sr. Jean-Ynes Bellanger, Sra. Moravia Rojas, Sr. Eudis Prietro, Sr. Fidel Errada, Srta. Sonia Zambrano y Sr. William Niño.
- ✓ A mis eterno amigos: David, Arturo, Claudio, Henry, Héctor, Sofía, Oliver y Gabriel.

González P, Héctor V.

**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE
TECNOLOGÍA A LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA EL
CAMPO GASIFERO YUCAL-PLACER, CON LA FINALIDAD DE
OPTIMIZAR EL FLUIDO UTILIZADO.**

**Tutor Académico: Prof. Luis Norberto Bueno Gómez. Tutor Industrial: Ing.
Freddy López. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2003,181 p.**

**Palabras Claves: Fluido Invertido, Propiedades Físicas y Químicas ,
Campo Yucal-Placer.**

Resumen. El presente Trabajo Especial de Grado, permitió evaluar y analizar la aplicación de la más reciente tecnología al principal fluido de perforación utilizado actualmente en el campo gasífero Yucal-Placer, con la finalidad de estudiar el funcionamiento del fluido en los pozos P1-01 y P2-02. Durante el desarrollo del trabajo se realizaron una serie de ensayos convencionales y especiales a distintas muestras de fluido Invertido, determinando las propiedades físicas y químicas, antes y después de someter el fluido a envejecimiento rotativo. De igual manera, se evaluó la distribución del tamaño de partículas, el filtrado dinámico y las propiedades reológicas bajo condiciones similares a las encontradas en el pozo. Complementando el análisis con la información relacionada con los problemas presentados durante las perforaciones y el tratamiento aplicado al fluido. El estudio dio como resultado que el sistema Invertido mostró un comportamiento reológico idóneo, manteniendo la capacidad para controlar el filtrado estático y dinámico en condiciones de alta presión y alta temperatura (APAT). Asimismo, el óptimo desempeño del fluido Invertido contribuyó notablemente en minimizar los problemas operacionales relacionados con arrastres y atascamiento de tubería; los cuales fueron frecuentes cuando se utilizó el fluido Gypsum, ratificando de esta forma la aplicabilidad del fluido Invertido en el campo Yucal-Placer.

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 2.1.-</i>	<i>Comparación de los Comportamientos del Fluido.</i>	28
<i>Figura 2.2.-</i>	<i>Ubicación Geográfica del Campo Yucal-Placer.</i>	33
<i>Figura 2.3.-</i>	<i>Columna Estratigráfica del Campo Yucal-Placer.</i>	37
<i>Figura 2.4.-</i>	<i>Viscosímetro Rotacional Modelo Fann 35 A.</i>	42
<i>Figura 2.5.-</i>	<i>Viscosímetro APAT Modelo Fann 70.</i>	43
<i>Figura 2.6.-</i>	<i>Filtro Prensa de 175 ml (APAT).</i>	43
<i>Figura 2.7.-</i>	<i>Filtro Prensa de 500 ml (APAT).</i>	43
<i>Figura 2.8.-</i>	<i>Filtro Prensa API.</i>	44
<i>Figura 2.9.-</i>	<i>Equipo de Filtración Dinámica Modelo Fann 90.</i>	44
<i>Figura 2.10.-</i>	<i>Gráfico Típico de los Resultados del Ensayo FANN 90.</i>	45
<i>Figura 2.11.-</i>	<i>Malvern Mastersizer.</i>	46
<i>Figura 2.12.</i>	<i>Balanza para Iodo Modelo Fann 140.</i>	47
<i>Figura 2.13.-</i>	<i>Horno de Envejecimiento.</i>	47
<i>Figura 2.14.-</i>	<i>Celdas de Envejecimiento.</i>	47
<i>Figura 2.15.-</i>	<i>Equipo para Retorta (10 ml).</i>	48
<i>Figura 2.16.-</i>	<i>Multi Mezclador.</i>	48
<i>Figura 2.17.-</i>	<i>Equipo Medidor de Estabilidad Eléctrica Modelo Fann 23D.</i>	49
<i>Figura 4.1.-</i>	<i>VP y PC Determinadas a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	84
<i>Figura 4.2.-</i>	<i>Geles 10 s y 10 min Determinadas a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	85
<i>Figura 4.3.-</i>	<i>Alcalinidad y Exceso de Cal Determinadas a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	86

<i>Figura 4.4.-</i>	<i>Salinidad Determinada a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	86
<i>Figura 4.5.-</i>	<i>Estabilidad Eléctrica Determinada a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	87
<i>Figura 4.6.-</i>	<i>Filtrado APAT Determinado a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	88
<i>Figura 4.7.-</i>	<i>Distribución del Tamaño de Partículas para las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01.</i>	89
<i>Figura 4.8.-</i>	<i>VP y PC Determinadas a las Muestra de Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	92
<i>Figura 4.9.-</i>	<i>Geles 10 s y 10 min Determinadas a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	93
<i>Figura 4.10.-</i>	<i>Alcalinidad y Exceso de Cal Determinadas a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	93
<i>Figura 4.11.-</i>	<i>Salinidad Determinada a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	94
<i>Figura 4.12.-</i>	<i>Estabilidad Eléctrica Determinada a las Muestras de Fluido Invertido de Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	95
<i>Figura 4.13.-</i>	<i>Filtrado APAT Determinado a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	95
<i>Figura 4.14.-</i>	<i>Resultados de las Pruebas de Distribución del Tamaño de Partículas Efectuado al Fluido Invertido del Pozo P2-02.</i>	97

<i>Figura 4.15.-</i>	<i>Resultados de la Prueba de Filtrado Dinámico (Fann 90) Efectuado al Fluido Invertido del Pozo P2-02.</i>	98
<i>Figura 4.16.-</i>	<i>Núcleo Utilizado en la Prueba de Fann 90 Efectuada al Fluido Invertido del Pozo P2-02.</i>	99
<i>Figura 4.17.-</i>	<i>VP y PC del Fluido Invertido Vs Temperatura (Fann 70).</i>	100
<i>Figura 4.18.-</i>	<i>Curva de Progreso Real Vs Estimada del Pozo P1-01.</i>	107
<i>Figura 4.19.-</i>	<i>Curva de Progreso Real Vs Estimada del Pozo P2-02.</i>	114
<i>Figura 4.20.-</i>	<i>Variables Considerados para Evaluar la Factibilidad Técnico-Económica del Fluido Invertido.</i>	116
<i>Figura 4.21.-</i>	<i>Distribución del Costo Total del Fluido por Fase Perforada del Pozo P1-01.</i>	118
<i>Figura 4.22.-</i>	<i>Distribución del Costo Total del Fluido por Fase Perforada del Pozo P2-02.</i>	118
<i>Figura 4.23.-</i>	<i>Costo Total del Fluido de Perforación para los Pozos P1-01 y P2-02.</i>	119
<i>Figura 4.24.-</i>	<i>Comparación entre el Tiempo Estimado y el Tiempo Real por Fase Perfora del Pozo P1-01.</i>	120
<i>Figura 4.25.-</i>	<i>Comparación entre el Tiempo Estimado y Tiempo Real por Fase Perfora del Pozo P2-02.</i>	121
<i>Figura 4.26.-</i>	<i>Tasa de Penetración por Fase Perforada con el Fluido Invertido en los Pozos P1-01 y P2-02.</i>	122

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 2.1</i>	<i>Rango Establecido para la Tasa de Corte.</i>	8
<i>Tabla 2.2.-</i>	<i>Relación utilizada para determinar el ión y/o iones predominante.</i>	13
<i>Tabla 2.3.-</i>	<i>Formulación del Fluidos Base Agua Tratado con Yeso (Gypsum) Utilizado en el Pozo P1-01.</i>	17
<i>Tabla 2.4.-</i>	<i>Formulación del Fluido Invertido utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02.</i>	22
<i>Tabla 2.5.-</i>	<i>Gradiente de Fractura y Geotérmico manejado en el Campo Yucal-Placer.</i>	41
<i>Tabla 2.6.-</i>	<i>Rango de Porosidad y Permeabilidad para los Yacimientos M-6 y L-7.</i>	41
<i>Tabla 2.7.-</i>	<i>Condiciones Iniciales de los Principales Yacimientos del Campo Yucal-Placer.</i>	41
<i>Tabla 3.1.-</i>	<i>Ajustes del Regulador según la Temperatura en la Prueba de Filtración APAT.</i>	60
<i>Tabla 3.2.-</i>	<i>Condiciones de Temperatura y Presión para la Escogencia del Volumen colocado en la Celda.</i>	64
<i>Tabla 3.3.-</i>	<i>Relaciones Utilizadas para Determinar la concentración de los Iones OH^-, CO_3^{2-} y HCO_3^-.</i>	68
<i>Tabla 4.1.-</i>	<i>Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a la Muestra de Fluido Gypsum a la Profundidad de 2526 pies del pozo P1-01.</i>	79
<i>Tabla 4.2.-</i>	<i>Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a la Muestra de Fluido Gypsum a la Profundidad de 5600 pies del pozo P1-01.</i>	80
<i>Tabla 4.3.-</i>	<i>Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes del Envejecimiento Rotativo.</i>	82

<i>Tabla 4.4.-</i>	<i>Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P1-01. Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	83
<i>Tabla 4.5.-</i>	<i>Resultados de las Pruebas de Distribución del Tamaño de Partículas Efectuado al Fluido Invertido del Pozo P1-01.</i>	88
<i>Tabla 4.6.-</i>	<i>Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a las Muestras del fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes de Envejecimiento Rotativo.</i>	90
<i>Tabla 4.7.-</i>	<i>Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P2-02 Después del Envejecimiento Rotativo.</i>	91
<i>Tabla 4.8.-</i>	<i>Resultados de las Pruebas de Distribución del Tamaño de Partículas Efectuado al Fluido Invertido del Pozo P2-02.</i>	96
<i>Tabla 4.9.-</i>	<i>Propiedades Reológicas Determinadas al Fluido Invertido del Pozo P2-02 Durante la Prueba Fann 70.</i>	101
<i>Tabla 4.10.-</i>	<i>Rango de Propiedades del Fluido Gypsum Durante la Fase 12 ¼ " del Pozo P1-01.</i>	102
<i>Tabla 4.11.-</i>	<i>Rango de Propiedades del Fluido Invertido Durante la Fase 12 ¼ " del Pozo P1-01.</i>	102
<i>Tabla 4.12.-</i>	<i>Rango de Propiedades del Fluido Invertido Durante Fase 8 ½ " del Pozo P1-01.</i>	105
<i>Tabla4.13.-</i>	<i>Rango de Propiedades del Fluido Invertido Durante la Fase 12 ¼" del Pozo P2-02.</i>	110
<i>Tabla 4.14.-</i>	<i>Rango de Propiedades del Fluido Invertido Durante la Fase 8 ½ del Pozo P2-02.</i>	112
<i>Tabla 4.15.-</i>	<i>Costo por Barril del Fluido Invertido.</i>	117
<i>Tabla 4.16-</i>	<i>Costo por Barril del Fluido Gypsum.</i>	117

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	<i>i</i>
AGRADECIMIENTOS	<i>ii</i>
RESUMEN	<i>iii</i>
LISTA DE FIGURAS	<i>iv</i>
LISTA DE TABLAS	<i>vii</i>
ÍNDICE GENERAL	<i>ix</i>
1.-INTRODUCCIÓN	<i>1</i>
2.-MARCO TEÓRICO	
2.1.- Antecedentes.	<i>3</i>
2.2.- Fluido de Perforación	<i>4</i>
2.3.- Funciones del Fluido de Perforación	<i>4</i>
2.4.- Propiedades de los Fluidos de Perforación	<i>6</i>
2.4.1.- Densidad	<i>6</i>
2.4.2.- Propiedades Reológicas	<i>7</i>
2.4.2.1.- Viscosidad Plástica	<i>7</i>
2.4.2.2.- Viscosidad Aparente	<i>9</i>
2.4.2.3.- Punto Cedente	<i>9</i>
2.4.2.4.- Fuerza de Gel	<i>10</i>
2.4.2.5.- Factores que Afectan Las Propiedades Reológicas	<i>10</i>
2.4.3.- pH	<i>11</i>
2.4.4.- Alcalinidad	<i>12</i>
2.4.5.- Filtrado	<i>13</i>
2.4.6. Porcentaje de Líquidos y Sólidos	<i>15</i>
2.4.7.- Estabilidad Eléctrica	<i>16</i>
2.5.- Fluido Base Agua Tratado con Yeso	<i>16</i>
2.5.1.- Aditivos del Fluido Base Agua Tratado con Yeso(Gypsum)	<i>17</i>

2.5.1.1.- Agua	18
2.5.1.2.- AGUAGEL	18
2.5.1.3.- Soda Cáustica (Hidróxido de Sodio)	18
2.5.1.4.- PAC-L	18
2.5.1.5.- Yeso (Sulfato de Calcio)	18
2.5.1.6.- PAC-R	19
2.5.1.7.- CARBONOX	19
2.5.1.8.- ENVIRO-THIN	20
2.5.1.9.- BARITA	20
2.6.- Fluido Base Aceite Emulsión Inversa (Invertido)	21
2.6.1.- Aditivos del Sistema Base Aceite Emulsión Inversa (Invertido)	22
2.6.1.1.-VASSA LP-90	22
2.6.1.2.-Agua	22
2.6.1.3.-Cloruro de Calcio (CaCl_2)	23
2.6.1.4.- INVERMUL NT	23
2.6.1.5.- EZ-MUL HT	23
2.6.1.6.- DURATONE HT	24
2.6.1.7.- GELTONE II	24
2.6.1.8.- CAL (CaOH_2)	25
2.6.1.9.- BARITA	25
2.7.- Hidráulica de la Perforación Rotacional. ¹	25
2.7.1.- Densidad Equivalente de Circulación	26
2.7.2.- Regímenes de Flujo	26
2.7.3.- Tipos de Fluido	27
2.7.4.- Modelos Reológicos	27
2.7.4.1.- Modelo de Bingham	28
2.7.4.2.- Modelo de la Ley Exponencial	29
2.7.4.3.- Modelo de la Ley Exponencial Modificada	30

2.8.- Descripción del Área de Estudio	31
2.8.1.- Subcuenca de Guárico	31
2.8.2.- Ubicación Geográfica del Campo Yucal-Placer	32
2.8.3.- Rangos Estructurales	33
2.8.4.- Rasgos Litológicos y Estratigráficos	34
a.- Formación Chaguaramas	36
b.- Formación Roblecito	37
c.- Formación La Pascua	38
d.- Formación Tigre	39
e.- Formación Canoa	40
2.8.5.Potencial de Hidrocarburos	40
2.8.6.- Gradientes de Presión y Temperatura del Campo Yucal-Placer	41
2.8.7.- Propiedades Petrofísicas	41
2.9.- Especificaciones de los Equipos Utilizados en la Medición de las Propiedades de los Fluidos de Perforación	42
2.9.1.- Viscosímetro Rotacional Modelo Fann 35 A.	42
2.9.2.- Viscosímetro APAT Modelo Fann 70	43
2.9.3.- Filtro Prensa (APAT)	43
2.9.4.- Filtro Prensa API	44
2.9.5.- Filtrado Modelo Fann 90	44
2.9.6.- Distribución del Tamaño de las Partículas (MALVERN MASTERSIZER)	46
2.9.7.- Balanza para Lodo Fann Modelo 140	47
2.9.8.- Horno y Celdas de Envejecimiento	47
2.9.9.- Equipo de Retorta	48
2.9.10.- MULTI MEZCLADOR	48
2.9.11.- Medidor de Estabilidad Eléctrica Modelo Fann 23D	49

3.- METODOLOGÍA

3.1.- Justificación	50
3.2.- Objetivo General	51
3.3.- Objetivos Específicos	51
3.4.- Metodología Aplicada	52
3.4.1.- Fase I.- Análisis y Evaluación de las Pruebas Efectuadas al Principal Fluido de Perforación Utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02	52
3.4.1.1.- Pruebas Efectuadas al Principal Fluido de Perforación Utilizado en el Pozo P1-01	52
a.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas a los Fluido de Gypsum e Invertido Antes y Después del Envejecimiento Rotativo	52
b.- Determinación de la Distribución del Tamaño de Partículas al Fluido Invertido	53
3.4.1.2.- Pruebas Efectuadas al Fluido Invertido Utilizado en la Perforación del Pozo P2-02	53
a.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas al Fluido Invertido Antes y Después de Envejecimiento Rotativo	53
b.- Determinación de la Distribución del Tamaño de Partículas al Fluido Invertido	54
c.- Determinación del Filtrado Dinámico a la Muestra de Fluido Invertido a 8978 Pies de Profundidad	54
d.- Determinación de las Propiedades Reológicas Bajo Condiciones de APAT al Fluido Invertido a 8978 Pies	54

3.4.2.- Fase II.- Análisis y Evaluación del Desempeño del Principal Fluido de Perforación Utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02	55
3.4.3.- Fase III.- Factibilidad Técnico-Económico del Fluido Invertido	55
3.5.- Procedimiento Experimental	56
3.5.1.- Densidad	56
3.5.2.- Propiedades Reológicas	57
3.5.3.- Filtrado API	58
3.5.4.- Filtrado APAT	59
3.5.5.- Contenidos de Líquidos y Sólidos	61
3.5.6.-Estabilidad Eléctrica	63
3.5.7.- Envejecimiento Rotativo	63
3.5.8.- Alcalinidad y Cloruros del Fluido Base Aceite	65
3.5.9.- Alcalinidad del Fluido Base Agua	67
3.5.10.- Alcalinidad del Filtrado al Fluido Base Agua (Pf y Mf)	67
3.5.11.- Contenido de Yeso al Fluido Base Agua	69
3.5.12.- Contenido de Cloruros al Fluido Base Agua	70
3.5.13.- Dureza del Calcio al Fluido Base Agua	71
3.5.14.- pH del Fluido Base Agua	72
3.5.16.- Ensayo de Distribución del Tamaño de las Partículas	73
3.5.17.- Filtrado Dinámico (FANN 90)	75

4.- ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1.- Fase I.- Análisis y Evaluación de las Pruebas Efectuadas al Principal Fluido de Perforación Utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02	78
4.1.1.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas al Sistema Gypsum Empleado en el Pozo P1-01	78
4.1.2.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas al Sistema Invertido Empleado en el Pozo P1-01	81

4.1.3.- Determinación de la Distribución del Tamaño de Partículas al Fluido Invertido Empleado en el Pozo P1-01	88
4.1.4.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas al Sistema Invertido Empleado en los Pozo P2-02	90
4.1.5.- Determinación de la Distribución del Tamaño de Partículas al Fluido Invertido del Pozo P2-02	96
4.1.6.- Determinación del Filtrado Dinámico a la Muestra de Fluido Invertido a 8978 pies de Profundidad	98
4.1.7.- Determinación de las Propiedades Reológicas a Alta Presión y Alta Temperatura a la Muestra de Fluido Invertido a 8978 pies de Profundidad	99
4.2.- Fase II.- Análisis y Evaluación del Desempeño del Principal Fluido de Perforación Utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02	102
4.2.1.- Desempeño de los Sistemas Gypsum e Invertido en la Fase 12 ¼ " del Pozo P1-01	102
a.- Principales Problemas	104
b.- Tratamiento Aplicado	104
4.2.2.- Desempeño del Sistema Invertido en la Fase 8 ½ " del Pozo P1-01	105
a.- Principales Problemas	106
b.- Tratamiento Aplicado	106
4.2.3.- Comparación de las Curvas de Progreso Real Vs Estimada del Pozo P1-01	107
4.2.4.- Desempeño del Sistema Invertido en la Fase 12 ¼ " del Pozo P2-02	109
a.- Principales Problemas	110
b.- Tratamiento Aplicado	110
4.2.5.- Desempeño del Sistema Invertido en la Fase 8 ½ " del Pozo P2-02	111
a.- Principales Problemas	112
b.- Tratamiento Aplicado	112

4.2.6.- Comparación de las Curvas de Progreso Real Vs Estimada del Pozo P2-02	113
4.3.- Fase III. - Factibilidad Técnico-Económica del Fluido Invertido	115
4.3.1.- Costo del Fluido	116
4.3.2.-Problemas Operacionales	120
4.3.3.- Tasa de Penetración	121
4.3.4.- Desempeño del Fluido	122
5.- CONCLUSIONES	124
6.- RECOMENDACIONES	126
7.- REFERENCIAS	127
8.- NOMENCLATURA Y SIMBOLOS	129
9.- GLOSARIO DE TÉRMINOS	131
10.- APÉNDICES	
APÉNDICE A.- Tablas de Resultados de las Pruebas de Distribución del Tamaño de Partículas Realizadas a las Muestras de Fluido Invertido de Pozo P1-01	142
APÉNDICE B.- Tablas de Resultados de las Pruebas de Distribución del Tamaño de Partículas Realizadas a las Muestras de Fluido Invertido de Pozo P2-02	147
APÉNDICE C .- Propiedades Físicas y Químicas Determinadas a los Fluidos Gypsum e Invertido Durante la Perforación de las Fases 12 ¼" 8 ½" del Pozo P1-01	151
APÉNDICE D .- Propiedades Físicas y Químicas Determinadas al Fluido Invertido Durante la Perforación de las Fases 12 ¼" y 8 ½" del Pozo P2-02	160
APÉNDICE E .- Muestra de Cálculos	166
APÉNDICE F.- Hoja Técnica de los Aditivos Utilizados en la Formulación del Sistema Invertido	172

1.- INTRODUCCIÓN.

Dada la complejidad de los sistemas de fluidos de perforación, se han desarrollado en los últimos tiempos nuevas tecnologías que permiten evaluar de forma continua el funcionamiento del lodo a medida que avanza las perforaciones. Al realizar el seguimiento a las principales propiedades del fluido se pueden minimizar los problemas de arrastres, torsión, inestabilidad de hoyo, atascamiento de tubería, incompatible con la formación productora, entre otros inconvenientes.

El campo Yuca-Placer fue explotado parcialmente en las décadas de los 70 y 80, lográndose perforar un total de 35 pozos, donde los principales sistemas de fluido de perforación utilizados fueron: Lignosulfonato e Invertido. Actualmente el campo está siendo explotado por la empresa YPergas S.A, la cual tiene planificado perforar 8 pozos en la primera fase del proyecto.

El bloque gasífero Yuca-Placer exhibe condiciones particulares, debido a la presencia de formaciones intercaladas de lutitas y areniscas productora de H₂S y CO₂, con un alto gradiente geotérmico (3,5 °F/100 pies). Recientemente los aditivos del sistema de fluido base aceite emulsión inversa (Invertido) han sido mejorados considerables, adaptando sus propiedades a las exigencias establecidas en la perforación de pozos con estas características, donde el sistema de fluido base agua tratado con Yeso (Gypsum) pudiera no ser tan efectivo. El sistema Invertido previene los derrumbes en formaciones lutíticas sensibles al agua, causando un mínimo daño a la zona productora, además, puede aplicarse en pozos con altos gradientes de temperatura sin alterar las propiedades físicas y químicas del fluido.

El objetivo de este trabajo especial de grado fue evaluar y analizar la aplicación de tecnología disponible actualmente en la industria petrolera al principal fluido de perforación, empleado en la perforación de los pozos P1-01 y P2-02 del campo Yuca-Placer. Se realizaron un conjunto de pruebas convencionales y especiales a distintas muestras de fluidos Gypsum e

Invertido, haciendo énfasis en este último. Lo cual permitió estudiar las propiedades físicas y químicas del lodo bajo condiciones similares a las encontradas a nivel de pozo, considerando igualmente, el impacto del lodo sobre las propiedades petrofísicas existentes en el campo.

Adicionalmente, se evaluó el desempeño del fluido durante las perforaciones de las fases 12 ¼" y 8 ½", tomando en cuenta los problemas más resaltantes presentados por el lodo y el tratamiento aplicado. Asimismo, se llevó a cabo una comparación entre las curvas de progreso real y estimada para cada pozo, describiendo el desarrollo de las fases perforadas. Además, se determinó la factibilidad técnico-económica del fluido Invertido, comprobando la aplicabilidad de este sistema en el campo Yucal-Placer.

2.- MARCO TEÓRICO

2.1.- Antecedentes.^[7,10]

El campo gasífero Yucal-Placer fue descubierto en la década de los 60, siendo explotado parcialmente durante los años 70 y 80. Durante este lapso se perforaron 35 pozos, donde los principales sistemas de fluidos de perforación utilizados fueron Lignosulfonato e Invertido.

El lodo lignosulfonato proporciono buenas condiciones inhibitoras durante la perforación de secciones con presencia mayoritaria de anhidritas. Dicho sistema actualmente están seriamente cuestionados por la normativa ambiental aplicada a la industria petrolera nacional, debido al contenido de Cromo y Hierro.

En los últimos años se han desarrollado estudios sobre los aditivos utilizados en el diseño de lodos base aceite, que han permitido adaptar las propiedades del fluido a las condiciones particulares de cada pozo. Los sistemas base aceite contribuyen a estabilizar lutitas problemáticas, además, desarrolla fuerzas osmóticas frente a formaciones de lutitas. Esto trae como resultado la deshidratación de la lutitas, cuando en la fase acuosa del lodo base aceite esta presente una cantidad suficiente de Cloruro de Calcio.

El campo Yucal-Placer presenta formaciones productoras de H₂S y CO₂, con un alto gradiente geotérmico. Las mejoras aplicadas al lodos base aceite han permitido perforar formaciones con estas características, manteniendo la reología del sistema y controlando igualmente los problemas de corrosión.

Actualmente, el campo esta siendo explotado por la empresa YPergas S.A gracias a la licencia otorgada por el MEM en julio de 2001. En la primera fase del proyecto se tiene planificado perforar 8 pozos para alcanzar una producción de 100 MMPCN/D.

2.2.- Fluido de Perforación.^[1,2]

Es un fluido de características físicas y químicas apropiadas que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferente contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y además, estable a los cambios temperatura. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y ser inmune al desarrollo de bacterias.

Un componente crítico en la perforación es la selección del fluido de perforación, el cual es llamado en la industria petrolera como lodo de perforación. Una de las reglas principales para la selección de los fluidos de perforación es que debe ser capaz de levantar los sólidos de perforación (ripios) del hoyo a la superficie y lubricar la mecha del taladro, mejorando así la acción rotatoria de la misma en contra de la roca.

2.3.- Funciones del Fluido de Perforación.^[1,3]

El propósito fundamental del lodo es obtener una rápida y segura perforación, mediante el cumplimiento de ciertas funciones. Sus propiedades deben ser determinadas por distintos ensayos, y es responsabilidad del especialista en lodos comparar las propiedades a la entrada y salida del hoyo para realizar los ajustes necesarios.

La composición de los fluidos de perforación depende de los aditivos químicos empleados en la formulación de los mismos. A continuación se resume las principales propiedades del fluido de perforación:

✓ *Remover y transportar los ripios del fondo del hoyo hacia la superficie:*

La densidad, la viscosidad y el punto cedente son propiedades del fluido que tienen gran influencia en la extracción del ripio. Sin embargo, el factor más importante es la velocidad de circulación o velocidad anular, la cual depende del caudal circulante o régimen de bombeo y de la capacidad anular.

- ✓ **Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación:** La fricción originada por el contacto de la mecha y la sarta de perforación con la formación rocosa, genera calor. El lodo debe absorber este calor y lubricar estos componentes, ayudando a mantener la rotación de los elementos cortantes de la mecha.

- ✓ **Cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible e impermeable:** El revoque que posee estas características ayuda a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería o su adhesión a la pared del hoyo. Este tipo de revoque se logra incrementando la concentración y dispersión de los sólidos arcillosos comerciales.

- ✓ **Controlar las presiones de las formaciones:** La presión hidrostática ejercida por la columna de lodo debe controlar la presión de las formaciones que atraviesa la mecha. El gradiente normal de presión es 0,465 lpc/pie y corresponde a un peso de 8,9 lb/gal. El control de las presiones anormales requiere que se agregue al lodo material de alta gravedad específica, como baritina, hematina, etc, para aumentar la presión hidrostática; la cual puede disminuir por el efecto de succionar al sacar la sarta o por falta de mantener el hoyo lleno de fluido.

- ✓ **Mantener en suspensión, los ripios y el material densificante cuando se interrumpe la circulación:** La propiedad tixotrópica del lodo permite mantener en suspensión las partículas sólidas, cuando se interrumpe la circulación para luego depositarlos en la superficie. Bajo condiciones estáticas la resistencia o fuerza de gelatinización debe evitar en lodos pesados la precipitación del material densificante.

- ✓ **Soportar por flotación parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento, durante su inserción al hoyo:** A medida que aumenta el peso del lodo disminuye el peso de la sarta, el peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento en el lodo es igual a su peso en el aire multiplicado por el factor de flotación.

- ✓ **Mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo, evitando derrumbes:** Ayudado por la acción del aplanado de la sarta de perforación al girar, evita derrumbes al estabilizar la pared y no debe dañar la formación productora durante la perforación.

- ✓ **Facilitar la máxima obtención de información deseada acerca de las formaciones perforadas:** Las características físicas y químicas del lodo deben ser tales que puedan asegurar la información geológica deseada, la obtención de mejores registros eléctricos, la toma de núcleos y la posibilidad de valorar la capacidad productiva de la formación.

- ✓ **Transmitir potencia hidráulica a la mecha:** El lodo es el medio por el cual se transmite a través de la mecha, la potencia hidráulica al fondo del hoyo desde la superficie. Las propiedades reológicas ejercen una influencia considerable sobre la potencia hidráulica aplicada, por lo tanto, debe mantenerse en valores adecuados.

2.4.- Propiedades de los Fluidos de Perforación.

2.4.1.- Densidad.^[4]

Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen, generalmente se le da el nombre de peso del lodo y está expresado en libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pie³) o gramos por centímetro cúbico (g/cc). La densidad del lodo depende del tipo de líquido utilizado y del material que se le adicione. A nivel de laboratorio y en el campo, la densidad del lodo se mide utilizando la Balanza para Lodos, Balanza Presurizada y el Densistómetro.

Durante la perforación de un pozo el control de la densidad del lodo juega un papel importante. La prevención y control del influjo de fluidos desde la formación al pozo, permite que el proceso de perforación sea llevado a cabo de una forma segura. La densidad del lodo debe ser suficiente para contener el o los fluidos de la formación, pero su valor no debe ser demasiado alto como para fracturar la formación y originar pérdidas de circulación.

Altas densidades provocaran altas presiones hidrostáticas, las cuales tienen gran influencia en las tasas de penetración, que se verán reducidas a medida que la densidad es mayor. La mecha encontrará mayor oposición al penetrar las formaciones por efecto de la presión en la cara posterior de la misma.

2.4.2.- Propiedades Reológicas.

Entre las propiedades reológicas se destacan las siguientes:

2.4.2.1.- Viscosidad Plástica. [1]

La viscosidad es la resistencia que ofrece un fluido para desplazarse. En el campo se determina con el Embudo de Marsh, aunque la información más importante y exacta se logra mediante el empleo del viscosímetro de lectura directa. La relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad o tasa de corte define la viscosidad de un fluido, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\text{Viscosidad} = \frac{\text{Esfuerzo de Corte}}{\text{Velocidad de Corte}} = \frac{\text{dinas/cm}^2}{\text{s}^{-1}} = 1 \text{ Poise} \quad (\text{Ec.-2.1})$$

El esfuerzo de corte viene dado en dinas/cm² y la tasa de corte en s⁻¹. La relación dinas/cm²/s⁻¹ equivale a un Poise, y a su vez, un poise equivale a 100 centipoises.

El esfuerzo de corte tangencial que tiende a deformar el elemento fluyente, se expresa en dinas/cm². En el laboratorio, el esfuerzo de corte equivale a la lectura obtenida en el viscosímetro a cualquier rpm, expresado en lb/100 pie². Para convertir esta lectura a dinas/cm² se multiplica por 5,11.

La tasa de corte es la velocidad a la cual se desenvuelve el esfuerzo de corte en el fluido en comportamiento dinámico de desplazamiento. Varía en cada punto del sistema de circulación. La mayor tasa de corte ocurre a través de la barrena y la menor en los tanques de superficie. En otras palabras, se puede

decir que la tasa de corte (TC) es la relación entre velocidad relativa, expresada en pies/s, y la distancia expresada en pies. De ahí que la tasa de corte viene expresada en segundos recíprocos (s^{-1}).

En el laboratorio, la tasa de corte equivale a las rpm del viscosímetro y el sistema circulatorio está relacionado con la velocidad anular, a su vez, es función del caudal o tasa de bombeo y de la capacidad anular.

Tabla 2.1 Rango Establecido para la Tasa de Corte ^[1]

	Rango de Tasa de Corte (s^{-1})
Tanque	0,01 – 5
Anular	10 – 500
Tubería de Perforación	100 – 700
Portamechas	700 – 3000
Chorros	10.000 – 100.000

La viscosidad plástica es la resistencia interna al flujo atribuida a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en un fluido dado. Se expresa como el número de dinas por cm^2 de la fuerza tangencial de corte adicional al valor de cedencia de Bingham, que es introducido por una tasa unitaria de corte. Este valor, expresado en centipoises, es proporcional a la pendiente de la curva de consistencia determinada en la región de flujo laminar para materiales, que obedecen la ley de Bingham del flujo plástico. Cuando se emplea el viscosímetro de lectura directa, la viscosidad plástica se determina sustrayendo la lectura a 300 rpm de la lectura a 600 rpm. La ecuación que determina viscosidad plástica se calcula es la siguiente:

$$VP (cP) = L_{600} - L_{300} \quad (Ec.-2.2)$$

2.4.2.2.- Viscosidad Aparente.^[1]

Es la viscosidad que un fluido aparenta tener; es decir, es una viscosidad de referencia, que se mide con un viscosímetro rotacional efectuando una lectura a 600 rpm y tomando la mitad de dicha lectura. Se expresa en centipoises.

$$Va(cP) = \frac{L_{600}}{2} \quad (\text{Ec.- 2.3})$$

2.4.2.3.- Punto Cedente.^[4]

Es la medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas. Es causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase del lodo, la cantidad de sólido y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del lodo. Valores altos de punto cedente pueden tener varias causas: presencia de contaminantes como sal, cemento o anhidrita, pueden provocar la floculación de la arcilla. Un incremento en la concentración de sólidos producirá un aumento en el número de cargas de superficie disminuyendo la distancia entre ellas. Para su tratamiento se puede añadir sustancias químicas que anulen el efecto de las cargas eléctricas sobre las arcillas (Fosfatos, Taninos, Lignosulfonatos). Todo aquello que produzca floculación en un lodo, determinará un incremento en el punto cedente. Al igual que la viscosidad plástica, se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional y no es más que la lectura a 300 rpm menos la viscosidad plástica. El punto cedente se determina a través de la siguiente ecuación:

$$PC(lb/100pies^2) = L_{300} - VP \quad (\text{Ec.-2.4})$$

2.4.2.4.- Fuerza de Gel.^[4]

El fluido de perforación debe poseer características tixotrópicas que le permitan desarrollar una estructura de gel rígida o semi-rígidas, durante períodos de reposo, con la finalidad de poder cumplir con las funciones primordiales del lodo de perforación, como lo es la suspensión de sólidos indeseables cuando se está realizando un viaje de tubería.

La aparición de problemas en un fluido de perforación se observa con la ocurrencia de geles progresivos o de geles instantáneos. Un amplio margen entre el gel inicial (10 s) y el gel final (10 min) se denomina gel progresivo e indica acumulaciones de sólidos. Cuando ambos valores de gel son elevados estamos en presencia de una floculación. Altas resistencias de geles pueden causar graves problemas como:

- ✓ Retención de aire o gas en el lodo.
- ✓ Presiones excesivas al romper circulación después de un viaje.
- ✓ Reducción de velocidad de sedimentación de sólidos en superficie.
- ✓ Efecto de succión al sacar la tubería.
- ✓ Efecto de pistón o surgencia al meter tubería.
- ✓ Imposibilidad de correr registros eléctricos.

Para el calculo de esta fuerza de gel se hacen dos mediciones: una a 10 s (gel inicial) y otra a los 10 min (gel final), utilizando un viscosímetro rotacional a baja revolución.

2.4.2.5.- Factores que Afectan Las Propiedades Reológicas.^[4]

- ✓ **Presión:** Ejerce poco efecto sobre la reología de los lodos base agua, pero afecta significativamente a los lodos base aceite o petróleo.
- ✓ **Temperatura:** La reología de un lodo depende de la temperatura. La viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura hasta producir en algunos casos (lodos de Calcio), gelificación y una cementación.

- ✓ **Tiempo:** Igualmente, el tiempo es factor predeterminante en la reología de un fluido, tanto así, que la lectura a 600 rpm en un viscosímetro Fann, se toma siempre antes de las lecturas de 300 rpm. Si se invierte el orden de las lecturas, puede alterarse los resultados. La resistencia de gel es otra manifestación de la dependencia del tiempo. La estructura de gel sólo se desarrolla después de un período de tiempo, durante el cual el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero.

- ✓ **Filtración:** El fluido de perforación cuando se coloca sobre o se le hace circular a través de una formación permeable, perderá parte de su fase líquida hacia el interior de esa formación. Los sólidos del lodo se depositarán sobre las paredes del pozo formando una capa llamada revoque. En los lodos base agua, el filtrado es agua y en un fluido base aceite, el filtrado es aceite. La filtración o pérdida de filtrado es el volumen de ese filtrado del lodo; este proceso debe ser controlado durante la perforación para asegurar un funcionamiento exitoso del lodo. Para esto es necesario controlar la cantidad o velocidad de filtración, control del espesor y textura del revoque.

2.4.3.- pH. ^[1,4]

El pH es una medida del grado de acidez o basicidad de una solución acuosa. Indica que tan ácido o básico es un lodo, pero no determina el ion o los iones responsables de esa acidez o alcalinidad. Existe un equilibrio químico de tal forma que la reacción de ionización y la reacción inversa están en continuo funcionamiento.

Para el agua pura en condiciones de equilibrio, las concentraciones de los iones H^+ y OH^- son iguales y tienen un valor de 10^{-7} moles por litro. La escala de pH es negativa y logarítmica con un rango de 0 a 14. Cuando está por debajo de 7, la solución es ácida porque los iones H^+ son mayores que OH^- . Virtualmente, en todos los lodos se requiere un pH superior a 7 ya que se reduce la corrosión.

2.4.4.- Alcalinidad.^[1,4]

La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de los iones solubles en agua que pueden neutralizar ácido, además, de indicar la concentración de iones oxidrilos (OH^-) en exceso en una solución acuosa. En una solución neutra el número de iones hidrógeno y oxidrilo es el mismo. Se dice que una solución es alcalina cuando el número de iones oxidrilos excede el número de iones hidrógenos. La alcalinidad está relacionado con la concentración de iones OH^- , $\text{CO}_3^{=}$ y HCO_3^- presentes en el lodo.

La alcalinidad puede ser clasificada de acuerdo con la fuente de iones oxidrilos, sobre todo en tratamientos químicos, perforación de cemento, agregado de Cal, ionización de tratamientos de lodos con Silicatos, presencia de iones Carbonatos con agua y reacción de iones Bicarbonatos con agua.

La alcalinidad de un lodo base aceite se determina rompiendo la emulsión y analizando el volumen de la mezcla hasta su punto final. El número de cc de ácido sulfúrico utilizado en la titulación es reportado como alcalinidad del lodo.

Actualmente, se utilizan varios métodos para medir la alcalinidad de los lodos base agua (Pf, Mf y Pm), los cuales determinan la cantidad de una solución estándar que requiere para neutralizar la alcalinidad presente.

Los ensayos para determinar la alcalinidad presuponen que es debida a iones Carbonato, Bicarbonato y Oxidrilo, y además, da por supuesto que no hay agentes amortiguadores presentes; la cantidad de ácido requerida para reducir el filtrado a un pH de 8.3, es la cantidad necesaria para neutralizar todo el hidróxido y para convertir los carbonatos a bicarbonatos. Los problemas asociados con los carbonatos y bicarbonatos se pueden diagnosticar con un análisis de la alcalinidad del filtrado Pf y Mf.

El Pf son los cc de ácido sulfúrico N/50 que se requieren, por cc de filtrado, para llevar el pH del lodo a 8.3. El Mf son los cc de ácido sulfúrico N/50 que se requieren, por cc de filtrado, para llevar el pH del lodo a 4,3. El Pf está

relacionado con los Carbonatos y éstos están presentes cuando el pH del lodo es mayor de 10,3. El Mf está relacionado con los Bicarbonatos. Estos iones predominan en el lodo cuando el pH es menor de 10,3. El Pm es la alcalinidad del lodo determinada con la fenoltaleína y registrada como el número de ml de ácido sulfúrico N/50 requeridos por ml de lodo. Es posible determinar cualitativamente cual es ion y/o iones que predominan en una solución acuosa utilizando la tabla 1.2.

Tabla 2.2.- Relación utilizada para determinar el ión y/o iones predominante.^[1]

	BICARBONATO (HCO_3^-)	CARBONATO ($\text{CO}_3^{=}$)	HIDROXILO (OH)
Pf = 0	*	0	0
2Pf < Mf	*	*	0
2Pf = Mf	0	*	0
2Pf > Mf	0	*	*
Pf = Mf	0	0	*

2.4.5.- Filtrado.^[4]

Cuando circulamos fluido de perforación a través de una formación permeable, el fluido perderá parte de su fase líquida hacia el interior de esa formación. Los sólidos del lodo se depositaran sobre las paredes del pozo formando una capa llamada revoque.

En los lodos base agua, el filtrado es agua y en un fluido base aceite el filtrado es aceite. La filtración o pérdida de filtrado es el volumen de ese filtrado del lodo; este proceso debe ser controlado durante la perforación para asegurar un funcionamiento exitoso del lodo. Para esto es necesario controlar la cantidad o velocidad de filtrado, control del espesor y textura del revoque.

La formación de un revoque delgado y resistente sobre la superficie de las formaciones, además de impedir una pérdida excesiva de filtrado forma parte de un control adecuado de la filtración. Esto ayuda a minimizar los daños a la formación, mantiene un pozo estable al disminuir los riesgos de

aprisionamiento de la tubería, mayor producción para formaciones productivas, y mejor interpretación de los registros eléctricos.

Debe existir una presión diferencial positiva entre el pozo y la formación para que pueda ocurrir la filtración. Esta presión diferencial es la diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación.

Una formación permeable tiene la capacidad de permitir que el fluido pase a través de ella. El tamaño del espacio poroso influirá en el grado de conexión de los poros. Si el fluido no puede penetrar a través de las rocas, se dice que la roca es impermeable y por ende, no se puede formar revoque o pérdida de filtrado, como es el caso de las lutitas. El grado de invasión por parte del filtrado influirá directamente en el tamaño del revoque en las paredes de la formación, originando problemas operacionales como aprisionamiento de herramientas por presión diferencial y problemas de succión.

Si la formación permeable es productiva, los caminos potenciales para el paso de hidrocarburos pueden ser bloqueados, por una reacción adversa entre el filtrado y la formación o por la entrada de sólidos del lodo en el interior de la formación. La excesiva invasión por parte del filtrado puede cambiar las características de una formación, haciendo difícil la evaluación de la formación con perfiles eléctricos.

En el pozo ocurren dos tipos de filtrados: Dinámicos y Estáticos. La dinámica tiene lugar cuando el lodo está circulando, el revoque se erosiona y por lo tanto es más delgado que el revoque estático, sin embargo, la pérdida de filtrado es mayor.

La filtración estática tiene lugar cuando el lodo no está en movimiento, el revoque se hace más grueso con el tiempo, dado que el revoque restringe el flujo de filtrado y la tasa o velocidad de filtrado con el tiempo. En el laboratorio, la filtración estática se mide con ensayos de alta presión (AP) y alta temperatura (AT). Por lo general, el diferencial de presión es de 500 lb/pulg² y la temperatura cercana a los 300 °F. A mayor temperatura, la velocidad de

filtración es mayor, ya que generalmente la viscosidad del aceite o agua en la fase continua del lodo se reduce y también porque la alta temperatura produce cambios en el lodo. La permeabilidad del revoque depende del control de la velocidad de filtración. Esta relación es directamente proporcional, ya que las partículas pequeñas forman revoque de baja permeabilidad ya que están más compactadas.

La distribución de los sólidos en el revoque está directamente relacionado con el grado de dispersión del lodo. Una dispersión apropiada de las partículas coloidales, origina una textura uniforme del revoque o superposición de partículas. En fluidos floculados, las velocidades de filtración son altas, ya que el filtrado pasa fácilmente entre los flóculos.

2.4.6.- Porcentaje de Líquidos y Sólidos.^[1]

Para determinar la cantidad de líquidos y sólidos en un fluido de perforación se requiere el uso de una retorta. Una muestra es colocada en una cámara de acero de un volumen determinado y se calienta vaporizando los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de una unidad condensadora y el líquido o condensado es recolectado en un cilindro graduado, calibrado en porcentaje, el volumen del líquido se mide en porcentaje y todos los sólidos, ya sean los suspendidos o los disueltos, se determinan por diferencia.

El análisis de retorta de un lodo base aceite puede requerir más tiempo que el de un lodo base agua. Las sales disueltas en la porción del lodo permanecerán en la retorta como sólidos. El análisis de retorta es usado como una guía para controlar la relación aceite/agua y el contenido de sólidos del lodo base aceite. Para calcular la relación aceite/agua R(O/W) es necesario determinar el porcentaje por volumen de aceite y agua presente en el lodo. Empleando estos porcentajes la relación aceite/agua se calcula a través de las siguientes ecuaciones:

$$\% \text{ Aceite} = \frac{(\% \text{ Aceite en Volumen})}{(\% \text{ Aceite en Volumen} + \% \text{ Agua en Volumen})} \times (100) \quad (\text{Ec.-2.5})$$

$$\% \text{ Agua} = \frac{(\% \text{ Agua en Volumen})}{(\% \text{ Agua en Volumen} + \% \text{ Aceite en Volumen})} \times (100) \quad (\text{Ec.-2.6})$$

$$\% \text{ Sólidos} = 100 - \% \text{ Agua en Vol} - \% \text{ Aceite en Vol} \quad (\text{Ec.- 2.7})$$

$$R(O/W) = \frac{(\% \text{ Aceite})}{(\% \text{ Agua})} \quad (\text{Ec.- 2.8})$$

2.4.7.- Estabilidad Eléctrica.^[1]

Esta propiedad indica en los sistemas base aceite emulsión inversa que tan emulsionado se encuentra el agua en el aceite. La prueba no señala necesariamente que un lodo base aceite esté en buenas o malas condiciones. La calidad de la emulsión puede evaluarse cualitativamente, por tanto, una disminución lenta del voltaje indica que la emulsión se está debilitando y una caída brusca del voltaje podría ser ocasionada por la entrada de agua.

2.5.- Fluido Base Agua Tratado con Yeso.^[1,4]

El uso en 1955 del Lignosulfonato Ferrocromico como dispersante hizo posible el control de la viscosidad y de la resistencia de gel en lodos de Yeso. Este tipo de lodos se utilizan con frecuencia para perforar grandes secciones de Yeso o formaciones predominadas por anhidritas. Son más tolerables a la contaminación de sólidos y pueden soportar temperaturas de hasta 275 °F. Los sistemas de lodos de Yeso son menos susceptibles a la solidificación por altas temperaturas que otros tipos de lodos tratados con Calcio debido a su bajo valor de alcalinidad. Si se mantiene el Pf (0,1-0,4) un lodo tratado con Yeso puede tolerar temperaturas hasta 350 °F. Han sido utilizados en zonas de anhidritas pero tienen tendencia a flocularse por deshidratación del lodo por temperatura. Este tipo de lodo constituye sistemas altamente inhibidores los cuales se mantienen con niveles mayores de Calcio soluble y con alcalinidades más bajas que los lodos de Cal. Utilizan Sulfato de Calcio (CaSO_4) como electrolito para obtener la inhibición de las arcillas y lutitas hidratables. Tienen normalmente una mayor pérdida de filtrado que los lodos Cal.

Registran un pH entre 9,5-10,5 y contienen concentraciones de 600-1200 mg/L de Calcio en el filtrado. Se puede tratar con Lignosulfonato Ferrocromico para el control de la viscosidad, resistencia al gel y alcanzar altas densidades. Son resistentes a solidificación por temperatura debido a su baja alcalinidad.

Tabla 2.3.- Formulación del Fluidos Base Agua Tratado con Yeso (Gypsum) Utilizado en el Pozo P1-01.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	FUNCIÓN
AGUA	0,85	<i>Fase Continua</i>
AGUAGEL	5	<i>Viscoficante</i>
SODA CÁUSTICA	1	<i>Fuente de Alcalinidad</i>
PAC-L	0,25	<i>Controlado de Filtrado</i>
YESO	6	<i>Inhibidor de Arcillas</i>
PAC-R	1,25	<i>Controlado de Filtrado</i>
CARBONOX	1	<i>Controlado de Filtrado</i>
ENVIROTHIN	3	<i>Adelgazante</i>
BARITA	235	<i>Densificante</i>

2.5.1.- Aditivos del Fluido Base Agua Tratado con Yeso (Gypsum).^[5]

2.5.1.1.- Agua: Es la fase continua del lodo, no requiere tratamiento químico, resulta el mejor dispersante químico para controlar sólidos por dilución. Cuando contiene Calcio y/o Magnesio se le conoce con el nombre de dura. Estos iones disminuyen el rendimiento de las arcillas y alteran el comportamiento reológico del lodo. Por tal razón, es conveniente determinar la dureza del agua antes de iniciar la preparación del lodo y proceder, en caso necesario, a pretratarla con Soda ASH para precipitar esos contaminantes.

2.5.1.2.- AGUAGEL: Es una montmorillonita sódica tratada de alta calidad. Proporciona viscosidad y propiedades gelificantes a la mayoría de los lodos

perforación base agua. Tiene una densidad a granel de 73 lb/pie³. No es perjudicial para el medio ambiente. Entre sus principales funciones están:

- ✓ Viscosificar fluidos de perforación aniónicos base agua.
- ✓ Reducir las filtraciones de agua en formaciones permeables.
- ✓ Formar un revoque delgado de baja permeabilidad.
- ✓ Aumenta la capacidad de limpieza del pozo.
- ✓ Puede agregarse directamente al agua dulce o a fluidos de perforación de agua dulce.

2.5.1.3.- Soda Cáustica (Hidróxido de Sodio): Se emplea para mantener un rango de pH en el fluido que asegure el mejor desempeño de los otros aditivos del sistema. Es un fuente de alcalinidad.

2.5.1.4.- PAC-L: Celulosa polianiónica, la cual se encarga de controlar el filtrado en la mayoría de los fluidos de perforación base agua. Es de color blanco a castaño claro. No es tóxico y no necesita bactericida. La densidad a granel es de 40-55 lb/pie³, además, posee un pH (solución acuosa 1%) de 7,75. Entre las principales aplicaciones están:

- ✓ Controlar la velocidad de filtración sin aumentar significativamente la viscosidad del fluido.
- ✓ Encapsular la lutita a fin de evitar su hinchamiento y desintegración.
- ✓ Efectivo en agua dulce, agua salada y salmueras.
- ✓ Efectivo en bajas concentraciones para controlar el filtrado.
- ✓ Estable a temperaturas de hasta 300 °F (149 °C).

2.5.1.5.- Yeso (Sulfato de Calcio): Posee propiedades altamente inhibitoras de las arcillas y lutitas hidratables, utilizando el Sulfato de Calcio (C_aSO_4) como electrolito. El propósito de añadir calcio al lodo es convertir las arcillas sódicas en arcillas cálcicas. Este intercambio de bases de un catión monovalente de sodio a un catión bivalente de calcio, con su mayor potencia de enlace, produce que las plaquetas de arcillas se mantengan más unidas.

2.5.1.6.- PAC-R: Celulosa polianiónica de alto peso molecular, permite controlar el filtrado y aporta viscosidad suplementaria en la mayoría de los fluidos de perforación base agua. Es de color blanco a castaño claro. No es tóxico y no necesita bactericida. La densidad a granel es de 40-55 lb/pie³, además, posee un pH (solución acuosa 1 %) de 8. Entre las aplicaciones están:

- ✓ Controlar las velocidades de filtración.
- ✓ Retardar el hinchamiento y la desintegración de la lutita.
- ✓ Aportar viscosidad suplementaria en fluidos de agua dulce, de agua de mar y salmueras.
- ✓ Estable a temperaturas de hasta 300 °F (149 °C).
- ✓ Efectivo en sistemas de pH moderado y alto.

2.5.1.7.- CARBONOX: Leonardita en polvo, contribuye al control de filtración y también es útil para controlar la viscosidad y la resistencia del gel en los fluidos de perforación base agua. Puede utilizarse, además, para emulsificar aceite en fluidos base agua. Es de color negro y tiene un peso específico de 1,7. Entre las principales aplicaciones están:

- ✓ Disminuye la viscosidad y la resistencia del gel en los fluidos de perforación a fin de mantener las propiedades de flujo convenientes.
- ✓ Reduce la velocidad de filtración en condiciones de altas temperaturas y altas presiones (ATAP).
- ✓ Minimiza los efectos de los contaminantes sobre las propiedades de los fluidos.
- ✓ Mantiene un poder de adelgazamiento y un control de filtrado permanentes incluso con temperaturas elevadas en el fondo del pozo.
- ✓ Es térmicamente estable a temperaturas superiores a los 400 °F (205 °C).
- ✓ Retarda la solidificación con alto pH.

2.5.1.8.- ENVIRO-THIN: Lignosulfonato de Hierro sin Cromo, reduce los valores reológicos del fluido y la velocidad de filtración de los fluidos de perforación base agua. La ausencia de Cromo hace que este producto resulte

ideal para zonas donde las consideraciones ambientales imponen limitaciones a la presencia de Cromo en los fluidos de perforación. Es un polvo de color oscuro, pH (solución acuosa 5 %) de 3,5. Entre las principales funciones tenemos:

- ✓ Reducir las propiedades de flujo en todo tipo de fluidos de perforación base agua.
- ✓ Permitir un control efectivo de las velocidades de filtración en lodos base agua próximos a los 350 °F (177 °C).
- ✓ Adelgazante libre de Cromo de baja toxicidad para zonas con limitaciones ambientales.
- ✓ Estable a temperaturas próximas a los 350 °F (177 °C).
- ✓ Es efectivo en presencia de contaminaciones por sólidos, sal, cemento y anhidrita.
- ✓ Efectivo en rangos de bajo pH (8,0-9,5).

2.5.1.9.- BARITA: Sulfato de Bario molido, es el agente densificante, satisface la especificación 13A, sección 2, de la API para la baritina de fluidos de perforación. Este agente se puede utilizar para aumentar la densidad de fluidos de perforación base aceite y base agua hasta alcanzar 21 lb/gal. Posee un peso específico de 4,2 (mínimo). Entre las aplicaciones de la Barita están:

- ✓ Aumentar la densidad del lodo hasta 21 lb/gal.
- ✓ Controlar las presiones de formación.
- ✓ Estabilizar el pozo.
- ✓ Preparar tapones de sólidos para aplicaciones de control de pozos.
- ✓ Estándar de la industria para agentes densificantes de fluidos de perforación.
- ✓ Químicamente inerte.
- ✓ Eficaz desde el punto de vista de los costos.

2.6.- Fluido Base Aceite Emulsión Inversa (Invertido).^[1,4]

Son fluidos de perforación donde existe una emulsión de agua en aceite, en relaciones que van desde 40 % de agua y 60 % de aceite hasta relaciones que llegan a 6 % de agua y 94 % de aceite. Una emulsión inversa es una emulsión del tipo agua en petróleo en la cual el agua, dulce o salada, es la fase dispersa, mientras que la fase continua es petróleo crudo, gasoil, aceite mineral, o cualquier otro tipo de petróleo.

El agua actúa como viscosificante y contribuye sustancialmente a los geles, control de filtrado y suspensión de la Barita. El sistema de fluidos Inversos es más estable mientras menor sea la cantidad de agua, ya que la distancia entre las gotas es aumentada reduciendo así el chance de que coalezcan.

El control de sólidos es de gran importancia, ya que a medida que aumenta los sólidos en el sistema, la emulsión se hace más débil, ya que estos absorben y se humedecen en el aceite, originando que haya menos aceite disponible para mantener la separación entre las gotas de agua.

Los lodos base aceite tienen la propiedad de estabilizar lutitas con problemas. Si está presurizada, se puede perforar con un lodo de emulsión inversa con densidades entre 0,2-0,4 lb/gal, menor que el requerido por un lodo base agua. Estos lodos fueron usados con mucho éxito, luego que se comprobó a nivel de laboratorio que poseen la propiedad única de desarrollar fuerzas osmóticas frente a formaciones de lutitas, trayendo como resultado la extracción del agua de las lutitas, cuando suficiente cantidad de Cloruro de Calcio disuelto estaba presente en la fase acuosa del lodo aceite.

Cuando la fase acuosa del lodo contiene una salinidad mayor que la del agua de formación, se produce un efecto osmótica; la membrana semipermeable producida por el jabón de alto peso molecular en el lodo de emulsión inversa, deja entrar o salir agua si las condiciones son tales que pueden generarse una presión osmótica. Se sabe que el agua migra de una solución menos salina a otra de mayor salinidad, si está presenta una membrana semipermeable.

Tabla. 2.4.- Formulación del Fluido Invertido utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lb/gal)	FUNCIÓN
VASSA LP-90	0,56	<i>Fase Continua</i>
AGUA	0,146	<i>Fase Dispersa</i>
CaCl₂	20,8	<i>Inhibidor de Arcillas</i>
INVERMUL NT	6	<i>Emulsificante</i>
EZ-MUL NT	4	<i>Emulsificante Secundario</i>
DURATONE HT	6	<i>Controlador de Filtrado</i>
GELTONE II	4	<i>Viscosificante</i>
CAL	8	<i>Secuestrador de CO₂ y H₂S</i>
BARITA	324	<i>Densificante</i>

2.6.1.- Aditivos del Sistema Base Aceite Emulsión Inversa (Invertido).^[5]

2.6.1.1.-VASSA LP-90: Es la fase continua del fluido de perforación. Actualmente es uno de los aceites minerales más utilizados en el mercado. Ha sido desarrollado para cumplir con las exigencias de alto rendimiento de un sistema base aceite ambientalmente aceptable, ya que provee los beneficios de un sistema de lodo base aceite convencional, pero a la vez exhibe biodegradación y baja toxicidad. La base del sistema **VASSA LP-90** es un conjunto de hidrocarburos obtenidos de una mejor refinación, cuya base es el diesel tradicional, logrando un producto con un insignificante contenido aromático (< 0,5 %). Son incoloros e insípidos y poseen un tenue olor. Además, son muy estables bajo rangos muy amplios de temperaturas.

2.6.1.2.-Agua: Consiste en pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ella como una partícula sólida. La adición de emulsificantes hace que el agua se emulsione en el aceite, formando un sistema estable. La dilución con agua en los lodos inversos ayuda

al aumento la viscosidad y la fuerza del gel, así como también a controlar el filtrado. Además, el agua permite la solubilidad del Cloruro de Calcio utilizado para lograr el equilibrio de actividad entre el lodo y la formación.

2.6.1.3.-Cloruro de Calcio (CaCl_2): Sal muy soluble que contribuye a estabilizar las lutitas, desarrollando fuerzas osmóticas en los lodos base aceite.

2.6.1.4.- INVERMUL NT: Es una mezcla de tall oil oxidado con un ácido graso poliaminado. Estabiliza la emulsión, aportando propiedades de suspensión y reducción del filtrado. Se utiliza con Cal a fin de obtener un jabón cálcico emulsificante in situ. Es líquido de color oscuro, además, posee un punto de inflamación de 156 °F (69 °C) con un peso específico de 0,94. Entre las principales aplicaciones están:

- ✓ Formar emulsiones estables de agua en aceite.
- ✓ Disminuir las velocidades de filtración.
- ✓ Aportar estabilidad a altas temperaturas para los fluidos base aceite.
- ✓ Puede agregarse directamente al sistema.
- ✓ Resiste la contaminación con electrolitos.

2.6.1.5.- EZ-MUL NT: Es un ácido graso poliaminado, se utiliza para emulsificar agua en aceite en los fluidos de perforación base aceite diesel. Mejora las características de humectación en aceite y fue diseñado para aplicarlo en fluidos base aceite con alto contenido de sales divalentes (CaCl_2 , MgCl_2) en la fase acuosa del fluido. Cuando se utiliza junto con **INVERMUL NT**, este producto contribuye a producir un sistema de emulsión inversa estable con bajo filtrado. Es líquido de color oscuro, además posee un punto de inflamación de 178 °F (81 °C) con un peso específico de 0,95. Entre las principales aplicaciones están:

- ✓ Promover la humectación con aceite en sistemas de emulsión inversa.
- ✓ Mejorar la estabilidad eléctrica de la emulsión.
- ✓ Reducir las propiedades de flujo de las emulsiones inversas.
- ✓ Efectivo en bajas concentraciones.

- ✓ Puede agregarse directamente al sistema.
- ✓ Es estable a temperaturas superiores a los 500°F (260°C).
- ✓ Es compatible con otros aditivos para lodos base aceite.

2.6.1.6.- DURATONE HT: Lignito organófilico, se usa para controlar los índices de filtración en fluidos de perforación a base de éster y olefina. Es estable a altas temperaturas y se puede usar para controlar los índices de filtración en pozos profundos y calientes. También se puede usar para mejorar la emulsificación de agua en lodos base aceite y para promover la estabilidad del fluido. Tiene una apariencia de color gris a negro, posee una densidad a granel 44 lb/pie³ y un peso específico 1,8. Entre las principales propiedades están:

- ✓ Reduce el filtrado APAT.
- ✓ Promueve la estabilidad de fluidos de emulsión inversa.
- ✓ Incrementa la estabilidad térmica de fluidos de perforación a temperaturas de más de 500 °F (260 °C).
- ✓ Efectivo tanto en los sistemas éster/olefina como en todos los inversos.

2.6.1.7.- GELTONE II: Arcilla organofílica, aporta viscosidad y propiedades de suspensión a los fluidos de perforación base aceite. Es una arcilla bentonítica tratada con un compuesto de aminas a fin de aumentar su dispersión y rendimiento en los aceites. Su rendimiento se acelera con el corte cuando las temperaturas del fluido alcanzan por lo menos los 120 °F (49 °C). Es un polvo de color castaño claro-grisáceo con un peso específico 1,7. Como aplicaciones podemos mencionar:

- ✓ Viscosificar cualquier fluido de perforación base aceite.
- ✓ Mejorar la limpieza del pozo durante la perforación y las operaciones de completación.
- ✓ Gelificar los lodos de aceite para suspensiones de largo plazo de agentes densificantes en fluidos de empaque y fluidos de empaque en tuberías.
- ✓ Estable a temperaturas próximas a los 400 °F (205 °C).
- ✓ Contribuye a controlar el filtrado.

2.6.1.8.- CAL (CaOH_2): Tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante, y como función secundaria actuar como secuestrador de H_2S y CO_2 . Siempre que se adicione un emulsificante se debe agregar Cal en una proporción de 2/1. Es decir, que por cada dos libras del emulsificante se debe agregar una libra de cal. Se debe evitar el exceso de Cal en el sistema, como la Cal es un sólido, causa un aumento indeseable en la viscosidad del lodo. El contenido de Cal, para las operaciones rutinarias de perforación debe ser de 3 a 5 lb/bbl esto como protección contra posibles arremetidas de H_2S , los límites de 5 a 15 lb/bbl son prácticos y seguros en la gran mayoría de los lodos base aceite; la contaminación generará pequeñas cantidades de CaS y CaCO_3 como productos sólidos de la reacción. Por esta razón, cuando se tiene problemas con H_2S y CO_2 , se debe mantener una mayor concentración de cal que permita su remoción.

2.6.1.9.- BARITA: También llamado Baritina o espato pesado. Sulfato de Bario natural (BaSO_4), contiene 65,7% de BaO y 34,3% de SO_3 . Se usa para aumentar la densidad de los lodos. La gravedad específica de la baritina pura es de 4,2 y se ve reducida en la baritina comercial por la presencia de impurezas como el cuarzo, calcita, anhidrita, etc. El color del mineral varía de gris claro a marrón, es insoluble en agua y no reacciona con los otros componentes del fluido de perforación.

2.7.- Hidráulica de la Perforación Rotacional.^[1,6]

La hidráulica se encarga de evaluar los efectos que ejercen la viscosidad, el caudal y las presiones de circulación sobre el comportamiento del lodo. El lodo debe ser capaz de remover eficientemente los recortes de perforación y proporcionar, además, una mejor limpieza del pozo, a través de una adecuada viscosidad y un flujo rápido en el anular, logrando que la velocidad del anular sea mayor que la velocidad de caída de las partículas. La velocidad con que caen las partículas depende de la densidad del lodo, de la forma de los recortes, del diámetro de las partículas, de la velocidad del anular, del diámetro de la tubería de perforación y del tipo de flujo.

El flujo turbulento posee las mejores condiciones de arrastre y de limpieza, dado que los recortes son transportados a la misma velocidad en cada punto del espacio anular. El flujo turbulento puede tener efectos indeseados, tales como altas presiones, el lavado del pozo y una mayor invasión del filtrado hacia zonas permeables. Alrededor de los portamechas el lodo se desplaza en flujo turbulento y en flujo laminar en las proximidades de la tubería de perforación. En el hoyo 12 ¼" resulta difícil alcanzar flujo turbulento, ya que se necesitan altas tasas de bombeo que pudieran sobrepasar la capacidad de las bombas.

2.7.1.- Densidad Equivalente de Circulación.^[1,6]

Es la combinación de la densidad del lodo y la fuerza requerida para circular el fluido a través del sistema, además, depende del tipo de flujo y de las propiedades del lodo. Es recomendable mantener la EDC (por sus siglas en inglés) en valores aceptables, los cuales eviten pérdidas de circulación. La EDC puede ser calculada a través de siguiente ecuación:

$$EDC \text{ (lb/gal)} = \text{Peso del Lodo (lb/gal)} + \frac{\text{Caida de Presión en el Anular (lb/pulg}^2\text{)}}{0,052 \times \text{Profundidad (pie)}} \quad (\text{Ec.-2.9})$$

2.7.2.- Regímenes de Flujo.^[5]

Hay tres tipos básicos de regímenes de flujo, que son laminar, turbulento y de transición. El flujo laminar tiene lugar entre bajas y moderadas velocidades de corte en que las capas de fluido pasan unas junto a otras en forma ordenada. Este movimiento es paralelo a las paredes del cauce a través del cual se mueve el fluido. La fricción entre el fluido y las paredes del canal es menor en este tipo de flujo. Los parámetros reológicos del lodo son importantes para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en lodos de flujo laminar. El flujo turbulento se produce a altos índices de cizallamiento, cuando el fluido se mueve en forma caótica. En flujo turbulento las partículas son arrastradas por giros al azar y remolinos de corriente. La fricción entre el fluido y las paredes

del canal es mayor para este tipo de flujo. Los parámetros reológicos no son de gran significación en el cálculo de las pérdidas de presión friccional para lodos en flujo turbulento. Tiene lugar flujo transicional cuando el flujo cambia de flujo laminar a flujo turbulento o viceversa. La velocidad crítica de un fluido es la velocidad particular a la cual el flujo cambia de laminar a turbulento o viceversa.

2.7.3.- Tipos de Fluido.^[5]

Hay dos tipos básicos de fluidos, Newtoniano y no Newtoniano. Se han desarrollado modelos reológicos e hidráulicos para caracterizar el comportamiento del flujo de estos dos tipos de fluidos. Los fluidos newtonianos tienen una viscosidad constante a determinadas condiciones de temperatura y presión. Los fluidos newtonianos comunes incluyen: Diesel, Agua, Glicerina y Salmueras.

Los fluidos no newtonianos tienen viscosidades que dependen de velocidades de corte medidas para determinadas condiciones de temperatura y presión. Ejemplos de fluidos no newtonianos incluyen la mayoría de los fluidos de perforación y el cemento.

2.7.4.- Modelos Reológicos.^[1,4,5]

Los modelos reológicos ayudan a predecir el comportamiento de los fluidos sobre una amplia escala de velocidades de corte. La mayoría de los fluidos de perforación son fluidos seudoplásticos no newtonianos. Los más importantes modelos reológicos aplicables a ellos son:

- ✓ Modelo de Bingham.
- ✓ Modelo de la Ley Exponencial.
- ✓ Modelo de la Ley Exponencial Modificada (Modelo Herschel-Bulkley)

En la figura 2.1 se observa que los modelos de fluido de Bingham, ley de la potencia y newtoniano, no predicen el mismo comportamiento que un fluido de

perforación típico, asimismo, destacan los perfiles reológicos comunes para cada fluido. Se incluye también un perfil reológico de los fluido de perforación para demostrar, que estos modelos reológicos no caracterizan muy bien a los fluidos de perforación no newtonianos.

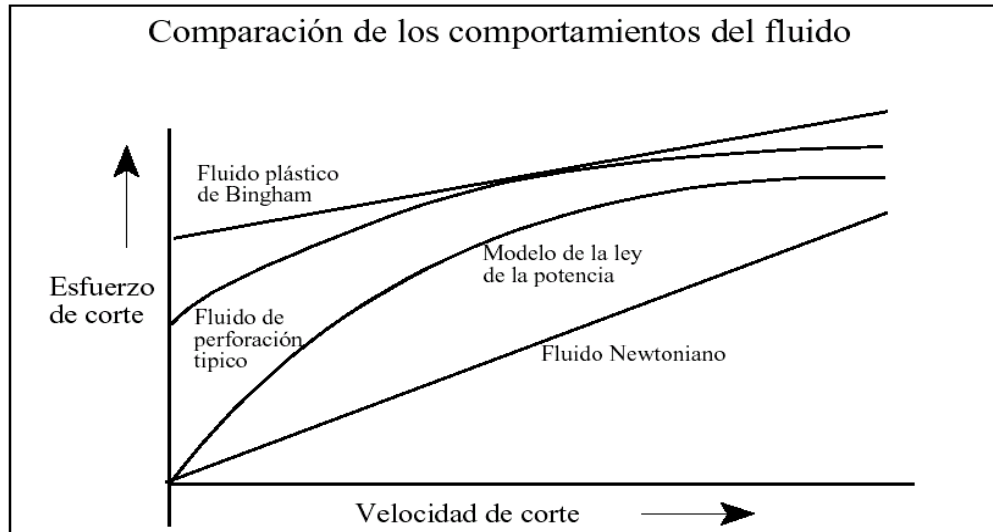


Figura 2.1.- Comparación de los Comportamientos del Fluido. ^[5]

2.7.4.1.- Modelo de Bingham.

Es el modelo reológico más usado en el campo por su simplicidad, ya que provee una base excelente para el tratamiento de lodo. Se utiliza un viscosímetro rotacional modelo 35 A, donde al graficar las lectura a 600 y 300 rpm en papel de coordenadas rectangulares, se unen estos dos puntos obteniendo una recta cuyo punto de intersección con el eje vertical corresponde al punto cedente y la pendiente de la recta corresponde a la viscosidad plástica. El modelo de Bingham describe el flujo laminar por medio de la ecuación siguiente:

$$EC = PC + VP(TC) \quad (\text{Ec.- 2.10})$$

Donde:

EC = Esfuerzo de Corte, medido en lb/100 pies

PC = Punto Cedente, en lb/100 pies

VP = Viscosidad Plástica, en cP

TC = Velocidad de corte, en s^{-1}

Entre las desventajas que ofrece el modelo plástico de Bingham podemos mencionar:

- ✓ Limitado a dos velocidades (300 rpm y 600 rpm).
- ✓ En lodos no dispersos se obtienen bajas tasas de corte, valores de esfuerzo de corte mayores a los que realmente deben ser.
- ✓ Este modelo no describe el comportamiento de los fluidos de perforación a bajas velocidades de corte.
- ✓ Su representación gráfica es una recta, lo cual no es representativo del comportamiento del lodo a través del anular.

2.7.4.2.- Modelo de la Ley Exponencial.

Esta representada por la ecuación obtenida de la recta al graficar el esfuerzo de corte (EC) versus la tasa de corte (TC) en papel log-log. La ecuación algebraica tiene la siguiente forma:

$$EC = K(TC)^n \quad (\text{Ec.- 2.11})$$

Donde n y k son los índices de comportamiento de flujo y de consistencia de flujo respectivamente, se determinan por medio de las lecturas del dial a 300 y 600 rpm del viscosímetro rotacional modelo Fann 35 A. El valor de n es adimensional y k se expresa en cP ó lb/100 pies² sⁿ.

Cuando:

$n = 1$ Fluido Newtoniano

$0,4 < n < 0,7$ Lodo no disperso

$0,7 < n < 0,9$ Lodo altamente disperso

La incorporación de sólidos al sistema, hacen el fluido menos Newtoniano. El valor de n depende del tipo de viscosificante y se controla con adelgazantes químico. k , se le considera similar a la viscosidad plástica, ya que un aumento

de k indica generalmente un aumento del contenido de sólidos. La ley exponencial ofrece la desventaja de no tomar en consideración la tensión de cedencia, es decir, la resistencia interna que debe ser vencida para el lodo comience a fluir. El modelo de la ley de potencia puede producir valores de n y k que difieren mucho. Los resultados dependen de los pares de datos para esfuerzo y velocidad de corte usados en los cálculos.

2.7.4.3.- Modelo de la Ley Exponencial Modificada (Modelo de Herschel-Bulkley).

El modelo de la ley exponencial modificada describe el comportamiento reológico de los fluidos de perforación con mayor exactitud que ningún otro modelo. Este modelo considera la tensión inicial de cedencia que se produce en la gran mayoría de los lodos de perforación.

$$EC = q_0 + K(TC)^n \quad (\text{Ec.-2.12})$$

Donde:

EC = Esfuerzo de corte, en lb/100 pie²

q_0 = Esfuerzo de corte a velocidad de corte cero, en lb/ 100 pie²

k = Índice de consistencia de fluido, en cP ó lb/ 100 pie² sⁿ

TC = Tasa de corte, en s⁻¹

n = Índice de comportamiento del flujo laminar (adimensional)

Los valores de k y n se calculan de manera diferente que sus contrapartes de la ley exponencial. Además, se reduce al modelo de Bingham cuando $n = 1$ y al modelo exponencial cuando $q_0 = 0$. Una ventaja evidente que tiene este modelo con la ley exponencial es que, de un conjunto de datos utilizados, se calcula un sólo valor para n y k .

El modelo requiere un algoritmo de computadora con un mínimo de tres mediciones de esfuerzo cortante e índice de cizallamiento para la soluciones. La precisión del modelo es mayor cuando se introduce más datos adicionales.

2.8.- Descripción del Área de Estudio.

2.8.1.- Subcuenca de Guárico. ^[7]

La cuenca de oriente es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela. Se encuentra limitada al norte por la cordillera de la costa, al sur por el río Orinoco, al este por la Plataforma del Delta del mismo río y al oeste por el lineamiento de El Baúl. Ha sido subdividida operacionalmente en dos subcuencas: Guárico y Maturín.

Esta subdivisión comprende los campos del estado Guárico y parte del norte del estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformaciones donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo.

Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, con un acuñamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfica, en los campos alejados del frente de corrimientos.

La roca madre principal (Grupos Guayusa y Temblador) se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformaciones al norte de Guárico. La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos, desde el Eoceno Tardío; de ahí que la principal acumulación al sur del frente de montañas sea de gas y no de petróleo.

No obstante, se ha postulado una generación cercana a la edad de la formación de las fallas Mioceno Tardío en la región de Guárico central, con características de materia orgánica de origen marino y distancia de migración cercana. Esto demostraría la importancia del Grupo Temblador en los campos del estado Guárico como potencial roca madre.

También se ha postulado la generación de hidrocarburos parafínicos a partir de formaciones como Roblecito y Oficina. Los principales campos son, de oeste a este: Palacio, Las Mercedes, Yuca-Placer, Tucupido, El Jobal, Socorro y Macota, el campo Yuca-Placer es un campo de gas por excelencia.

2.8.2.- Ubicación Geográfica del Campo Yuca-Placer.^[7]

El Campo Yuca-Placer está ubicado al sur del corrimiento frontal de Guárico, que lo separa de la zona piemontina de la cordillera de la costa. Estructuralmente es una unidad de plataforma, depresión estructural localizada al este del arco tectónico de El Baúl y al oeste de la subcuenca de Maturín. El Yuca-Placer está dividido en dos campos: Yuca-Placer Norte (945 Km²) y Yuca-Placer Sur (865 Km²).

El campo Yuca-Placer está localizado a 150 Km al sur de Caracas, en el centro norte del estado Guárico, los límites geográficos son:

- ✓ Norte: la población de Altagracia de Orituco.
- ✓ Sur: la población de Chaguaramas.
- ✓ Este: la población de San Antonio de Tamanaco.
- ✓ Oeste: la población de Taguay y Sabanas El Rosario.

Desde el punto de vista político-administrativo, el bloque Yuca-Placer se encuentra ubicado en jurisdicción de los municipios José Tadeo Monagas, Chaguaramas y Leonardo Infante del estado Guárico, y el municipio Rafael Urdaneta del estado Aragua.

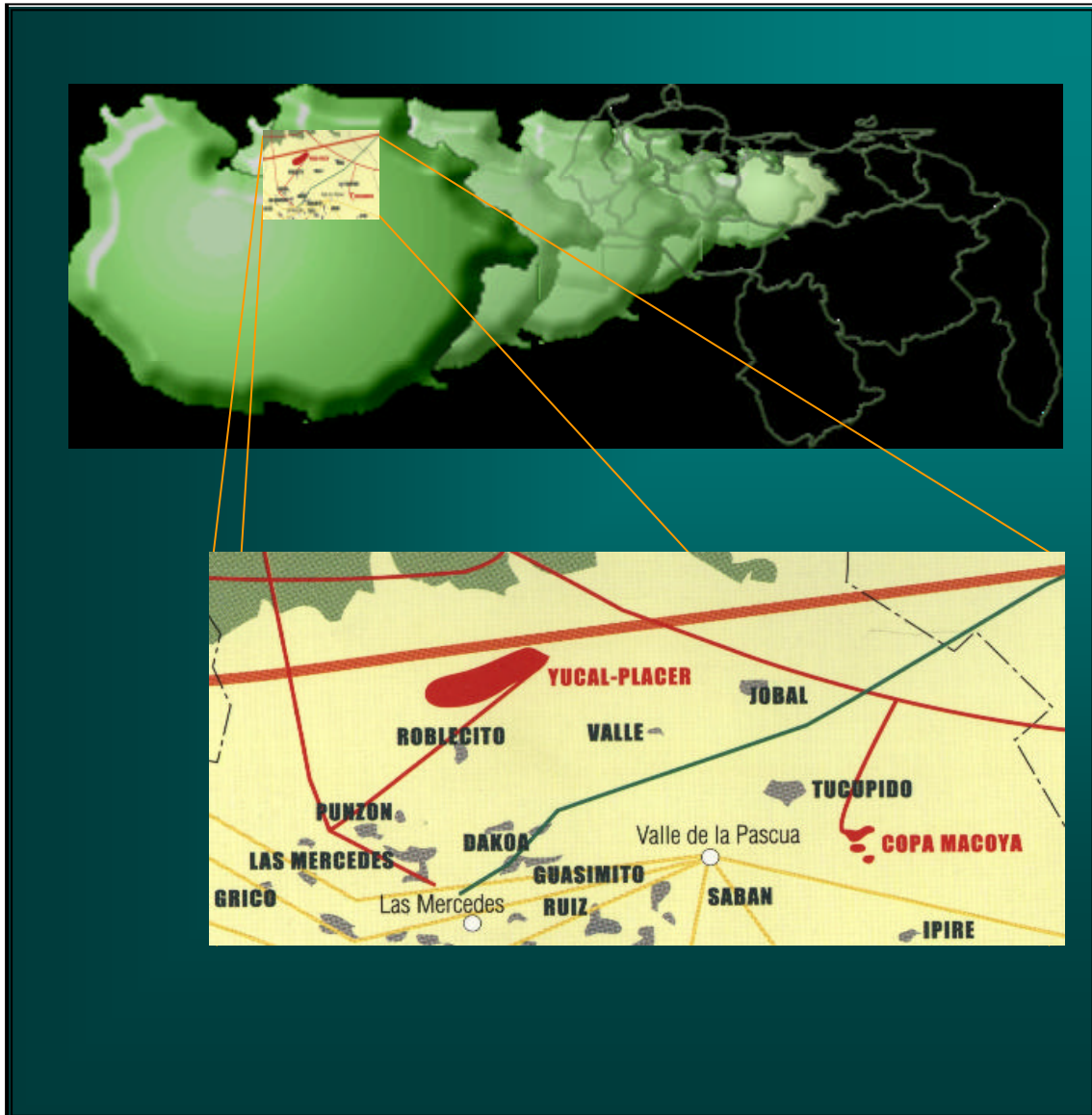


Figura 2.2.- Ubicación Geográfica del Campo Yucal-Placer.

2.8.3.- Rangos Estructurales. ^[7,8]

El área de estudio está caracterizada por una “Compleja Historia Estructural” presentando contrastes significativos de las direcciones tectónicas, que llegan a formar entre si ángulos de más de 90°, incluyendo fuertes buzamientos hacia el este. Las estructuras, entre las cuales se cuentan sinclinales, anticlinales, fallas y corrimientos, han afectado la litología de las distintas formaciones geológicas que corresponden a las edades del Mesozoico y Cenozoico,

abarcando un lapso que se ubica desde el Cretácico Temprano hasta el Mioceno Medio. Entre tales formaciones se mencionan Roblecito, Chaguarama, La Pascua, Quiamare, Quebradón, Naricual, Caratas, Guarico y Garrapata. El sector Noroeste del campo, cerca de San Rafael de Orituco, se incluye estructural y litológicamente la faja de buzamientos suaves del límite sur del piedemonte.

Las tensiones de desplazamiento del basamento Pre-Cretácico han generado un sistema de fallas con direcciones este y noroeste. De estas fallas, las que tienen sentido este son las más jóvenes e inversas y es posible que no afecten al basamento. Dentro del campo se presenta un sector, cuyo relieve refleja la existencia de algunos plegamientos suaves al sur del corrimiento frontal, que corresponden a fallas inversas y anticlinales dispuestas en forma paralela a la serranía del interior.

Un rasgo tectónico resaltante lo constituye la falla (Rumbo NE-SO) que afecta las capas entre las proximidades de la localización de Vallecito, al centro del área y al curso del río Memo, al sur de Palma Amarilla, SO del área de estudio. Paralelamente a esta falla está otra al SE, entre Libertad de Orituco y el embalse Playa de Piedra. Fallas menores se han reportado para las cercanías de Lezama, al este de esta localización; al oeste de Paso Real de Macaira, las del ángulo NO, asociadas a la faja de buzamiento del piedemonte y la que cruza el curso del río Mamo, cerca de la localización de La Lagunita, al oeste del bloque.

2.8.4.- Rasgos Litológicos y Estratigráficos. ^[7,8,9]

La secuencia estratigráfica consiste en capas sedimentarias de origen tanto marino como continental. En la base de la misma se reconocen formaciones cretácicas como El Cantil, caracterizado por la presencia de calizas, lutitas y areniscas, la cual no aflora en Yuca-Placer. La Formación Garrapata de origen turbidíticos, incluye conglomerados de rocas sedimentarias, volcánicas, plutónicas y metamórficas; así como, grauvacas, limolitas y lutitas, identificadas en el área de Altigracia de Orituco. Por su parte, la Formación Guárico esta

conformado por flysch de areniscas, calizas arrecifales, areniscas gruesas y conglomerados, que afloran en la parte noreste del estado y es una de las más representativas dentro de la litología regional; La Formación Caratas compuestas de lutitas, areniscas, limonitas, calizas, expuestas en una sección cercana al NE de Guárico. La Formación Roblecito se distingue por su constitución de lutitas marinas de color gris oscuro a negro, areniscas transgresivas que se disponen en la base y el tope de ésta, limonitas y arcillas, que constituyen parte del relieve de la altiplanicie disectada, por su disposición se presume que su ocurrencia sedimentaria fue uniforme y tranquila, esta formación está constituida por arcillas, lutitas, calizas arenosas, conglomerados y lignitos.

Estas formaciones caracterizan la secuencia estratigráfico del campo Yucal-Placer, que abarca parcialmente varias unidades geológicas: el Grupo Guayusa de origen Cretácico y el Santa Anita del Cretácico-Mesozoico, están delimitados parcialmente por la Formación Roblecito, que junto con la Formación Chaguaramas aflora en gran parte de Guárico.

Las capas sedimentarias superiores son clásticas meteorizados que se disponen localmente en forma de colinas, lomas o filas bajas, incluyendo algunas cuevas que presentan buzamiento con pendiente que pueden superar 20 %.

Todas las capas sedimentarias se disponen localmente bajo una cobertura de materiales más recientes de terrazas antiguas erosionadas, aluviones y coluviones del Pleistoceno y Holoceno, estos últimos se encuentran en las zonas de depresiones y en los valles estrechos de origen aluvial que cruzan el campo. El predominio local de lutitas y areniscas friables de grano fino a medio dan origen a la extensión de colinas poco elevadas, de pendientes moderadas, que caracterizan a la altiplanicie de denudación de la zona comprendida entre Altagracia de Orituco y Chaguaramas.

La litología comprende areniscas en forma de capas volcadas sub-verticales, que se extienden desde el norte del estado Cojedes hasta las cercanías de

Altagracia de Orituco, localidad a partir de la cual se prolongan al SE, hasta la depresión del Unare. Al SE de Altagracia existe un conjunto litológico en forma de colinas y lomas, conformadas por rocas cretácicas y terciarias. Desde allí, la secuencia se hace netamente sedimentaria y consiste en capas alternas de lutitas, limonitas, conglomerados, gravas, arcillas y calizas.

a.- Formación Chaguaramas.

La definición de la Formación Chaguaramas como unidad arenosa comprendida entre dos unidades lutíticas: la Formación Roblecito infrayacente y la Formación Freites suprayacente, se debe a los estudios del subsuelo del estado Guárico por PATTERSON y WILSON (1953, p. 2.772). La Formación Chaguaramas es una alteración irregular de arenas, lutitas y lignitos con arcillas y conglomerados de guijarros arcillosos.

Si no se toma en cuenta el manto de aluviones holocenos parecería existir una sección completa de Chaguaramas, desde las capas de arena-litita-conglomerado representativas de la parte inferior en afloramientos del Alto de Camazas, hasta secciones más limosas cerca del contacto superior con las lutitas de la Formación Freites al sur de Barcelona. Los buzamientos al sur de los contrafuertes determinan anchas fajas de afloramientos para los estratos de esa unidad.

La Formación Chaguaramas es concordante y transicional sobre la Formación Roblecito; su parte superior ha sido erosionada y en el extremo oriental, donde está recubierta con leve discordancia por lutitas de la Formación Freites, se coloca un contacto arbitrario de truncamiento con la Formación Oficina. Se ha sugerido la transición lateral directa y gradual de Chaguaramas hacia el norte a las Formaciones Naricual, Quebradón y Quiamare expuestas en la superficie y hacia el subsuelo, pero no se han designados límites concretos. En la figura 2.3 se puede apreciar la columna estratigráfica tipo para el campo YucaPlacer.

Edad		Formación	Litología	Profundidad (pies)	Descripción	
CENOZOICO	TERCIARIO	MIOCENO	CHAGUARAMAS		0 - 3360	Alternancia irregular de arenas, lutitas y lignitos; con arcillas y guijarros arcillosos. Posiblemente ambiente marginal no marino.
		OLIGOCENO	ROBLECITO		3360- 7700	Lutitas marinas de color gris oscuro a negro, en la base y el tope presenta legua de arenisca.
		EOCENO	La PASCUA		7700 - 9040	Areniscas de granos variables (muy finos a muy gruesos).
MESOZOICO	CRETACICO SUPERIOR	GRUPO TEMBLADOR	Fm. TIGRE	GUAVINITA	9040 - 9797	Lutita basal con intercalaciones de calizas.
				INFANTE		Caliza densa de gris a marrón glauconíticas localmente compactada.
				La CRUZ		Areniscas lenticulares con intercalaciones de lutitas.
			Fm. CANOA	9797- 10000	Sedimentos continentales constituidos por capas de arcillas y areniscas de granos finos.	

Figura 2.3.- Columna Estratigráfica del Campo Yucal-Placer.^[7]

b.- Formación Roblecito.

La Formación Roblecito es una unidad del subsuelo del estado Guárico, definida por PATTERSON y WILSON (1953. p. 2.719) con región tipo en los campos de las Mercedes; es esencialmente un cuerpo de lutitas. En el subsuelo se compone principalmente de lutitas marinas de color gris oscuro a negro; en los registros eléctricos de curva amplificada de resistividad se

observan numerosos picos relacionados con estrías limolíticas y arcillíticas, que pueden seguirse con precisión sobre grandes distancias. Estas estrías litológicas parecen representar condiciones sedimentarias de extremada uniformidad lateral, que no fueron afectadas por corrientes de fondo antes de la compactación, excepto cerca de los bordes de la cuenca, donde predominan las areniscas, como sucede en el sur y oriente de Guárico. También se observan intercalaciones de areniscas cerca de la base y del tope de la unidad. En la subcuenca de Guárico, las lutitas de la Formación Roblecito están en contacto transicional diacrónico con areniscas transgresivas infrayacentes (Formación La Pascua) y areniscas regresivas suprayacentes (Formación Chaguaramas) del subsuelo.

c.- Formación La Pascua.

La Formación La Pascua tiene su área tipo en el grupo de campos petrolíferos de Las Mercedes en Guárico central. PATTERSON y WILSON (1953, p. 2.717) proporcionaron una descripción detallada de esta formación, caracterizada por más de 50% de areniscas intercaladas con lutitas oscuras y unas pocas capas ligníticas.

Las lutitas que separan los cuerpos de areniscas son de color negro a gris, de aspecto masivo, finamente laminadas, calcáreas a no calcáreas, con ocasionales granos de pirita y capas delgadas de lignitos. En Guárico norcentral, entre El Sombrero y Chaguaramas, la Formación La Pascua es esencialmente lutítica y se puede confundir con la unidad suprayacente (Formación Roblecito). Las lutitas contienen impresiones de plantas, foraminíferos y moluscos. La configuración de los desarrollos de arenas sugieren canales, pero determinar el modelo regional de sedimentos erráticos de arenas. La transgresión de La Pascua se desarrolló a final del Eoceno o comienzos del Oligoceno.

La base de la Formación La Pascua es una discordancia regional sobre el Grupo Temblador del Cretácico. La erosión Pre-La Pascua aumenta hacia el suroeste y más allá de Calabozo descansa sobre rocas del basamento

Pre-Cretácico o sobre la Formación Carrizal. El contacto superior es concordante y transicional con las lutitas de la Formación Roblecito.

d.- Formación Tigre.

Se caracteriza por la presencia de areniscas glauconíticas grises a gris verdosas y lutitas carbonosas y fosfáticas. Intercaladas en la sección hay capas blanquecidas y capas delgadas, duras y con frecuencia fosilíferas y glauconíticas, de caliza dolomítica y dolomía. Aunque la edad cretácica está firmemente establecida, su posición exacta es discutible; por correlación con las secciones más fosilíferas de Guárico se presupone que puede alcanzar desde el Albiense superior hasta parte del Maestrichtiense. La Formación Tigre tiene 75 m en la sección tipo; disminuyendo hacia el sur y no se encuentra en los pozos del Campo de Temblador; hacia el norte y noroeste aumenta a más de 400 m.

En el subsuelo de Guárico la Formación Tigre está dividida en tres miembros por la presencia de un nivel de calizas; el inferior se denomina Miembro La Cruz, el medio se denomina Miembro Infante y el intervalo suprayacente a la caliza se denomina Miembro Guavinita.

El Miembro La Cruz puede subdividirse en dos intervalos: uno inferior, caracterizado por la presencia de areniscas lenticulares, caoliníticas, de grano grueso, con intercalaciones menores de lutitas negras, carbonosas y fosilíferas. El superior comienza con lutita negra fosilífera y continúa con areniscas de grano fino, calcáreas y glauconíticas. Entre las arenas aparecen intercalaciones delgadas de lutitas muy fosilíferas. El espesor varía entre (0 y 300) m, decrece hacia el suroeste y aumenta al noreste.

El Miembro Infante presenta un desarrollo de caliza densa, compactada y fosilífera, de color gris y localmente glauconítica. Hacia el sur y suroeste se va haciendo más arenosa hasta convertirse en areniscas, que no se pueden diferenciar de los miembros supra e infrayacentes. El espesor varía entre 0-20 m y se le conoce en Guárico central; hacia el sur pierde su identidad y

hacia el oeste desaparece por truncamiento por debajo de la discordancia oligomiocena.

El Miembro Guavinita toma su nombre del campo de Guavinita e incluye todas las capas marinas de edad cretácica por encima de la caliza; su espesor varía entre (120 y 300) m.

e.- Formación Canoa.

Litológicamente se caracteriza por la presencia de algunos conglomerados de granos finos y areniscas conglomeráticas, areniscas y limolitas, generalmente con manchas grises, gris verdoso, amarillo, rojo y púrpura. El subsuelo de Guárico consta de lutitas rojas, verdes y grises, con algunas areniscas.

Exceptuando restos de plantas no identificadas, no se conocen fósiles en la Formación Canoa. Por su posición discordante sobre la Formación Carrizal en Guárico o sobre basamento ígneo-metamórfico y por su relación tradicional con sedimentos marinos fosilíferos de la Formación Tigre, se considera Cretácico Medio. El espesor varía de cero a varios cientos de metros.

2.8.5.- Potencial de Hidrocarburos.^[7]

Es la más importante acumulación de gas natural que existe en toda la subcuenca de Guárico, con reservas probadas de 2 Billones de Pies Cúbicos de gas no asociado. Estimándose las reservas en más de 8 Billones de Pies Cúbicos de gas, localizadas en 16 horizontes. De éstos, cuatro han tenido producción comercial en décadas anteriores. Delimitado sobre un cinturón gasífero que se extiende a lo largo del frente montañoso con sentido O-E, el campo Yucal-Placer posee un patrón de acumulaciones de hidrocarburos principalmente estratigráficos. Incluye acuñaamiento lateral y estructural sobre areniscas marinas de las Formaciones La Pascua y Roblecito.

2.8.6.- Gradientes de Presión y Temperatura del Campo Yuca-Placer.

En la tabla 2.5 se indican tanto el gradiente de fractura como el gradiente geotérmico manejados en el campo Yuca-Placer.

Tabla 2.5.- Gradientes de Fractura y Geotérmico manejados en el Campo Yuca-Placer^[7]

Gradiente de Fractura ((lb/pulg²)/pies)	0,8424
Gradiente Geotérmico (°F/100 pies)	3,5

2.8.7.- Propiedades Petrofísicas.

Para conocer las propiedades petrofísicas de los yacimientos M6 y L-6 del campo Yuca-Placer, se dispuso de los resultados a los análisis de núcleos y registros de porosidad efectuados en los pozos P1-01 y P2-02. En la tabla 2.6 se muestran el rango de valores obtenidos. Adicionalmente, en la tabla 2.7 se indican las condiciones iniciales de los principales yacimientos del campo.

Tabla 2.6.- Rango de Porosidad y Permeabilidad para los Yacimientos M-6 y L-7.^[10]

Propiedades Petrofísicas	M-6	L-7
Porosidad (%)	10-12	8-10
Permeabilidad (mD)	5-65	10-80

Tabla 2.7.- Condiciones Iniciales de los Principales Yacimientos del Campo Yuca-Placer^[10].

Condiciones Iniciales	Yacimientos						
	L-23	L-6	L-7	M-4	M-13	M-6	M-8
T (°F)	260	328	335	340	331	354	360
P (lb/pulg²)	3200	4033	4045	4051	4041	4077	4083
Z	0,974	1,022	1,024	1,02	1,02	1,02	1,02
Sg	0,621	0,675	0,681	0,711	0,7	0,75	0,76

2.9.- Especificaciones de los Equipos Utilizados en la Medición de las Propiedades de los Fluidos de Perforación.

A continuación se presenta una breve descripción de los equipos utilizados en la medición de las propiedades de los fluidos de perforación:

2.9.1.- Viscosímetro Rotacional Modelo Fann 35 A. ^[11]

El viscosímetro rotacional de lectura directa modelo Fann 35 A (Figura 2.4) funciona con un motor de 50-HZ. Es un modelo de la seis velocidades de prueba de 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm disponibles vía un impulso de motor síncronico a través de un engranaje de precisión. Cualquier velocidad de la prueba puede seleccionarse sin detener la rotación. La tensión del corte se muestra continuamente en un dial calibrado, y con ello pueden observarse las características de viscosidad tiempo-dependientes. Esta multiplicidad de medidas permite una definición más completa de la curva de fluido plástico (esfuerzo de corte contra tasa de resistencia al corte). Permite determinar VP (Viscosidad Plástica), PC (Punto Cedente), Resistencia de Gel, entre otras propiedades reológicas.



Figura 2.4.- Viscosímetro Rotacional Modelo Fann 35 A.

2.9.2.- Viscosímetro APAT Modelo Fann 70.^[11]

El Fann 70, viscosímetro alta presión, alta temperatura, se usa para determinar las propiedades reológicas de fluidos de perforación o terminación sujetos a temperaturas de hasta 500 °F y presiones de hasta 20.000 lb/pulg². Simula las condiciones de presión y temperatura del fondo del hoyo. Debido a que los aceites y ésteres son compresibles, la viscosidad de los fluidos preparados con estos fluidos base es afectada directamente por las presiones de operación. Este ensayo se realiza cuando se sospecha decantación pozo abajo o ineficaz limpieza del pozo y permite determinar un modelo reológico real para cada tipo de fluido, a condiciones reales de operación.

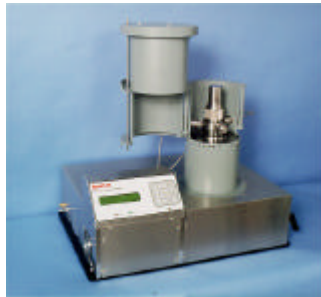


Figura 2.5.- Viscosímetro APAT Modelo Fann 70.

2.9.3.- Filtro Prensa (APAT).^[11]

Permite determinar el filtrado de un fluido a condiciones de presión y temperatura elevadas, de hasta 300 °F (149 °C) con el Fann de 175 ml (figura 2.6) y mayores a 500 °F (260 °C) con el Fann 500 ml (figura 2.7).



Figura 2.6.- Filtro Prensa de 175 ml (APAT).



Figura 2.7.- Filtro Prensa de 500 ml (APAT).

2.9.4.- Filtro Prensa API.^[11]

Este equipo permite medir las tasas de filtrados a los fluidos de perforación a una presión de trabajo de 100 lpc y temperatura ambiente. Consiste de un equipo cilíndrico con una cámara constituida de materiales altamente resistentes (figura 2.8).



Figura 2.8.- Filtro Prensa API.

2.9.5.- Filtrado Modelo Fann 90.^[11]

El Fann 90, es un equipo de filtración dinámica radial, que evalúa las propiedades de filtración de un fluido circulante a través de un núcleo cerámico. La filtración dinámica simula el efecto del movimiento del fluido (velocidad de corte) sobre la velocidad de filtración y la deposición de revoque en el filtro. Este ensayo determina si el fluido esta debidamente acondicionado para perforar a través de formaciones permeables.

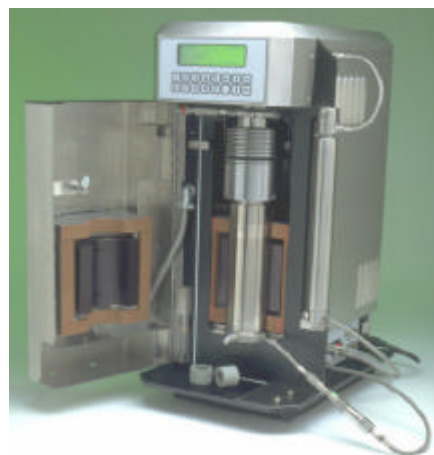


Figura 2.9.- Equipo de Filtración Dinámica Modelo Fann 90.

Las condiciones normales de operación del ensayo Fann 90 incluyen:

- ✓ Temperaturas de hasta 500 °F (260 °C).
- ✓ Núcleos con diámetros medios de poro de 5 a 190 micrones.
- ✓ Presión diferencial a través del núcleo de hasta 500 lb/pulg².

Los resultados del ensayo incluyen dos números: índice de filtración dinámica e índice de deposición del revoque (CDI). El índice de filtración dinámica se calcula por la inclinación de la curva de volumen en función del tiempo. El CDI, que refleja la erosionabilidad del revoque, se calcula por la inclinación de la curva volumen/tiempo. El CDI y el índice de filtración dinámica se calculan usando datos recogidos después de veinte minutos. El figura 2.10 se muestran la curvas típicas de los resultados del ensayo Fann 90.

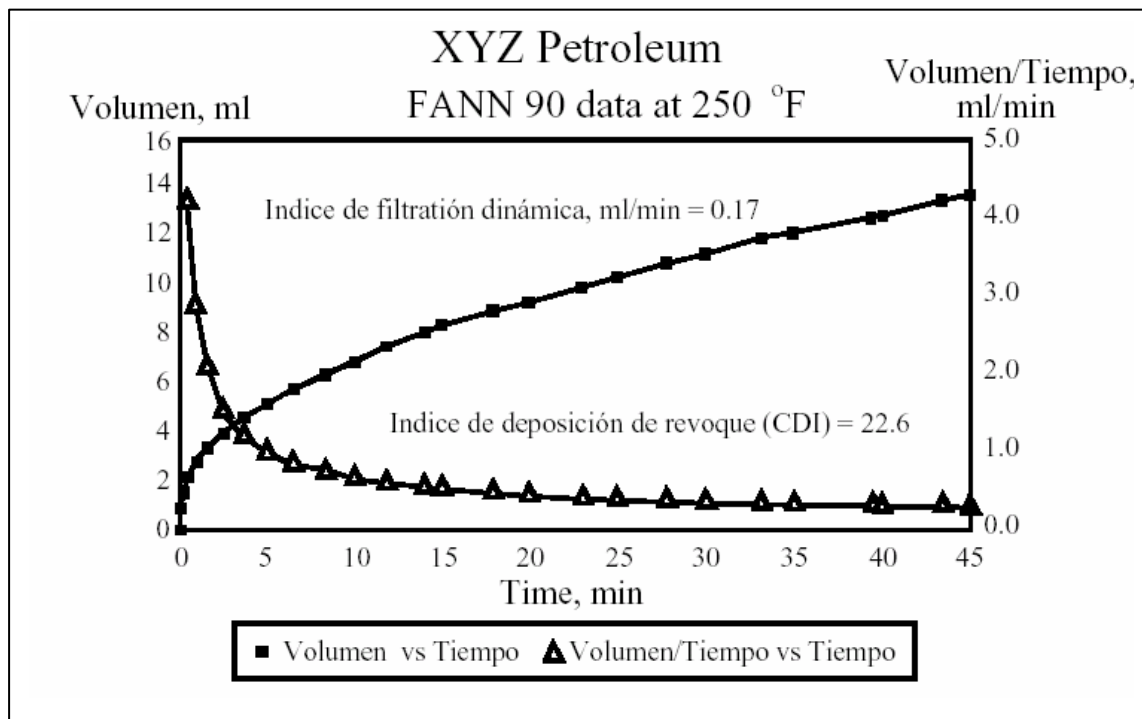


Figura 2.10.- Gráfico Típico de los Resultados del Ensayo FANN 90.^[5]

2.9.6.- Distribución del Tamaño de las Partículas (MALVERN MASTERSIZER).^[12]

El instrumento basa su medición en teorías y modelos modernos de análisis de partículas, específicamente en teorías de absorción y refracción de la luz. Permite medir la distribución del fluido por tamaño de partículas.

La unidad óptica del instrumento captura un campo de partículas y predice el tamaño de la misma a través de correlaciones o teorías entre las que se encuentran las de Fraunhofer y las de Mie.



Figura 2.11.- Malvern Mastersizer

Primero el equipo captura el modelo de dispersión de la muestra (medición). El detector o unidad óptica del equipo está constituido de muchos detectores individuales. Cada detector recolectará la dispersión de la luz de un rango de ángulos en particular. Estos detectores toman “fotografías” (barridas) a la muestra cada vez que pasa a través del láser analizador. Alrededor de 2000 barridas son realizadas por cada detector y cada uno efectúa un promedio. Por último, una vez que el equipo tiene los datos necesarios utiliza las diferentes teorías para realizar la distribución final.

2.9.7.- Balanza para Lodo Fann Modelo 140.^[11]

La Balanza para lodo Fann modelo 140 permite un método simple y práctico para la determinación exacta de la densidad o peso del fluido.



Figura 2.12. Balanza para lodo Modelo Fann 140.

2.9.8.- Horno y Celdas de Envejecimiento.^[11]

Las unidades (hornos) de envejecimiento, están diseñadas para el uso conveniente en el campo o en el laboratorio. Se ha prestado atención al arreglo de camisas de los cilindros, los rodamientos, los elementos caloríficos y el número de rodillos permite alojar a 6 celdas de 350 ml de capacidad.

Las unidades y celdas de envejecimiento fueron desarrollada para ayudar en la predicción del desempeño de los fluidos bajo condiciones estáticas y dinámicas a altas temperaturas. Se pueden encontrar celdas de envejecimiento disponibles que pueden presurizarse con nitrógeno o dióxido del carbono a una presión deseada, para prevenir la ebullición y vaporización del fluido antes de que alcance la temperatura de la prueba. Las temperaturas y las presiones de vapor resultantes se acercan a aproximadamente 350 °F.



Figura 2.15.- Celdas de Envejecimientos



Figura 2.14.- Celdas de Envejecimiento.

2.9.9.- Equipo de Retorta.^[11]

Permite determinar el contenido (% en volumen) de líquidos y sólidos en una muestra de 10 ml de fluido de perforación o terminación, a través de la destilación del aceite, agua y otros materiales volátiles de la misma. La cantidad total de sólidos en el lodo, incluye tanto los sólidos disueltos como los suspendidos no disueltos. Los sólidos suspendidos pueden ser una combinación de sólidos de alto y bajo peso específico, así como de sólidos nativos y comerciales.



Figura 2.15.- Equipo para Retorta (10 ml).

2.9.10.- MULTI MEZCLADOR.^[11]

El multi-mezclador tiene una sola velocidad de 11500 RPM y cinco usos separados. Permite el mezclado de muestra de fluidos en laboratorio con el fin de lograr mantenerlos homogéneos. Tiene una capacidad de 5 ejes para mezclas simultáneas.



Figura 2.16.- Multi Mezclador

2.9.11.- Medidor de Estabilidad Eléctrica Modelo Fann 23D.^[11]

El equipo de prueba de estabilidad eléctrica es un instrumento portátil y compacto que mide la fuerza eléctrica relativa de las emulsiones que tienen aceite como fase continua. Es una unidad autónoma que contiene un electrodo y opera con baterías de 9 voltios. El instrumento ofrece una lectura digital de rendimiento sinusoidal para la exactitud del rallador. La operación automática con botones de presión hacen la unidad simple de operar y proporciona resultados reproducibles. Se proporcionan las resistencias de la calibración con cada instrumento para verificar la exactitud y linealidad de la unidad. El probador contiene en un caso de transporte agua-firme, y totalmente conforme a la Norma Práctica API 13B-2.



Figura 2.17.- Equipo Medidor de Estabilidad Eléctrica Modelo Fann 23D.

3.- METODOLOGÍA.

3.1.- Justificación.

Considerando la importancia que tiene el fluido de perforación en el normal desarrollo de las perforaciones que actualmente se llevan a cabo en el campo gasífero Yucal-Placer, se decidió elaborar este trabajo especial de grado, el cual tiene como finalidad analizar y evaluar la aplicación de la más reciente tecnología disponible actualmente en la industria petrolera, con el objeto de estudiar el desempeño del principal sistema de fluido de perforación utilizado en los pozos P1-01 y P2-02.

Las empresas de servicios de fluidos de perforación están en continuo mejoramiento de la tecnología disponible para analizar el funcionamiento del fluido durante las perforaciones, adaptándose a las características particulares de cada campo. Es por esta razón que la empresa Baroid de Venezuela, S.A decidió apoyar este trabajo especial de grado.

En el presente estudio se realizarán una serie de ensayos convencionales y especiales a distintas muestras de fluido base aceite emulsión inversa, permitiendo de esta forma determinar las principales propiedades físicas y químicas del sistema, lo cual servirá como antecedentes para los próximos pozos.

Asimismo, se evaluará el funcionamiento del sistema Invertido durante las perforaciones de las fases 12 ¼" y 8 ½", describiendo los principales problemas presentados por el fluido y el tratamiento aplicado. Considerando igualmente el impacto de lodo Invertido sobre el progreso de las perforaciones y la factibilidad técnico-económica del mismo.

3.2.- Objetivo General.

Analizar y evaluar la aplicación de tecnología a los fluidos de perforación para el campo gasífero Yuca-Placer, con la finalidad de optimizar el fluido utilizado.

3.3.- Objetivos Específicos.

- ✓ Estudiar el funcionamiento del principal sistema de fluido de perforación utilizado en la perforación de los pozos P1-01 y P2-02, a través del análisis de las propiedades físicas y químicas del lodo.
- ✓ Verificar la compatibilidad y el impacto del fluido de perforación sobre las condiciones petrofísicas presentes en el campo Yuca-Placer.
- ✓ Evaluar el desempeño del principal sistema de fluido utilizado durante las perforaciones de los pozos P1-01 y P2-02, analizando los principales problemas presentados.
- ✓ Proyectar el conocimiento adquirido en los pozos P1-01 y P2-02 para establecer cambios al fluido, que será empleado en la perforación de los próximos pozos.
- ✓ Determinar la factibilidad Técnico-Económica del principal sistema de fluido empleado en los pozos P1-01 y P2-02.

3.4.- Metodología Aplicada.

Con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados inicialmente, se desarrollo una metodología dividida en tres fases, la cuales explicamos a continuación.

3.4.1.- Fase I.- Análisis y Evaluación de las Pruebas Efectuadas al Principal Fluido de Perforación Utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02.

En esta fase se realizaron un conjunto de pruebas convencionales y especiales a una serie de muestras de fluidos de perforación de los pozos P1-01 y P2-02, específicamente de las fases de 12 ¼" y 8 ½", de manera de analizar las principales propiedades físicas y químicas que presentó el fluido.

3.4.1.1.- Pruebas Efectuadas al Principal Fluido de Perforación Utilizado en el Pozo P1-01.

A continuación se explican las pruebas efectuadas a los sistemas Gypsum e Invertido empleados en la perforación del pozo P1-01, de esta forma se logró estudiar las principales propiedades físicas y químicas del lodo durante la perforación en las fases 12 ¼" y 8 ½" .

a.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas a los Fluidos Gypsum e Invertido Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

Se analizaron dos muestras de fluido Gypsum (Base Agua Tratado con Yeso) a 2526 y 5600 pies de profundidad, las cuales fueron utilizadas en la perforación de las fase 12 ¼" del pozo P1-01. A este sistema se le practicaron un conjunto de pruebas convencionales antes y después de someter el fluido a envejecimiento rotativo a 300 °F y 150 lb/pulg² durante 24 horas, para determinar las propiedades físicas y químicas. Entre las propiedades determinadas están: Densidad, Reología, Filtrado API, Análisis de Retorta, Alcalinidad, Exceso de Yeso, Concentración de Calcio y Cloruro.

Asimismo, fueron analizadas 6 muestras del sistema Invertido a 2526, 7482, 7795, 8342, 8674 y 9181 pies de profundidad, de fluido empleado en la perforación de las fases 12 ¼” y 8 ½”, con el objeto de evaluar las propiedades físicas y químicas, antes y después de someter el fluido al envejecimiento rotativo. Entre las pruebas evaluadas están: Densidad, Reología, Alcalinidad, Exceso de Cal, Salinidad, Estabilidad Eléctrica, Análisis de Retorta y Filtrado APAT.

b.- Determinación de la Distribución del Tamaño de Partículas al Fluido Invertido.

De manera de evaluar la distribución del tamaño de los sólidos presentes en el fluido Invertido, utilizado en la perforación de las fases 12 ¼” y 8 ½ “ del pozo P1-01, se planificó realizar un análisis de partículas con el equipo MALVERN MASTERSIZER a las muestras de lodo a 2532, 5600, 8342 y 8674 pies de profundidad, logrando establecer un rango de valores para el diámetro de partículas del fluido base aceite emulsión inversa; comparando los resultados con el diámetro promedio del yacimiento L-7.

3.4.1.2.- Pruebas Efectuadas al Fluido Invertido Utilizado en la Perforación del Pozo P2-02.

Al sistema base aceite emulsión inversa (Invertido) empleado en la perforación de las fases 12 ¼” y 8 ½” del pozo P2-02 se le realizaron un conjunto de pruebas convencionales y especiales, con el propósito de evaluar sus principales propiedades físicas y químicas, a través de la aplicación de la más reciente tecnología disponible en la industria petrolera.

a.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas al Fluido Invertido Antes y Después de Envejecimiento Rotativo.

Fueron evaluadas las propiedades físicas y químicas a 6 muestras de lodo Invertido a las profundidades de 5811, 7394, 7843, 8335, 8978 y 9015 pies, a través de un conjunto de pruebas convencionales efectuadas antes y después

de someter el fluido a envejecimiento rotativo. Los ensayos realizados fueron: Densidad, Reología, Alcalinidad, Exceso de Cal, Salinidad, Estabilidad Eléctrica, Filtrado APAT y Análisis de Retorta.

b.- Determinación de la Distribución del Tamaño de Partículas al Fluido Invertido.

Con la finalidad de evaluar la distribución de sólidos presentes en 3 muestras de fluido Invertido empleado en la perforación de la fase 8 ½" del pozo P2-02, se realizó una serie de pruebas de distribución del tamaño de las partículas utilizando el analizador MALVERN MASTERSIZER. Los resultados obtenidos fueron comparados con el tamaño promedio de poros del yacimiento M-6, evaluando la capacidad del fluido en controlar el filtrado hacia la formación y la deposición de sólidos en la formación.

c.- Determinación del Filtrado Dinámico a la Muestra de Fluido Invertido a 8978 Pies de Profundidad.

El objetivo de esta prueba fue evaluar el proceso de filtración dinámica con el equipo Fann 90 bajo condiciones de 300 °F y 500 lb/pulg², utilizando para tal fin la muestra de fluido Invertido a 8978 pies de profundidad. El diámetro de poros seleccionado para el tapón fue 10 µm, dicho valor representa el tamaño promedio de poros de la zona considerada para este estudio, específicamente del yacimiento M-6.

d.- Determinación de las Propiedades Reológicas Bajo Condiciones de Alta Presión y Alta Temperatura a la muestra de Fluido Invertido a 8978 Pies de Profundidad.

Con el propósito de evaluar las propiedades reológicas del fluido Invertido en condiciones de alta presión y alta temperatura, se efectuó esta prueba especial con el equipo Fann 70, específicamente con la muestra de lodo a 8978 pies de profundidad. Las condiciones establecidas de temperatura para el ensayo fueron 150, 200, 250 y 300 °F, a una presión constante de 6000 lb/pulg². Esta

prueba permitió simular el desempeño del fluido Invertido a condiciones de temperatura y presión muy similares a las existentes en el pozo P2-02, además de observar la influencia de estas variables en la reología del sistema.

3.4.2.- Fase II.- Análisis y Evaluación del Desempeño del Principal Fluido de Perforación Utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02.

Durante esta fase se evaluó el desempeño del principal sistema de fluido de perforación utilizado en los pozos P1-01 y P2-02. Entre los aspectos desarrollados destacan la evaluación del fluido Invertido en las fases 12 ¼ " y 8 ½", explicando los principales problemas que se presentaron con el lodo durante las perforaciones, haciendo especial atención en el tratamiento aplicado para corregir dichos inconvenientes.

Adicionalmente, se realizó una comparación entre las curvas de progreso real y estimada para cada pozos, describiendo el desarrollo de las operaciones por fases, considerando el impacto del fluido sobre las perforaciones.

3.4.3.- Fase III.- Factibilidad Técnico-Económico del Fluido Invertido.

Durante esta fase se efectuó una análisis técnico-económico relacionado con la aplicabilidad del sistema Invertido en los pozos P1-01 y P2-02. El objetivo principal fue evaluar la influencia y la relación del lodo Invertido sobre el costo del fluido, los problemas operacionales, la tasa de penetración y el daño a la formación. Para poder comprobar realmente la aplicabilidad de este sistema en el campo Yuca+Placer.

3.5.- Procedimiento Experimental.

3.5.1.- Densidad.^[13]

Objetivo: Medir la densidad de un fluido de perforación o de terminación/reparación de pozos con una balanza marca Fann, modelo 140. Expresando sus unidades en libras sobre galón (lb/gal), libras sobre pie cúbico (lb/pie³), gramos sobre centímetro cúbico (g/cm³) y/o libras sobre pulgada cuadrada por 1000 pies (lb/pulg².1000 pie).

Procedimiento Efectuado:

1. Se colocó el pedestal de base o caja portadora de la balanza sobre una superficie plana y a nivel.
2. Se tomó una muestra de fluido, luego fue medida y registrada su temperatura.
3. Se trasvasó la muestra a la copa de la balanza, golpeando suavemente el costado de la copa de la balanza con la tapa de la copa para hacer salir el aire o gas pudiera estar atrapado.
4. Se procedió a colocar la tapa en la copa de la balanza de lodo con un movimiento de torsión, asegurándose que algo de la muestra de prueba fuera expulsada por el agujero de ventilación de la tapa.
5. Tapando con un dedo el agujero de ventilación se limpió la balanza con aceite base.
6. Calzando el borde agudo de la balanza en el fulcro de apoyo, y equilibrando la balanza haciendo correr la pesa a lo largo del brazo, fue nivelada la balanza.

Nota: La balanza está nivelada cuando la línea en el vidrio del visor está centrada sobre la burbuja.

7. Se registró la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza (la flecha del cursor apunta a este lado). La medición se hizo

guardando una precisión de 0.1 lb/gal, 1 lb/pie³, 0.01 g/cm³, ó 10 lb/pulg²/1000 pie³.

3.5.2.- Propiedades Reológicas.^[13]

Objetivos: Determinar las lecturas del dial del viscosímetro marca Fann, modelo 35 A, para calcular las siguientes propiedades de un fluido de perforación o de terminación/repación de pozos: Viscosidad Plástica (VP), Punto Cedente (PC), Resistencia del Gel, Viscosidad Aparente entre otras.

Procedimiento Efectuado:

1. Se tomó una muestra de fluido y se colocó en la taza del viscosímetro termostáticamente controlada.

Nota : Se debe dejar suficiente volumen vacío para el desplazamiento del colgante y la manga.

2. Se sumergió la manga del rotor del viscosímetro exactamente hasta la línea marcada.
3. Se calentó la muestra hasta la temperatura seleccionada (150 +/- 2 °F) si el fluido es base aceite, y si es base agua la temperatura seleccionada (120 +/- 2 °F).

Nota : Para obtener una temperatura uniforme de la muestra, se debe agitar la muestra a una velocidad de arrastre intermitente o constante de 600 rpm mientras es calentada.

4. Se colocó la perilla de cambio de velocidades del engranaje en la posición indicada por el selector de velocidades, a 600 rpm, para luego cuando la lectura del dial se mantuvo estable registrar la lectura del dial (L600).
5. Se procedió a girar la manga del viscosímetro a 300 rpm, y cuando la lectura del dial se mantuvo estable, se registró dicho valor (L300).
6. Se siguió el paso descrito en 5 para las lecturas de dial correspondientes a 200 rpm, 100 rpm, 6 rpm y 3 rpm.

7. Luego se procedió a agitar la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, para posteriormente dejar reposar el fluido durante 10 segundos.
8. Trascurrido los 10 segundos se giró la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura “n” del dial.
9. Se registró la máxima lectura del dial obtenida como la resistencia de gel de 10 segundos.
10. Nuevamente se agitó la muestra a 600 rpm, y cuando la lectura del dial se mantuvo en un valor cercano al inicial, se detuvo la rotación, dejando la muestra en reposo sin tocar durante 10 minutos.
11. Trascurrido los 10 minutos se giró la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura n del dial.
12. Se registró la máxima lectura del dial obtenida como resistencia de gel de 10 minutos.
13. Se calculó las propiedades reológicas utilizando las ecuaciones 1.2, 1.3 y 1.4 señaladas en el marco teórico.

3.5.3.- Filtrado API.^[14]

Objetivo: Medir el volumen de filtrado y el espesor de revoque al fluido base agua usando el método de filtrado API.

Procedimiento Efectuado:

1. Se recogió una muestra de fluido.
2. Se armo la celda con el papel de filtro en su lugar.
3. Se colocó la muestra de fluido en la celda hasta $\frac{1}{2}$ pulgada (13 mm) de la parte superior.
4. Se inserto la celda dentro del marco, colocando y ajustando la tapa sobre la celda.
5. Se colocó un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje.
6. Luego se cerro la válvula de alivio y se ajustó el regulador para que sea aplicada una presión de 100 ± 5 lb/pulg² en 30 segundos o menos.

7. Se mantuvo la presión a 100 ± 5 lb/pulg² durante 30 minutos.
8. Se cerró el flujo con el regulador de presión y se abrió con cuidado la válvula de alivio.
9. Se midió el volumen de filtrado en el cilindro graduado con precisión del más próximo ml.
10. Si se usa un filtro prensa de media área, se debe multiplicar por 2 el volumen del filtrado.
11. Posteriormente se aflojó la presión, verificando que ha sido descargada toda la presión, y retirando la celda del marco.
12. Luego se desarmó la celda y se descartó el lodo.
13. Se dejó el revoque del lodo sobre el papel y se lavo ligeramente con el fluido base para quitar todo exceso de lodo.
14. Se midió y registró el espesor del revoque del lodo con aproximación de 1/32 pulgadas (1 mm).

3.5.4.- Filtrado APAT.^[13]

Objetivos: Medir el volumen del filtrado de un fluido de perforación o de terminación/reparación de pozos usando el método de alta presión y alta temperatura (APAT).

Procedimiento Efectuado:

1. Se recogió una muestra de fluido.
2. Se precalentó la chaqueta de calentamiento hasta 10^o F (6 °C) por encima de la temperatura de prueba deseada.

Nota: Si fuera necesario, se debe ajustar el termostato para mantener esta temperatura.

3. Se cerró el vástago de la válvula sobre la celda del filtro.
4. Se vertió en la celda una muestra agitada de fluido.

- Se colocó el papel de filtro en la celda, para posteriormente colocar la cubierta sobre la celda, ajustar todos los tornillos de sujeción y cerrar el vástago de la válvula sobre la cubierta.

Nota : Aplicar un lubricante a los tornillos de sujeción para evitar que estos queden trabados en el sitio.

- Se colocó la celda en la chaqueta de calentamiento con la cubierta de la celda hacia abajo, haciendo girar la celda hasta que esta calzara.
- Se colocó un termómetro en el hueco de la celda.
- Luego de conectar la unidad de presión al vástago superior de la válvula y el receptor de presión al vástago inferior de la válvula, se procedió a aplicar 200 lb/pulg² a la parte superior y 100 lb/pulg² en la parte inferior.

Nota : Es importante considerar el ajuste del regulador según la temperatura de prueba (Ver tabla 3.1)

Tabla 3.1.- Ajustes del Regulador según la Temperatura en la Prueba de Filtración APAT.

Si la temperatura (°F) Considerada es	El regulador superior debe ser ajustado a	Y el regulador inferior debe ser ajustado a (lb/pulg²)
Hasta 300	600	100
300-400	700	200
400-500	800	300

- Posteriormente se abrió el vástago de la válvula superior, para luego mantener esta presión hasta alcanzar la temperatura de prueba deseada.
- Una vez alcanzada la temperatura de prueba se abrió la válvula inferior e inmediatamente se ajustó la presión sobre los reguladores superior e inferior, considerando como guía las especificaciones de la tabla 3.1.

11. Se dejó filtrar durante 30 minutos mientras se mantenía la presión a la presión de prueba y la temperatura era mantenida a ± 5 °F (± 3 °C) de la temperatura de prueba.

Nota: Mientras la presión del fondo subiera 20 lb/pulg² por encima de la presión especificada durante la prueba, se procedió a purgar con cuidado la presión, drenando una porción del filtrado del receptor a un cilindro graduado.

12. Culminados los 30 minutos se cerraron los vástagos de la válvula superior e inferior, para luego descargar la presión por el regulador superior y desconectar el sistema de presión.
13. Aflojando el tornillo T del regulador inferior, se drenó con cuidado el filtrado del receptor a un cilindro graduado, esperando unos pocos segundos a que el filtrado drenara al fondo del receptor.
14. Se ajustó despacio el tornillo T buscando que todo el filtrado restante en el receptor se escurriera al cilindro graduado.
15. Se descargó la presión por el regulador inferior y se desconectó el sistema de presión.
16. Se retiró la celda de la chaqueta de calentamiento.
17. Se registró el filtrado APAT como el doble del volumen del filtrado recogido.

3.5.5.- Contenidos de Líquidos y Sólidos.^[13]

Objetivos: Determinar contenido de líquidos y sólidos en un fluido de perforación.

Procedimiento Efectuado:

1. Se tomó una muestra de fluido, para posteriormente llevarla a 80 °F (27 °C) aproximadamente.
2. Se llenó la cámara superior de la retorta con lana de acero muy fina.

3. Luego de lubricar las rocas de la taza de muestra y el condensador con una capa fina de lubricante/compuesto contra agarrotamiento, se llenó la taza de muestra de la retorta con lodo libre de gas.
4. Se colocó la tapa en la taza de la retorta y giró lentamente, asegurándose de que algo de la muestra de prueba fuera expulsada por el orificio de ventilación de la tapa, para luego proceder a limpiar todo exceso de lodo y atornillar la taza de muestra a la cámara superior de la retorta.
5. La retorta fue colocada en el bloque aislador.
6. Se colocó el receptor volumétrico debajo del drenaje del condensador.
7. Se calentó la muestra hasta que dejara de pasar líquido a través del tubo de drenaje del condensador, o hasta que se apagara la luz piloto de la unidad controlada termostáticamente.

Nota : Comúnmente esto tarda de 45 a 60 minutos.

8. Se retiró el receptor volumétrico y se examinó el líquido recuperado.

Nota : Si hay sólidos en el líquido, significa que ha escapado lodo entero al hervir en la taza de muestra y hay que repetir el ensayo. Si existe una banda de emulsión, calentar lentamente el receptor volumétrico a 120 °F (49 °C).

9. Se dejó que el receptor volumétrico se enfriara hasta aproximadamente 80 °F (27 °C).
10. Se registraron los volúmenes de aceite y agua en el receptor volumétrico.
11. Se procedió a calcular el porcentaje en volumen de los componentes líquidos, sólidos y la relación aceite/agua del fluido según las ecuaciones 1.5, 1.6, 1.7 y 1.8.

3.5.6.-Estabilidad Eléctrica.^[13]

Objetivos: Medir la estabilidad eléctrica de un fluido de perforación base aceite o sintético.

Procedimiento Efectuado:

1. Una vez verificada la calibración del equipo
2. Se tomó una muestra de fluido y se pasó a través de un embudo de Marsh y usando una taza de calentamiento se ajustó la temperatura del fluido a 120 °F (49 °C).
3. Se sumergió la punta del electrodo en la muestra con el medidor apagado, asegurándose de que el fluido cubriera las caras del electrodo.
4. Se agitó la muestra con la punta del electrodo por espacio de 15 a 20 segundos. Para luego encender el medidor de estabilidad eléctrica y empezar la prueba.

Nota: Durante esta medición no se debe mover la punta de electrodo.

5. Se registró el voltaje cuando los valores reflejados se estabilizaron en el equipo de medición.

3.5.7.- Envejecimiento Rotativo.^[5]

Objetivos: Someter a condiciones de temperatura y tiempo de envejecimiento rotativo a una muestra de fluido de perforación o de terminación/represión de pozos presurizada.

Procedimiento Efectuado:

1. Se tomó una muestra de fluido de un barril de laboratorio (350 cc aproximadamente).
2. Luego de remover la tapa exterior y interior de la celda de envejecimiento se colocó el volumen de muestra apropiado en la celda. (Ver tabla 3.2)

Tabla 3.2.- Condiciones de Temperatura y Presión para la Escogencia del Volumen colocado en la Celda.

Temperatura de envejecimiento. (°F)	Presión Aplicada sugerida. (lb/pulg²)	Volumen de Fluido en la celda (ml)	
		Celda de 250 ml	Celda de 500 ml
212	25	225	-
250	50	225	-
300	100	200	-
350	150	200	-
400	250	-	350
450	300	-	350
500	375	-	350
550	500	-	300
600	580	-	300

3. Luego de colocar la tapa interior y exterior sobre la celda de envejecimiento, asegurándolas con tornillos sobre la tapa exterior, se procedió a insertar el vástago de la válvula en el hueco roscado en el centro de la tapa interior.
4. El vástago de la válvula fue ajustado, y posteriormente fue colocado el regulador de presión, asegurándose de insertar el pasador de retención.
5. Se cerró el tornillo T sobre el regulador de presión hasta que se obtuviera la presión apropiada.
6. El vástago de la válvula fue abierto hasta la mitad para presurizar la celda.
7. Cuando la celda estuvo presurizada se cerró el vástago de la válvula.
8. Posteriormente se abrió el tornillo T sobre el regulador hasta que este giró fácilmente.
9. Se abrió la válvula de alivio de presión.
10. Luego de remover el pasador de retención del regulador de presión y remover el regulador de presión del vástago de la válvula, se sumergió la

celda de envejecimiento presurizada en agua, para inspeccionar si tenía pérdidas de presión.

11. Se encendió el horno de rodillos y se colocó a la temperatura deseada.
12. Cuando el horno alcanzó la temperatura deseada, se colocó dentro la celda de envejecimiento y así se puso a girar los rodillos. Como el envejecimiento es rotatorio se procedió a encender los rodillos.
13. Se dejó la muestra en el horno durante el tiempo deseado, para posteriormente remover la celda de envejecimiento y permitir que esta se enfriara.
14. Se procedió descargar la presión de la celda.
15. Lentamente se aflojaron los tornillos sobre la tapa de la celda y se removió la tapa exterior y la interior de la celda.
16. Se realizaron los ensayos específicos sobre la muestra.

3.5.8.- Alcalinidad y Cloruros del Fluido Base Aceite.^[13]

Objetivo: Determinar la alcalinidad, el exceso de cal y la salinidad al lodo base aceite.

Procedimiento Efectuado:

1. Se tomó una muestra de fluido de perforación.
2. Luego de medir 100 ml de solvente Arcosol PNP y vertirlo en un frasco Erlenmeyer de 500cc, se agregó 1 ml de la muestra de fluido usando una jeringa.
3. Se procedió a tapar el frasco con un tapón de goma negro y removerlo con un agitador magnético, para posteriormente agregar en el frasco 200 ml de agua destilada y 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína al 1%.
4. Se tapó el frasco y agitó con el magneto durante dos minutos.

5. Posteriormente se dejó que las fases se separaran y se observó si tuvo lugar un cambio de color. Toda vez que apareciera un color rosado, se procedería a pasar al siguiente paso, de lo contrario la alcalinidad sería registrada como cero.

6. La mezcla fue titulada con ácido sulfúrico 0,1 N hasta que el color rosado desapareció.

Nota : Fue necesaria parar la agitación después de cada adición de ácido sulfúrico para permitir que la separación de las fases ocurriera y poder observar con mayor claridad el cambio de color.

7. Se registró el volumen en ml de ácido sulfúrico empleado en la titulación.

8. Posterior al paso anterior se dosificó la mezcla con hidróxido de sodio 0,1 N usando una pipeta de 1 ml, hasta que por primera vez reapareciera y se mantuviera el color rosado.

Nota: es recomendable agitar la solución después de cada adición de hidróxido de sodio.

9. El volumen en ml del hidróxido de sodio usado fue registrado.

10. La alcalinidad y el exceso de cal se calcularon haciendo uso de las ecuaciones .

11. Se añadió 15 gotas de solución indicadora de cromato de potasio a la misma solución. Se tituló con una solución de nitrato de plata 0,282 N (10.000 ppm) agitando rápidamente hasta obtener el punto final rojizo.

12. Se registró el total de ml de la solución de nitrato de plata 0,282 N.

$$\text{Alcalinidad} = \text{ml Ácido Sulfúrico } 0,1 \text{ N} \quad (\text{Ec.-3.1})$$

$$\text{Exceso de Cal (lb/bbl)} = 1,3 * \text{Alcalinidad(ml)} \quad (\text{Ec.- 3.2})$$

$$\text{Sales Totales (lb/bbl)} = \text{ml Nitrato de Plata} * 5,48 \quad (\text{Ec.- 3.3})$$

$$\text{Salinidad (ppm)} = \frac{\text{Sales Totales} (10^6)}{F_w (350 \text{ ml}) + \text{Sales Totales}} \quad (\text{Ec.- 3.4})$$

Donde:

F_w = Fracción de agua en la retorta.

3.5.9.- Alcalinidad del Fluido Base Agua.^[14]

Objetivo: Determinar la alcalinidad (Pm) de un lodo base agua.

Procedimiento Efectuado:

1. Se recogió una muestra del fluido.
2. Se agregó 1 ml de la muestra al plato de titulación usando la jeringa.
3. Posteriormente se agregar 200 ml de agua destilada al plato de titulación y se agito, observando el color de la mezcla para el paso 5.
4. Se agregó 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína en el plato de titulación y revolver.

Nota:

- ✓ Si aparece el color rosado o rojo, ir al paso 5.
 - ✓ Si no hay cambio de color, el Pm es igual a cero, ir al paso 6.
5. Se agregó la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación una gota a la vez hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.
 6. Se registró la cantidad de solución de ácido sulfúrico usada (ml) como Pm.

3.5.10.- Alcalinidad del Filtrado al Fluido Base Agua (Pf y Mf).^[13]

Objetivo: Determinar las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad en un fluido de perforación base agua (Pf /Mf).

Procedimiento Efectuado:

1. Se recogió una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Se pasó 1 ml del filtrado al plato de titulación usando la pipeta de 1 ml.

3. Se agregó 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína en el plato de titulación.
Nota:
 - ✓ Si hay cambio de color, ir al paso 4.
 - ✓ Si no hay cambio de color, Pf es igual a cero. Ir al paso 6.
4. Se agregó lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación (usando la pipeta de 2 ó 5-ml) hasta que el color cambie de rosado o rojo al color del filtrado original.
5. Posteriormente se registró como Pf la cantidad (ml) de solución de ácido sulfúrico usada.
6. Luego se agregó 10 a 15 gotas de solución de indicador metil naranja en la mezcla de filtrado.
7. Se continuo dosificando con la solución de ácido sulfúrico hasta que el color cambie de naranja a rosado salmón.
8. Se registró la cantidad total de solución de ácido sulfúrico usada, incluyendo la cantidad del ensayo Pf, como el Mf.
9. Usando la tabla 3.3 se calculó la concentración de iones de hidroxilo (OH^-), carbonato (CO_3^{-2}), y bicarbonato (HCO_3^-).

Tabla 3.3.- Relaciones Utilizadas para Determinar la concentración de los Iones OH^- , CO_3^{-2} y HCO_3^- .

Concentración (mg/L)			
Criterio	OH^-	CO_3^{-2}	HCO_3^-
$Pf = 0$	0	0	1220 Mf
$2Pf < Mf$	0	1200 Pf	1220(Mf-2Pf)
$2Pf = Mf$	0	1200 Pf	0
$2Pf > Mf$	340(2Pf-Mf)	1200 (Mf-Pf)	0
$Pf = Mf$	340Mf	0	0

3.5.11.- Contenido de Yeso al Fluido Base Agua.^[14]

Objetivo: Determinar el contenido de Yeso en un fluido base agua.

Procedimiento Efectuado:

1. Se agregó 5 ml de lodo a 245 ml de agua destilada.
2. Luego se agitó por 30 min a temperatura ambiente .
3. Se filtró esta solución por el método de filtrado API para lodos base agua. Desechando el primer filtrado y recolectando el filtrado limpio.
4. Se empleó una taza de titulación y una pipeta de 10 ml, traspasando el filtrado limpio recolectado y luego se agregó 1 ml de strong Buffer y 4 a 6 gotas del indicador calmagite.
5. Se tituló con versenato estándar hasta obtener un color azul o azul verdoso, reportar la cantidad de ml de versenato gastada como Vt. El total de sulfato de calcio se calcula según la ecuación.

$$\text{Sulfato de Calcio Total (lb/bbl)} = 2,38 * Vt \quad (\text{Ec.3.5})$$

6. Empleando el método del filtrado API para lodos base agua se obtuvo 1 ml de filtrado, se le adicionó igualmente 1 ml de strong buffer y de 4 a 6 gotas del indicador Calmagite. Posteriormente se tituló con Versenato estándar hasta obtener un color rojo-violeta o azul. Se reportó la cantidad de versenato gastada en ml como Vf. Por lo tanto el exceso de Sulfato de Calcio (Yeso).

$$\text{Exceso de Sulfato de Calcio (lb/bbl)} = 2,38 * Vt - (0,48 * Vf * Fw) \quad (\text{Ec.-3.6})$$

Donde:

Fw = Fracción de agua en la retorta.

3.5.12.- Contenido de Cloruros al Fluido Base Agua.^[14]

Objetivo: Determinar la concentración del ión Cloruro al filtrado del fluido de base agua.

Procedimiento Efectuado:

1. Se recolectó una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Se transfirió 1 ml de filtrado al plato de titulación. Observando el color del filtrado para ser comparado en el paso 6.
3. Posteriormente se agregó entre 20 a 50 ml de agua destilada al filtrado en el plato de titulación.
4. Luego se añadió entre 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.
Nota:
 - ✓ Si el color cambia a rosado o rojo, Ir al Paso 5.
 - ✓ De no observarse cambio de color, Ir al Paso 6.
5. Se agregó lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación hasta que el color cambió de rosado o rojo al color original.
6. Luego se agregó de 5 a 10 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.
7. Posteriormente se llenó la pipeta con 10 ml de solución de nitrato de plata.
8. Se agregó la solución de nitrato de plata en el plato de titulación hasta que ver el cambio en el color de amarillo a naranja o naranja-rojo.
9. Se registró la cantidad en ml de solución de nitrato de plata usada.
10. Según la ecuación 3.7 se calculó el contenido en cloruros.

$$\text{Cloruros (mg/l)} = (1000 * \text{ml nitrato de plata}) / (\text{ml Filtrado}) \quad (\text{Ec.-3.7})$$

3.5.13.- Dureza del Calcio al Fluido Base Agua.^[14]

Objetivo: Determinar la concentración de iones del Calcio al fluido base agua.

Procedimiento Efectuado:

1. Se recogió una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Luego se agregó de 20 a 50 ml de agua destilada en el plato de titulación.
3. Se añadió 5 gotas de solución amortiguadora de calcio.
4. Se agregó entre 0,25 a 0,5 gramos de polvo indicador CalVer II .

Nota:

- ✓ Si aparece un color rojo o violeta, ir al paso 5.
- ✓ Si aparece un color azul, ir al paso 6.

5. Fue dosificado lentamente con el THTS (solución tituladora de dureza total) hasta que el color cambió de rojo o violeta a azul.
6. Se transfirió 1 ml de filtrado al plato de titulación usando una pipeta.

Nota:

- ✓ Si aparece un color rojo o violeta, ir al paso 7.
- ✓ Si se mantiene el color azul o gris, el ml del THTS es cero, ir al paso 9.

7. Fue dosificado lentamente con THTS hasta que el color cambió de rojo o violeta a azul, gris o verde.
8. Se registró el volumen de THTS requerido para dosificar el filtrado hasta el punto final.
9. Usando la ecuación 3.8 se calculó la concentración de calcio en mg/l.

$$\text{Dureza del Calcio (mg/L)} = (\text{ml THTS} \cdot 400) / (\text{ml filtrado}) \quad (\text{Ec.- 3.8})$$

3.5.14.- pH del Fluido Base Agua.^[14]

Objetivo: Determinar el pH de un fluido de perforación base agua, usando el método del medidor.

Procedimiento Efectuado:

1. Se recogió una muestra de fluido.
2. Se dejó que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente.
3. Fue sumergido un termómetro limpio en la solución amortiguadora pH 7 y se midió la temperatura.
4. Luego se ajustó el control del medidor de pH a la temperatura de la solución amortiguadora.
5. Se limpió la punta de prueba con agua destilada y luego fue secada con un paño suave que no tenga pelusa.
6. Se sumergió la punta de prueba en la solución amortiguadora pH 7.
7. Se dejó que la lectura se estabilizara.
8. Luego se fijó el medidor de pH marco 7,00 usando la perilla standardize.
9. Se enjuagó con agua destilada y fue secada la punta de prueba.
10. Se repitió los pasos 6 y 7 sustituyendo la solución amortiguadora de pH 7 por solución amortiguadora pH 10.
11. Se ajustó a 10.00 la lectura del medidor usando la perilla de ajuste slope.
12. Se controló el medidor con la solución amortiguadora de pH 7.
13. Se enjuagó la punta de prueba con agua destilada, para luego secarla.
14. Posteriormente se controló nuevamente la calibración mediante la repetición de los Pasos 6 al 10.
Nota: Si no se puede calibrar el medidor, reemplazar los electrodos y empezar de nuevo el procedimiento usando soluciones amortiguadoras frescas.
15. Se enjuagó con agua destilada y luego fue secada la punta de la prueba.
16. Se sumergir la punta de prueba en la muestra de fluido, manteniendo agitado la punta.

17. Se dejó de revolver (después de 10-20 segundos), esperando que la lectura se estabilizara.
18. Se registro el pH con aproximación de 0,1 de la unidad.

3.5.16.- Ensayo de Distribución del Tamaño de las Partículas.^[12]

Objetivos: Determinar la distribución del tamaño de las partículas de un sistema coloidal, emulsión o material; utilizando principios de absorción de luz y teorías ópticas, aplicado a los fundamentos de los fluidos de perforación y sus componentes.

Procedimiento Efectuado: A manera de resumen, el trabajo se dividió en dos parte, el que se efectúa con el equipo y el que se efectúa con el “software”.

1. Primero se seleccionó la correlación a utilizarse en el análisis e introducir datos o comentarios sobre la prueba a realizar.
2. Luego el equipo fue alineado, operación que el instrumento lo realiza automáticamente. Una vez alineado el equipo el programa muestra un indicador de la concentración de analito a utilizar. En este momento se procede a trabajar con el instrumento.
3. Se escogió el solvente a utilizar. Para el caso del análisis de fluidos de perforación se utiliza el solvente según la base de dicho fluido (para fluidos base aceite el solvente a utilizar es el aceite mineral).
4. Se agregó el solvente en un Beaker de 600 ml se procedió con la agregación de la muestra que fue analizada hasta que el indicador de concentración alcance rangos entre 10-30%.
5. Con la muestra ya agregada en el solvente, la operación de medición la realiza el equipo accionando teclas del programa del instrumento.
6. Una vez que el equipo realiza la medición, operación que se lleva aproximadamente 10 segundos, los resultados se muestran en las gráficas correspondientes.
7. Interpretación de resultados: La tabla de datos descrita como *HISTOGRAM TABLE*, describe el comportamiento de las clases o

diámetros y su frecuencia acumulada, la gráfica representa estos valores, de forma absoluta (las barras) y la acumulada (línea).

Span: Es una medición de la amplitud o ancho de la distribución. Este es calculado por la siguiente ecuación:

$$Span = \frac{D_{90} - D_{10}}{D_{50}} \quad (\text{Ec.- 3.9})$$

D [4,3]: Es un diámetro promedio en función del volumen de una esfera. Esto significa que es el diámetro de una esfera que tiene igual volumen que la partícula que estamos estudiando.

$$D[4,3] = \frac{\sum d^4}{\sum d^3} \quad (\text{Ec.- 3.10})$$

D [3,2]: Es un diámetro promedio en función del área de una esfera. Este diámetro también conocido como Diámetro Medio Sauter (SMD) considera el diámetro de una esfera que tiene un área igual al de la partícula que estamos analizando.

$$D[3,2] = \frac{\sum d^3}{\sum d^2} \quad (\text{Ec.- 3.11})$$

D [v,0.9], D [v,0.1]: Estos valores representan el 90% y el 10% de los cortes o percentiles de la distribución. Representan que el 90% y 10% de la muestra están por debajo de ese valor.

D [v,0.5]: Este valor corresponde al diámetro en volumen medio de la distribución. Este valor no debe ser confundido con el diámetro promedio. El representa que el 50% de la muestra está por debajo de este valor, dividiendo a la muestra en dos secciones. Esto estadísticamente hablando es la mediana, la cual para casos de distribuciones normales sería igual al promedio y a la moda.

Obscuration: Indica la cantidad de muestra que tenemos en el recipiente respectivo para realizar la medición.

Residual: Este valor representa la diferencia entre la energía luminosa observada de la data y el valor calculado de la energía luminosa para esa data, es decir el valor real entre el valor teórico.

3.5.17.- Filtrado Dinámico (FANN 90).^[5]

Objetivos: Determinar el revoque, pérdida de fluido, y deposición en cualquier tipo de formaciones bajo condiciones dinámicas, así como también, la evaluación de problemas de pega diferencial y determinación del tipo de concentración del agente puenteante.

Procedimiento Efectuado:

1. Se encendió el equipo con el switch ubicado en el lado derecho.
2. Luego se desenroscó el Porta – Núcleo con la Tapa – llave en forma de T y cojinete del eje con rolinera en la ranura del mismo.
3. Se colocó la empaadura engrasada en el Porta Núcleo y se Introdujo en el Filtro-Núcleo dentro del Porta Núcleo.
4. Se colocó la empaadura engrasada encima del Filtro-Núcleo y el anillo de seguridad conteniendo O' Ring.
5. Se colocó el anillo retenedor, ajustando el Porta Núcleo con la tapa llave en forma de T y luego se enroscó el cuerpo de la celda en el Porta -Núcleo.
6. Posteriormente se vertió el fluido hasta la marca del medidor.
7. Se colocó la celda en el sistema de rotación y se cerró la puerta del equipo.
8. Se seleccionó Test en el menú principal y luego se pulso Enter.
9. Se seleccionó Test Sequence y luego se pulso Enter.
10. Se seleccionó Standard y luego se presione Enter.
11. Se Introdujo valores de temperaturas y se pulso Enter.
12. Se verificó en cada Step el valor de la temperatura.
13. Se cambió el número del Step del 5 al 6 y se pulso Stop.
14. Luego se seleccionó Run Test y se pulso Enter.
15. Se pulsó Start para iniciar la prueba.

16. Luego se esperó a que se cumplieran las 5 etapas y finalizara la prueba.
17. En el computador se accedió al File Manager.
18. Fue seleccionado el Programa Procomm y el archivo Procomm. Exe.
19. Luego se accedió al pantalla del programa Procomm.
20. Se presionó la tecla Page Down y luego la tecla 7 para acceder el ASCII.
21. Se Introdujó el nombre de la prueba en el File Name con la extensión. Prn y se presiono Enter.
22. En la pantalla del Fann 90 se seleccionó Exit y luego fue pulsado Enter.
23. Se seleccionó Access Data y luego fue pulsado Enter.
24. Se seleccionó la opción Down Load y fue pulsado Enter.
25. Se pulsó Start para transferir información del Fann 90 al computador.
26. Se transfirió toda la información y luego se pulso Escape en el computador.
27. Se presionó al mismo tiempo las teclas Alt y X.
28. Posteriormente se cerro el del programa seleccionando Les y luego se pulso Enter.
29. En Procomm se selecciono el archivo correspondiente a la prueba.
30. Se copió en Lotus 123R34.
31. Se copió en Fann 90 A.
32. Luego se entró en el programa Lotus 123R34 Lotus. Exe y se pulso doble clic.
33. Se pulsó la tecla / para ver menú principal del Lotus.
34. Fue seleccionado File -,Retrieve F3.
35. Fue seleccionado Fann 90 A y luego se pulso Enter.
36. Fue seleccionado Fann 90 – WK3 para poder ver la hoja de trabajo y luego se pulsó Enter.
37. Se presionó al mismo tiempo las teclas ALT – I para importar archivos PRN.
38. Se pulsó F3 para poder seleccionar el archivo guardado. Luego se presiono Enter.
39. Se introdujó el valor de la temperatura (300 °F) y luego pulsar Enter.
40. Se introdujó el tiempo de duración de la prueba (60) y pulse Enter.
41. Se introdujó 4 en Step Filtration y pulsar Enter.
42. Se introdujó 20 en Input Regresión Start time y se pulso Enter.

43. Se presionó en secuencia las teclas Alt – C - ● - end - ↓ - Enter.
44. Se documentó la pruebas con la información correspondiente.
45. Se Presionó la tecla / para visualizar Menú del Lotus.
46. Se salvó el archivo.
47. Se copió los resultados a Excel para poder graficar.

4.- ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

Los análisis y discusiones de resultados efectuados en el presente capítulo están basados en el desarrollo de las pruebas especiales y convencionales realizadas al principal fluido de perforación utilizado en los pozos P1-01 y P2-02, complementando este estudio con información de campo relacionada al fluido; manteniendo el orden de las fases planteadas en la metodología, dando de esta forma cumplimiento a los objetivos específicos establecidos inicial.

4.1.- Fase I.- Análisis y Evaluación de las Pruebas Efectuadas al Principal Fluido de Perforación Utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02.

4.1.1.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas al Sistema Gypsum Empleado en el Pozo P1-01.

Se analizaron 2 muestras de fluido Gypsum (Base Agua Tratado con Yeso) a la profundidad de 2526 y 5600 pies, las cual fueron utilizadas en la perforación de la fase 12 ¼" del pozo P1-01. Las pruebas convencionales fueron realizadas antes y después de someter el fluido al envejecimiento rotativo.

Los resultados de las pruebas recopilados en la tabla 4.1 para la muestra de 2526 pies indican una disminución de la viscosidad plástica y de la capacidad de cedencia del lodo luego del rolado. Además, se observó una tendencia a flocularse, debido a la notable diferencia entre los geles determinados a 10 s y 10 min, tanto antes como después del envejecimiento rotativo.

Los niveles de concentración de Calcio, Cloruro y el exceso de Yeso en el sistema no presentaron variaciones considerables luego del rolado, proporcionando al fluido Gypsum propiedades inhibitoras durante la perforación de lutitas sensibles al agua presentes en el campo YucaPlacer.

El pH determinado estuvo entre 11,7-10,7; sugiriendo una disminución en la concentración de Soda Cáustica en el sistema, ocasionando igualmente una

reducción en los valores de alcalinidad obtenidos en las pruebas químicas, especialmente la alcalinidad del lodo (Pm) que pasó de 6 ml a 3,3 ml. Los iones que predominan en la fase acuosa del sistema son los Carbonatos (CO_2^-) y Hidroxilo (OH^-).

Luego del envejecimiento rotativo el filtrado estático se incrementó de 5,4 cc a 12 cc, a pesar de este aumento el filtrado registrado luego del rolado está dentro de lo esperado para este tipo de sistema base agua.

Tabla 4.1.- Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a la Muestra de Fluido Gypsum a la Profundidad de 2526 pies del pozo P1-01.

Propiedades	Antes de Envejecimiento Rotativo	Después de Envejecimiento Rotativo
<i>Densidad [lb/gal]</i>	14,1	14,1
<i>Lectura 600 [pm.]</i>	74	50
<i>Lectura 300 [rpm]</i>	45	40
<i>Lectura 200 [rpm]</i>	35	33
<i>Lectura 100 [rpm]</i>	23	29
<i>Lectura 6 [rpm]</i>	5	25
<i>Lectura 3 [rpm]</i>	4	23
<i>Gel 10 s [lb/100pies²]</i>	5	37
<i>Gel 10 min [lb/100pies²]</i>	40	75
<i>VP [cP]</i>	29	10
<i>PC [lb/100pies²]</i>	16	30
<i>pH</i>	11,3	10,7
<i>Pm [ml]</i>	6	3,3
<i>Pf [ml]</i>	0,6	0,5
<i>Mf [ml]</i>	1,1	0,9
<i>Exceso de Yeso [lb/bbl]</i>	2,8	2,8
<i>Calcio [mg/L]</i>	1200	1100
<i>Cloruros [mg/L]</i>	600	450
<i>Filtrado API [cc]</i>	5,4	12
<i>% Agua</i>	78	78
<i>% Sólidos</i>	22	22

En la tabla 4.2 se puede apreciar que el fluido Gypsum mostró una condición altamente gelificado luego del rolado, produciendo la asociación de las partículas sin gran cohesión, con elevada viscosidad, impidiendo medir las propiedades reológicas posterior al envejecimiento rotativo. Sugiriendo una posible degradación térmica del sistema al ser sometido a temperaturas cercanas a 300 °F y 150 lb/pulg² durante 24 horas.

Tabla 4.2.- Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a la Muestra de Fluido Gypsum a la Profundidad de 5600 pies del pozo P1-01.

Propiedades	Antes de Envejecimiento Rotativo	Después de Envejecimiento Rotativo
<i>Densidad [lb/gal]</i>	13,2	13,2
<i>Lectura 600 [rpm]</i>	47	Muy Gelificado
<i>Lectura 300 [rpm]</i>	29	
<i>Lectura 200 [rpm]</i>	23	
<i>Lectura 100 [rpm]</i>	15	
<i>Lectura 6 [rpm]</i>	4	
<i>Lectura 3 [rpm]</i>	3	
<i>Gel 10 s [lb/100pies²]</i>	6	
<i>Gel 10 min [lb/100pies²]</i>	25	
<i>VP [cP]</i>	18	
<i>PC [lb/100pies²]</i>	11	
<i>pH</i>	11	
<i>Pm [ml]</i>	1,8	1
<i>Pf ml]</i>	0,35	0,2
<i>Mf [ml]</i>	0,45	0,3
<i>Exceso de Yeso [lb/bbl]</i>	2,5	2
<i>Calcio [mg/L]</i>	1000	800
<i>Cloruros [mg/L]</i>	860	450
<i>Filtrado API [cc]</i>	7,4	13,4
<i>% Agua</i>	79	79
<i>% Sólidos</i>	21	21

Tanto la alcalinidad determinada al lodo (Pm) como al filtrado (Pf y Mf) disminuyeron luego del rolado, indicando la reducción del potencial ion hidrógeno en el sistema. Además, los iones predominantes en la solución acuosa fueron los Carbonatos (CO_3^{2-}) y Hidroxilo (OH^-).

La capacidad inhibidoras del fluido fueron afectadas luego el rolado, al bajar la concentración de Calcio, Cloruro y el excedente de Yeso.

El valor del filtrado se duplicó posterior al envejecimiento, lo cual pudo ser causado por la disminución de la eficiencia del controlador de filtrado y del adelgazante empleado en el sistema, para alcanzar un óptimo control del filtrado.

El porcentaje de agua y sólidos en el filtrado no sufrió variaciones durante las pruebas, lo cual es lógico de esperar, ya que el fluido no fue modificado durante las pruebas.

4.1.2.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas al Sistema Invertido Empleado en el Pozo P1-01.

Con la finalidad de evaluar las propiedades físicas y químicas a 6 muestras de fluido Invertido, se realizaron un conjunto de pruebas convencionales antes y después de someter el lodo a envejecimiento rotativo bajo condiciones de 300 °F y 150 lb/pulg² durante 24 horas. Dichas muestras fueron empleadas en la perforación de las fases 12 ¼" y 8½" del pozo P1-01. Los resultados de las pruebas efectuadas se muestran en las tablas 4.3 y 4.4.

Tabla 4.3.- Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Determinadas a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes del Envejecimiento Rotativo.

Propiedades	Profundidad de la Muestra (pies)					
	2526	7482	7795	8342	8674	9181
<i>Densidad [lb/gal]</i>	13,9	11,7	12,6	12,6	12,6	12,5
<i>Lectura 600 [rpm]</i>	100	77	80	72	72	94
<i>Lectura 300 [rpm]</i>	67	53	53	48	48	64
<i>Lectura 200 [rpm]</i>	51	44	43	39	39	51
<i>Lectura 100 [rpm]</i>	37	36	32	29	29	38
<i>Lectura 6 [rpm]</i>	29	17	16	14	14	20
<i>Lectura 3 [rpm]</i>	18	16	14	13	13	18
<i>Gel 10 s [lb/100pies²]</i>	20	17	15	15	15	20
<i>Gel 10 min [lb/100pies²]</i>	36	23	17	20	20	29
<i>VP [cP]</i>	33	24	27	24	24	32
<i>PC [lb/100pies²]</i>	34	29	26	24	24	32
<i>Alcalinidad [ml]</i>	4,2	3,8	4,8	3,4	3,4	1,6
<i>Exceso de Cal [lb/bbl]</i>	5,4	4,9	6,2	4,5	4,5	2,08
<i>Salinidad [ppm]</i>	300.000	168.000	210.000	280.000	280.000	278.000
<i>Estab. Eléct. [volt]</i>	658	634	624	952	952	1030
<i>% Agua</i>	18	29	29	19	19	18
<i>% Sólidos</i>	28	16	20	22	22	24
<i>% Aceite</i>	54	55	51	58	58	58
<i>Relación (O/W)</i>	66 / 34	66 / 34	64 / 36	76 / 24	76 / 24	76 / 24
<i>Filtrado APAT [cc]</i>	2,8	4	4	2,8	2,8	1

Tabla 4.4.- Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P1-01 Después del Envejecimiento Rotativo.

Propiedades	Profundidad de la Muestra (pies)					
	2526	7482	7795	8342	8674	9181
Densidad [lb/gal]	13,9	11,7	12,6	12,6	12,7	12,5
Lectura 600 [rpm]	92	63	85	72	90	89
Lectura 300 [rpm]	58	37	57	48	56	55
Lectura 200 [rpm]	45	29	45	39	43	43
Lectura 100 [rpm]	32	19	32	29	29	30
Lectura 6 [rpm]	15	7	14	14	15	14
Lectura 3 [rpm]	14	6	13	13	13	13
Gel 10 s [lb/100pies²]	17	8	14	15	15	17
Gel 10 min [lb/100pies²]	28	11	16	20	15	28
VP [cP]	34	26	29	24	34	34
PC [lb/100pies²]	24	11	28	24	22	21
Alcalinidad [ml]	4,2	1,6	4	3,4	2,6	1,6
Exceso de Cal [lb/bbl]	5,4	2,08	5,2	4,5	3,3	2,08
Salinidad [ppm]	300.000	168.000	210.000	280.000	260.000	278.000
Estab. Eléct. [volt]	710	556	577	952	756	926
% Agua	18	29	29	19	22	18
% Sólidos	28	16	20	22	20	24
% Aceite	54	55	51	58	58	58
Relación (O/W)	66 / 34	66 / 34	64 / 36	76 / 24	73 / 27	76/24
Filtrado APAT [cc]	4	4	3,6	2,8	3,2	2

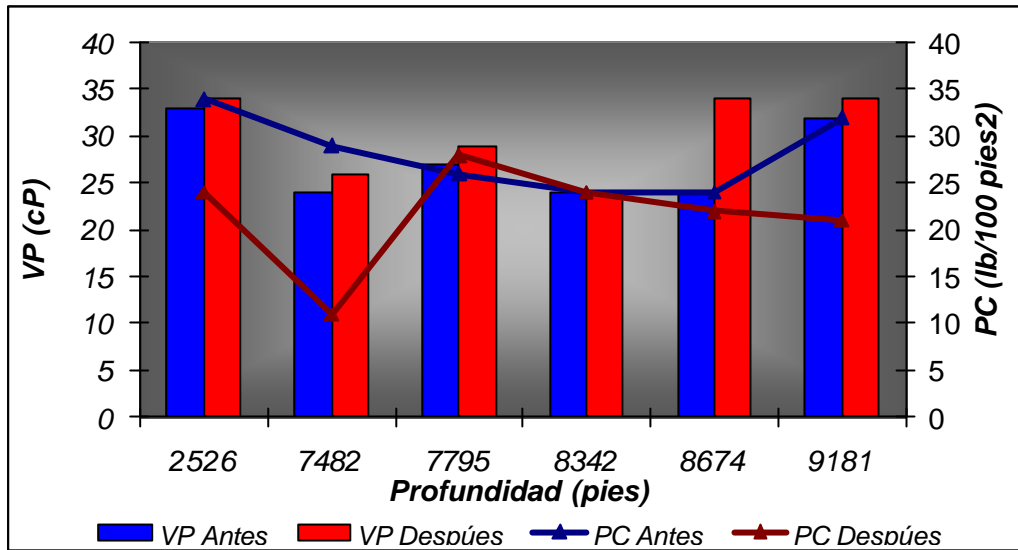


Figura 4.1.- VP y PC Determinadas a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

En el gráfico 4.1 se nota un leve incremento de la viscosidad plástica en la mayoría de las muestra luego del rolado. Dicha variación pudo ser motivada al efecto de someter el fluido a 300 °F y 150 lb/pulg² durante 24 horas. La efectividad tanto del viscosificante primario **GELTONE II** como del emulsificante primario **INVERMUL NT**, permitió obtener valores de fluencia y esfuerzo de gel adecuados, manteniendo la reología en un rango óptimo. Además, es importante considerar la presencia de sólidos arcillosos de la formación, los cuales al reaccionar con los aditivos del lodo pudieran afectar la propiedades reológicas del lodo.

La capacidad de cedencia del fluido se redujo luego del envejecimiento rotativo, sólo la muestra a 8342 pies mantuvo su valor. Sin embargo, el sistema Invertido conservó la fuerza de atracción requeridas entre las partículas en condiciones dinámicas, evitando problemas de alta viscosidad y bajas tasas de penetración.

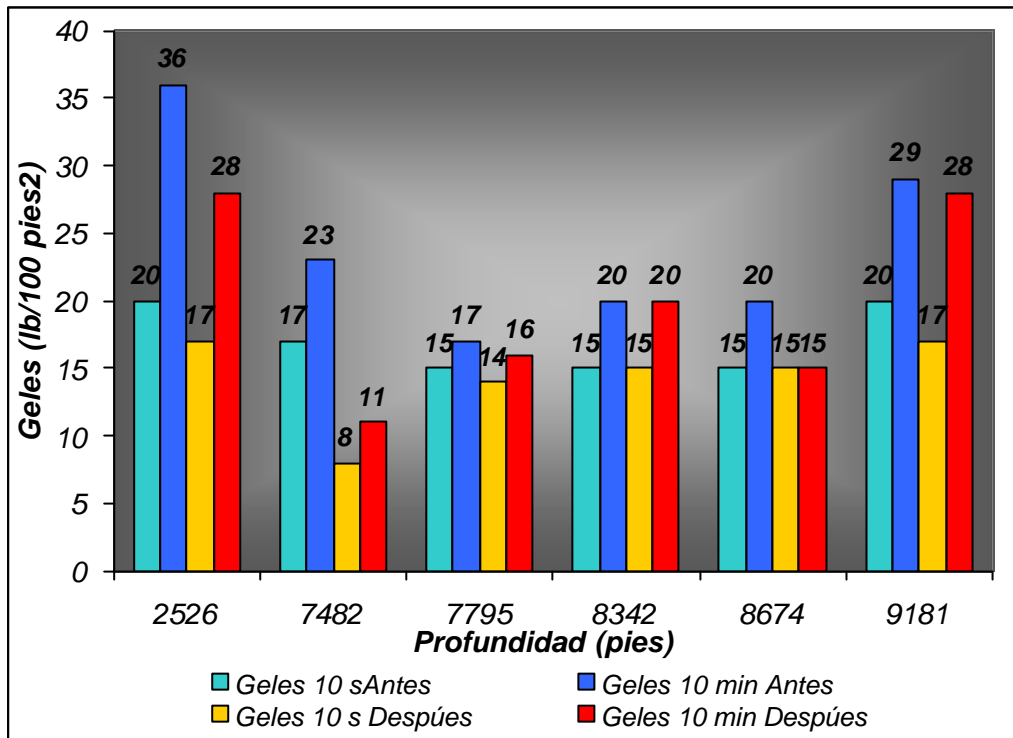


Figura 4.2.- Geles 10 s y 10 min Determinadas a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

Como se observa en el figura 4.2 el fluido Invertido presentó la capacidad para desarrollar propiedades tixotrópicas antes y después del envejecimiento. Además, la diferencia entre los geles a 10 s y 10 min no fue tan pronunciada, indicando la propiedad de formar geles planos que faciliten la suspensión de rípios y del material densificante, reduciendo la posible decantación de sólidos en el fluido a condiciones estáticas.

La alcalinidad del fluido se conservó tanto antes como después de rolado, a pesar de la reducción de iones (OH⁻) en el sistema, lo cual está directamente relacionado con el excedente de Cal. Por lo tanto, debe mantenerse la concentración de Ca(OH)₂ durante la perforación en un valor superior 4 lb/bbl, conservando de esta forma la capacidad del lodo para secuestrar H₂S y CO₂.

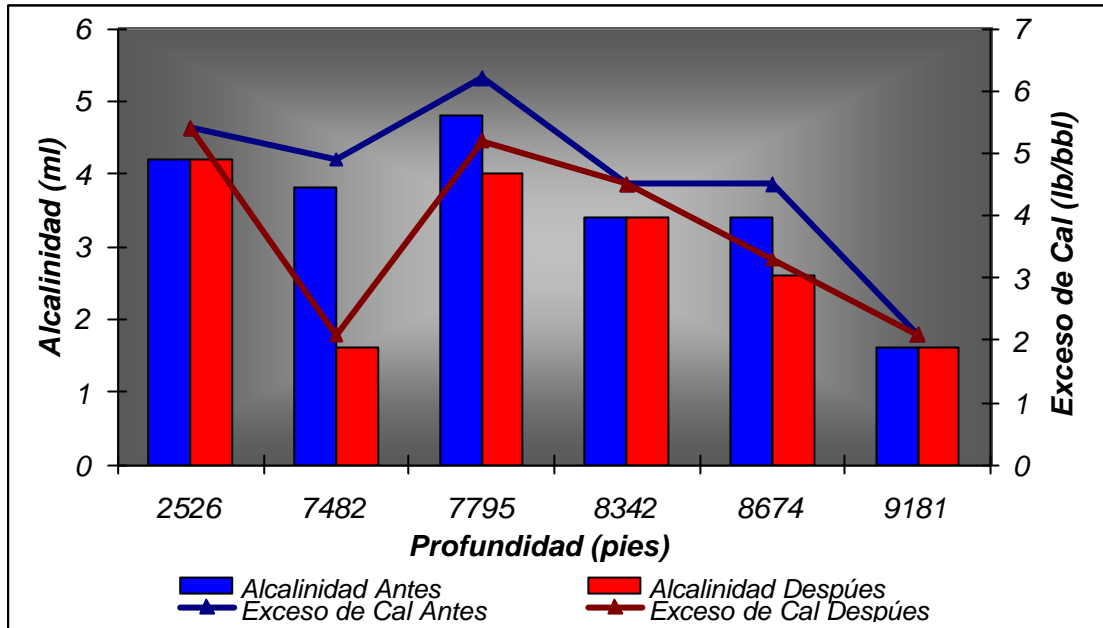


Figura 4.3.- Alcalinidad y Exceso de Cal Determinadas a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

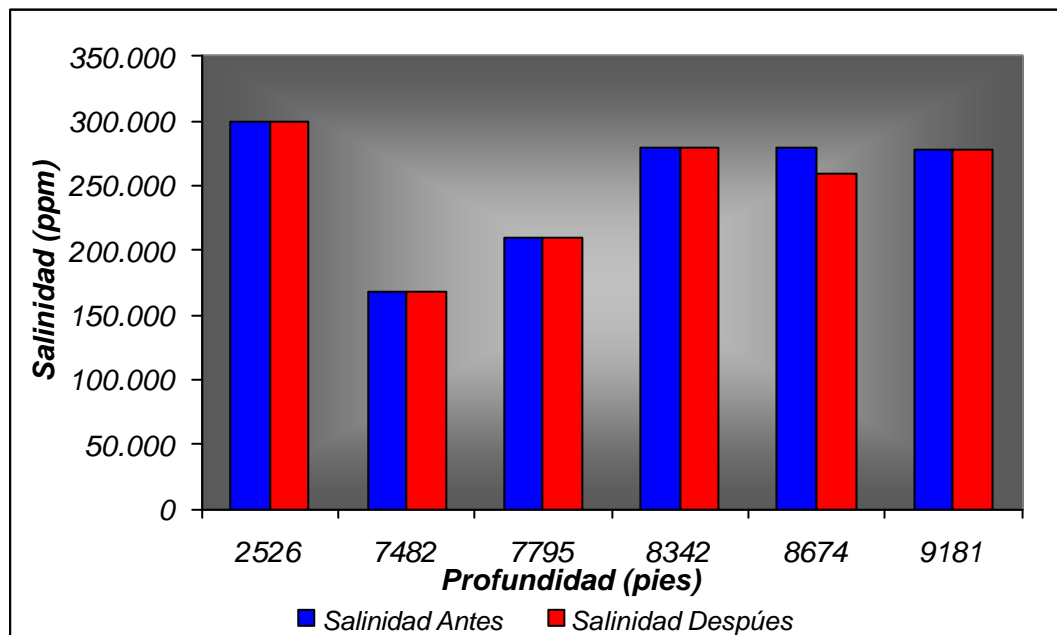


Figura 4.4.- Salinidad Determinada a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

Las 6 muestras analizadas de fluido Invertido conservaron la concentración de sales de Cloruro de Calcio en la fase acuosa del fluido, proporcionando las fuerzas osmóticas indispensables para deshidratar las formaciones de lutitas

problemáticas. Además, los resultados reflejados en el figura 4.4 indican valores muy similares de salinidad antes y después del envejecimiento en la mayoría de las muestras de fluido.

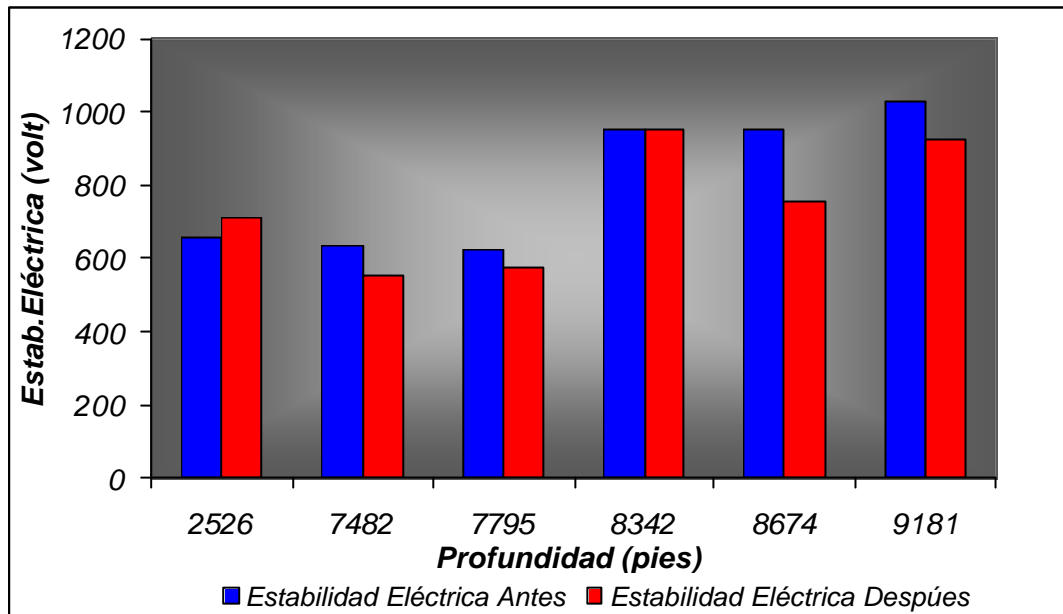


Figura 4.5.- Estabilidad Eléctrica Determinada a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

La figura 4.5 indica que la capacidad del fluido a conducir corriente no sufrió cambios significativos antes y después del rolado, motivado al alto desempeño de los emulsificantes **INVERMUL NT** y **EZ-MUL NT** a 300 °F y 150 lb/pulg² durante 24 horas; manteniendo de esta forma el grado de emulsificación del sistema, conservando la humectabilidad del agua y sólidos en la fase continua del sistema.

De acuerdo a la figura 4.6 se observó un adecuado control del filtrado estático APAT luego de someter el fluido a condiciones de envejecimiento dinámico, comprobando de esta forma la capacidad **DURATONE HT** (Leonardita Organofílica) en concentraciones cercanas a 6 lb/bbl, para regular las velocidades de filtrado ante temperaturas cercanas a 300 °F; ratificando la aplicabilidad del fluido Invertido en el campo Yuca-Placer, el cual se caracteriza por un alto gradiente geotérmico (3,5 °F/100 pies).

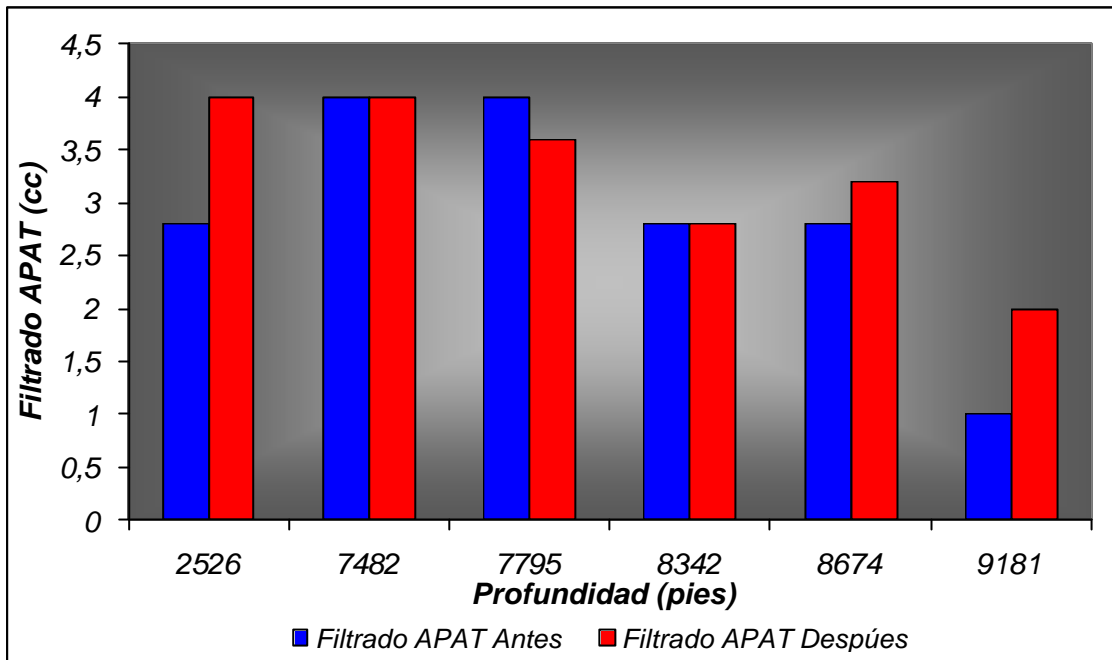


Figura 4.6.- Filtrado APAT Determinado a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

4.1.3.- Determinación de la Distribución del Tamaño de Partículas al Fluido Invertido Empleado en el Pozo P1-01.

Como se puede apreciar en la tabla 4.5 los valores de $D [V, 0.1]$ fueron menor a $2 \mu m$, implicando que el 10% que las partículas finas están por debajo de este diámetro, representando una mínima presencia de coloides en el sistema que pudieran afectar las reologías y el filtrado.

Tabla 4.5.- Resultados de las Pruebas de Distribución del Tamaño de Partículas Efectuado al Fluido Invertido del Pozo P1-01.

Fluido	Profundidad (pies)	Diámetro de Partículas (μm)		
		D [V, 0.1]	D[V, 0.5]	D[V, 0.9]
Invertido	2532	0,3	7,79	40,43
Invertido	5600	0,26	8,01	39,42
Invertido	8342	0,21	8,65	50,78
Invertido	8674	0,25	7,41	38,05

El diámetro en volumen medio de la distribución determinado al fluido Invertido estuvo en un rango entre 7,41-8,65 μm , valores muy cercanos al diámetro de poros promedio de la zona (10 μm), minimizando la posible invasión de sólidos al interior de la formación (Yacimiento L-7), disminuyendo el daño a la formación productora.

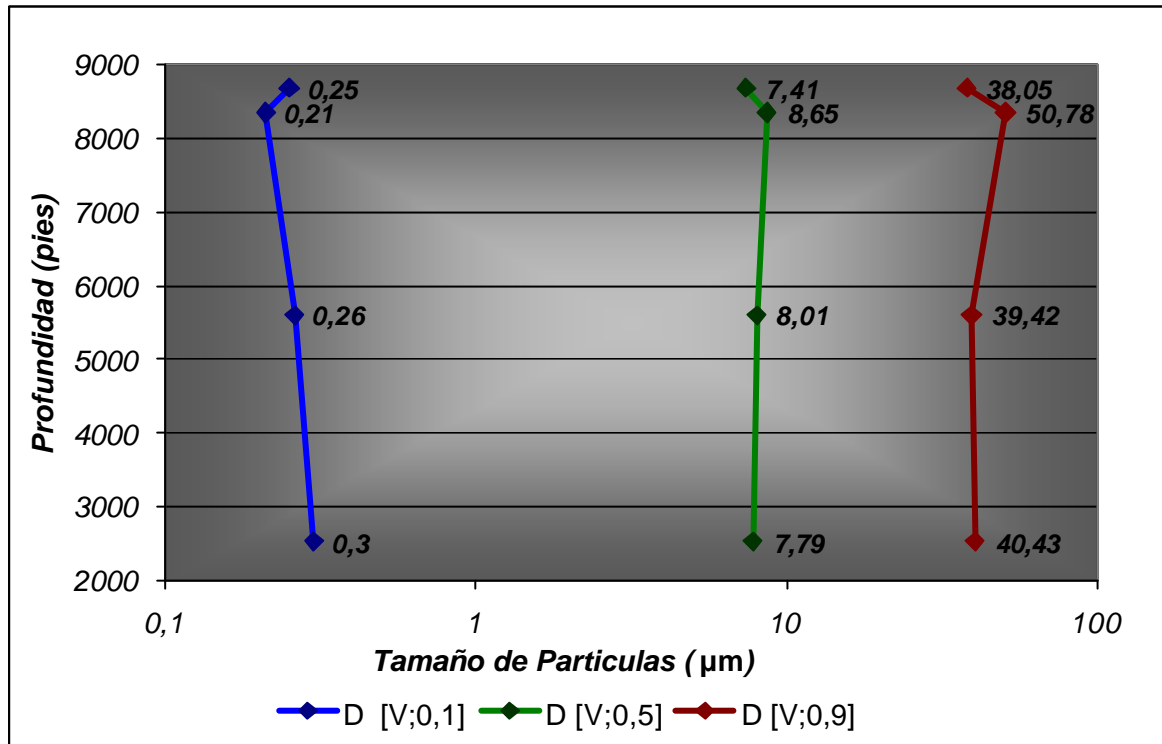


Figura 4.7.- Distribución del Tamaño de Partículas para las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P1-01.

En la figura 4.7 es notable la paridad en los diámetros D[V, 0.5] obtenidos en los análisis de distribución del tamaño de partículas, indicando además, un mínimo efecto de la degradación mecánica sobre los sólidos de tamaño mediano y grande. El D[V, 0.9] determinado a la profundidad de 8674 pies fue 50,78 μm , representando el valor más alto en los sólidos detectados en las pruebas, además, se obtuvo un rango de 38,05-50,78 μm para el D[V, 0.9], dichos valores se corresponden con las especificaciones de la Barita (material densificante) utilizada en la formulación de los lodo Invertido, la cual dispone de una granulometría entre 30-80 μm , con un gravedad específica de 4,2. Las tablas de resultados de las pruebas se pueden observar en el **APÉNDICE A**.

4.1.4.- Determinación de las Propiedades Físicas y Químicas al Sistema Invertido Empleado en los Pozo P2-02.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en las pruebas físicas y químicas realizado a 6 muestras de fluido Invertido empleado en el pozo P2-02, antes y después de someter el fluido a envejecimiento rotativo durante 24 horas a 300 °F y 150 lb/pulg². Las muestras de fluido consideradas en este estudio fueron utilizadas en la perforación de las fase 12 ¼" y 8 ½", específicamente a 5811, 7394, 7843, 8335, 8978 y 9015 pies de profundidad.

Tabla 4.6.- Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a las Muestras del fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes del Envejecimiento Rotativo.

Propiedades	Profundidad de la Muestra (Pies)					
	5811	7394	7843	8335	8978	9015
Densidad [lb/gal]	13,9	12,5	12,6	12,7	12,9	12,7
Lectura 600 [rpm]	118	68	69	103	92	95
Lectura 300 [rpm]	74	43	44	65	58	59
Lectura 200 [rpm]	68	26	34	50	46	45
Lectura 100 [rpm]	41	17	24	35	32	31
Lectura 6 [rpm]	20	10	11	18	17	16
Lectura 3 [rpm]	19	9	6	16	15	14
Gel 10s [lb/100pies²]	29	11	12	21	17	20
Gel 10 min [lb/100pies²]	35	17	26	36	25	36
VP [cP]	44	25	25	38	34	36
PC [lb/100pies²]	30	18	19	27	24	23
Alcalinidad [ml]	3,2	3,4	3,8	3,5	4,5	2,5
Exceso de Cal [lb/bbl]	4,16	4,42	4,94	4,55	5,83	3,25
Salinidad [ppm]	276.793	240.165	253.000	254.600	287.044	280.025
Estab. Eléct. [volt]	953	759	836	800	1000	1070
% Agua	18	18	18	20	16	16
% Sólidos	28	21	22	24	26	26
% Aceite	54	61	60	56	58	58
Relación (O/W)	75/25	77/23	77/23	74/26	78/22	78/22
Filtrado APAT [cc]	4	4	3,8	3,8	4,6	4,4

Tabla 4.7.- Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Efectuadas a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P2-02 Después del Envejecimiento Rotativo.

Propiedades	Profundidad de la Muestra (Pies)					
	5811	7394	7843	8335	8978	9015
<i>Densidad [lb/gal]</i>	13,9	12,5	12,6	12,7	12,9	12,7
<i>Lectura 600 [rpm]</i>	127	72	79	100	92	92
<i>Lectura 300 [rpm]</i>	80	44	51	63	60	60
<i>Lectura 200 [rpm]</i>	70	28	35	48	48	48
<i>Lectura 100 [rpm]</i>	48	19	26	34	35	35
<i>Lectura 6 [rpm]</i>	22	11	12	15	19	19
<i>Lectura 3 [rpm]</i>	20	9	8	14	18	18
<i>Gel 10 s [lb/100pies²]</i>	26	14	12	20	32	32
<i>Gel 10 min [lb/100pies²]</i>	38	21	25	34	44	44
<i>VP [cP]</i>	47	27	28	37	32	32
<i>PC [lb/100pies²]</i>	33	17	23	26	28	28
<i>Alcalinidad [ml]</i>	2,5	2,2	3,5	3,5	4,5	2,4
<i>Exceso de Cal [lb/bbl]</i>	3,25	2,86	4,55	4,55	5,83	3,12
<i>Salinidad [ppm]</i>	260.000	232.222	240.000	232.984	287.044	280.025
<i>Estab. Elect. [volt]</i>	802	701	802	759	1000	1040
<i>% Agua</i>	18	18	18	20	16	16
<i>% Sólidos</i>	28	21	22	24	26	26
<i>% Aceite</i>	54	61	60	56	58	58
<i>Relación (O/W)</i>	75/25	77/23	77/23	74/26	78/22	78/22
<i>Filtrado APAT[cc]</i>	4	4	4	3,8	4,6	4,4

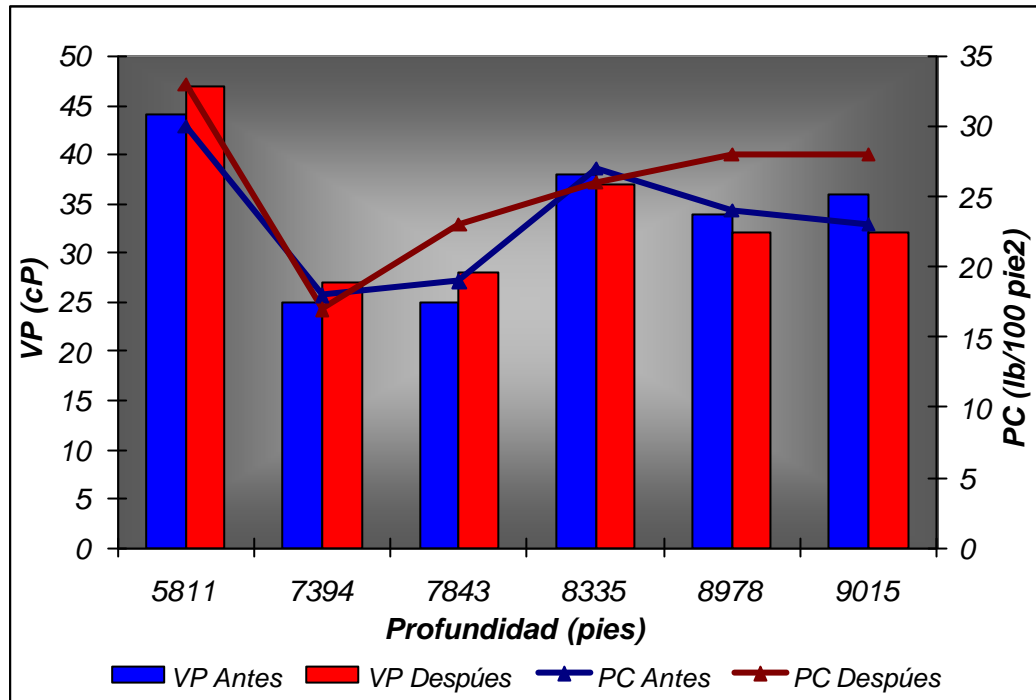


Figura 4.8.- VP y PC Determinadas a las Muestra de Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

Las muestras de fluido Invertido no reflejaron cambios considerable en las propiedades reológicas, tanto antes como después del envejecimiento rotativo. Como se nota en la figura 4.8 la resistencia interna que ofreció el lodo a deformarse prácticamente no sufrió alteraciones considerables, produciendo valores similares de cedencia y viscosidad plástica durante las pruebas efectuadas. Lo cual sugiere un desempeño óptimo del **GELTONE II** (Arcilla Organofílica) y del **INVERMUL NT** (Tall oil oxidado con un ácido graso poliáminado), sumado a la sinergia de estos componentes con los otros aditivos del sistema, contribuyó notablemente a controlar la interacción de las cargas eléctricas sobre las partículas dispersas en la fase continua del lodo. Este comportamiento reológico estable ante condiciones de alta temperatura favoreció el desempeño del sistema Invertido, en las perforaciones de los pozos P1-01 y P2-02.

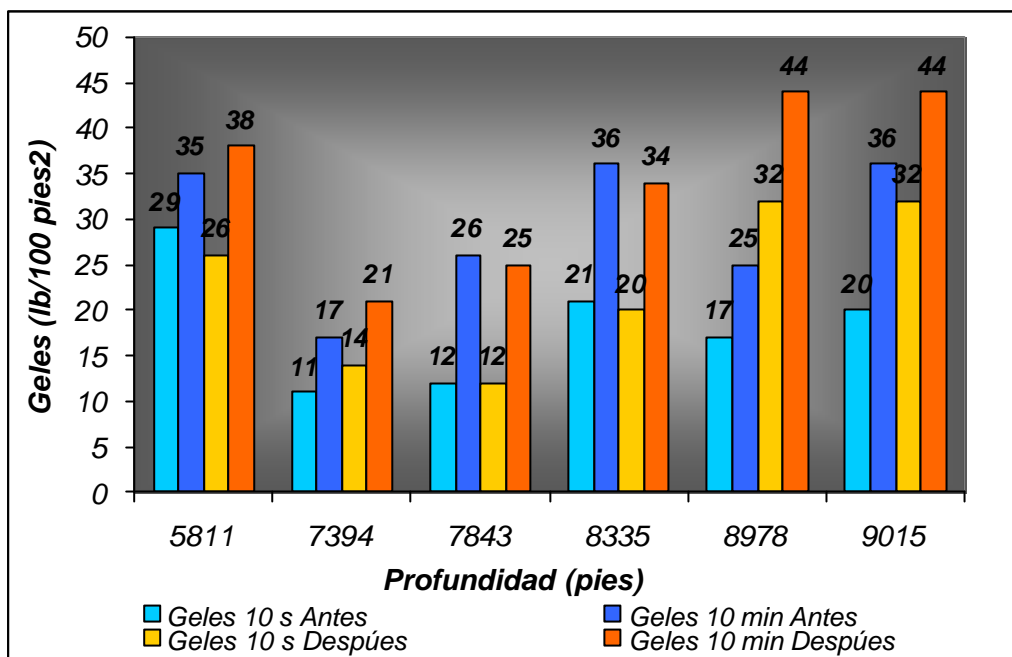


Figura 4.9.- Geles 10 s y 10 min Determinadas a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

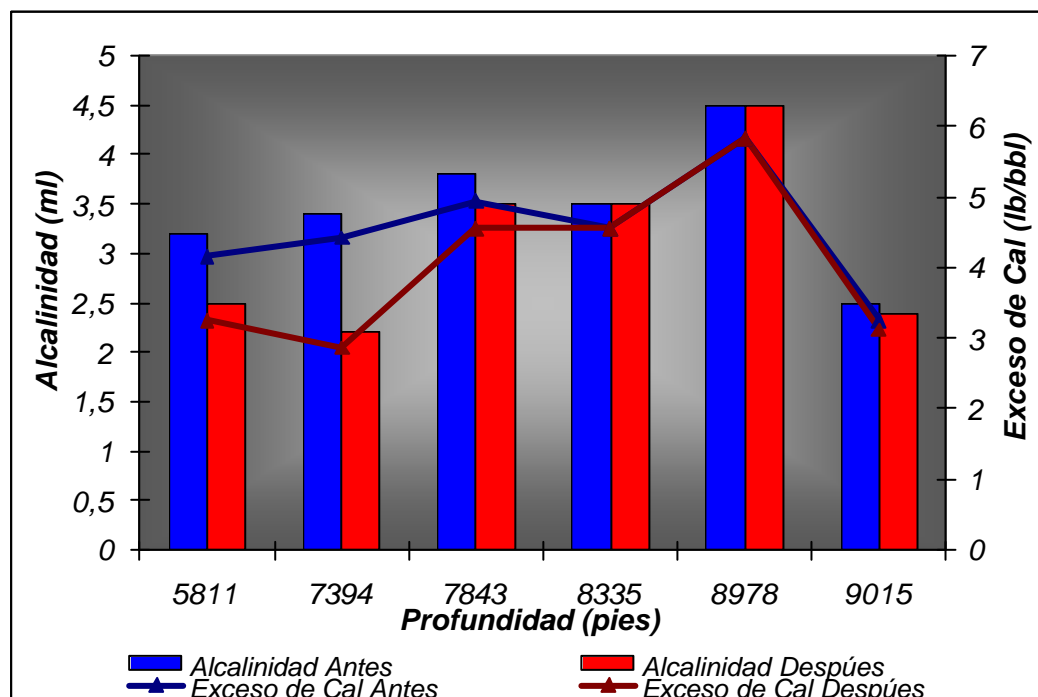


Figura 4.10.- Alcalinidad y Exceso de Cal Determinadas a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

Como se puede ver en la figura 4.9 el fluido Invertido exhibió valores de fuerza de gel acordes para evitar la formación de geles progresivos en las muestras de lodos invertidos, por lo tanto, esta propiedad no fue afectada significativamente por las condiciones de envejecimiento dinámico. Es de vital importancia que el fluido mantenga la capacidad de suspensión de los sólidos bajo condiciones estáticas, especialmente durante un viaje de tubería, evitando de esta forma la decantación de sólidos en el pozo.

El excedente de Cal determinado en las pruebas químicas estuvo en un rango de 2,86-5,83 lb/bbl, contribuyendo notablemente en la concentración de iones (OH⁻) presentes en el fluido Invertido, el cual es fundamental para combatir la contaminación con H₂S y CO₂ del sistema, sin alterar significativamente la alcalinidad y la reología del lodo.

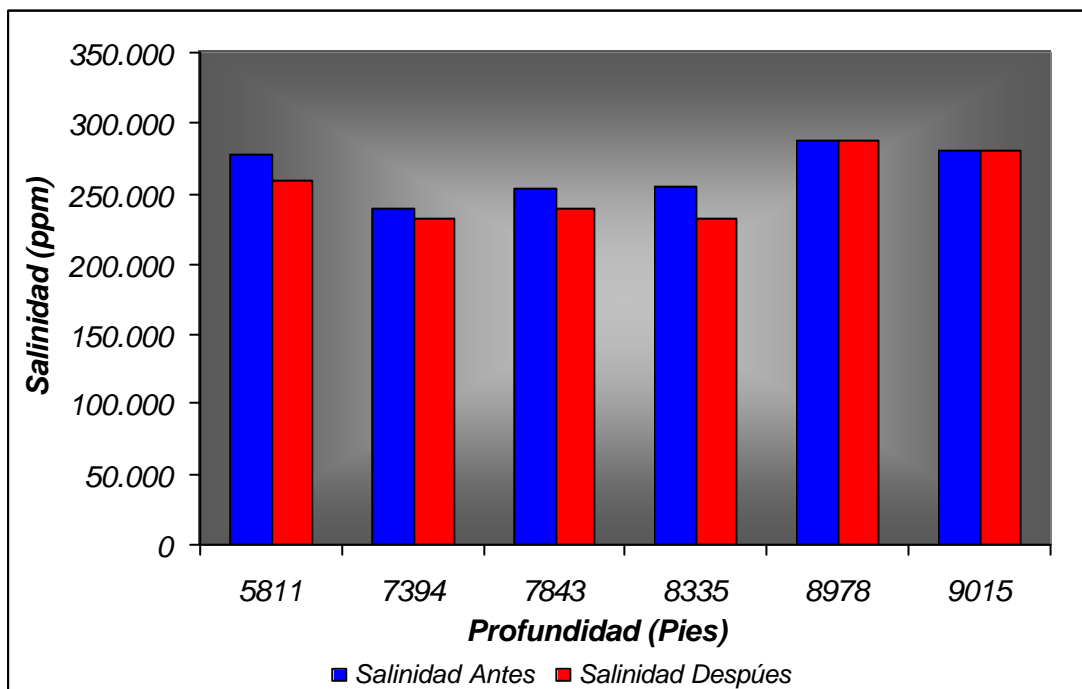


Figura 4.11.- Salinidad Determinada a las Muestras de Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

La salinidad en el sistema prácticamente no fue afectada por el envejecimiento rotativo. En la figura 4.11 destaca la paridad entre los valores de concentración de sal antes y después del rolado, permitiendo conservar las fuerzas osmóticas necesarias para deshidratar lutitas. Los valores de salinidad determinados están en el rango 230.000-290.000 ppm.

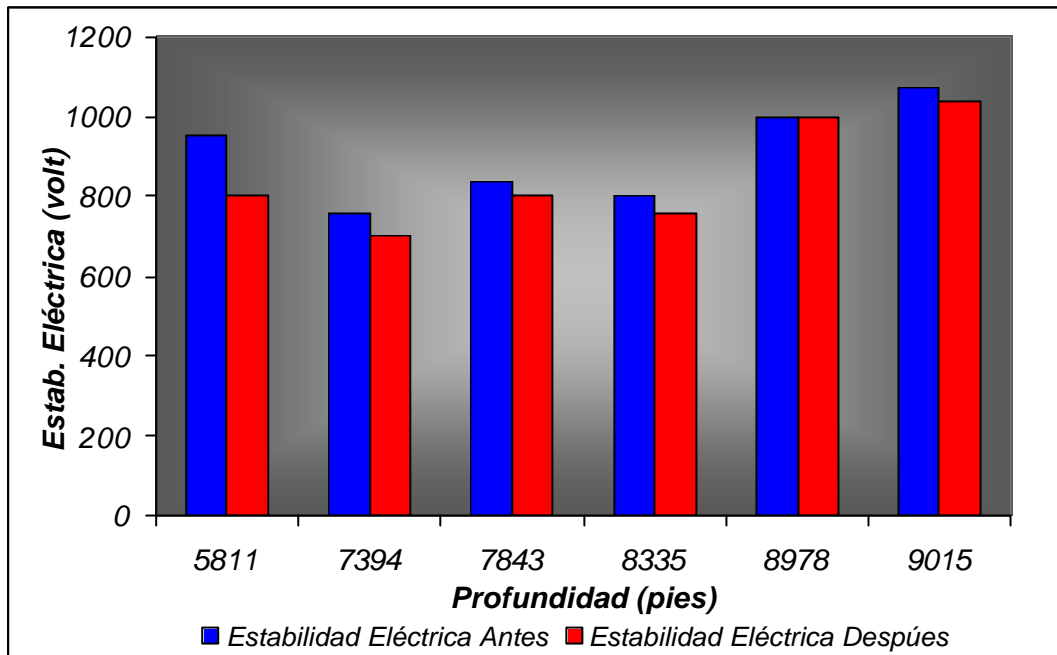


Figura 4.12.- Estabilidad Eléctrica Determinada a las Muestras de Fluido Invertido de Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

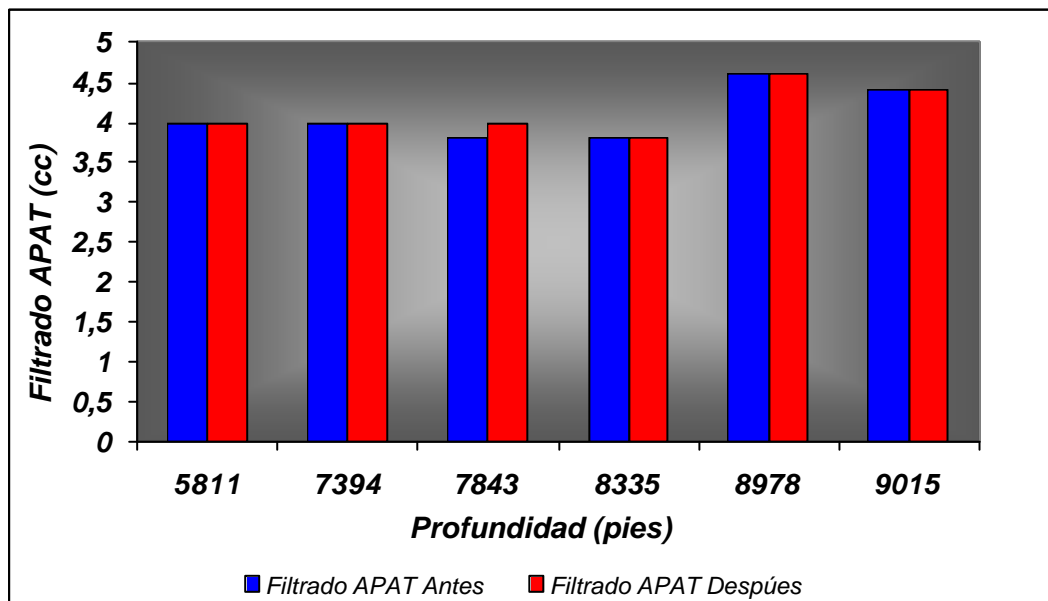


Figura 4.13.- Filtrado APAT Determinado a las Muestras del Fluido Invertido del Pozo P2-02 Antes y Después del Envejecimiento Rotativo.

Es evidente en la figura 4.12 que la resistencia para circular corriente a través del fluido no presentó cambios significativos luego del rolado, indicando que la emulsión de las muestras fue estable a 300 °F y 150 lb/pulg² durante 24 horas.

El eficiente comportamiento de los emulsificantes **INVERMUL NT** y **EZ-MUL HT** bajo condiciones de rolado y la sinergia de los mismos con los otros aditivos contribuyó notablemente a la humectación en la fase continua, proporcionar además una emulsión estable. Como se puede observar en la figura 4.13 los valores de filtrado estático medidos luego del envejecimiento rotativo no sufrieron alteraciones considerables al compararlos con el filtrado antes del rolado. Por lo tanto, el fluido Invertido conservó su capacidad para controlar el filtrado luego del envejecimiento dinámico. Esto confirma que el lignito organófilico **DURATONE HT** es estable a temperaturas cercanas a 300 °F, además ratifica la aplicabilidad de este aditivo en la formulación del fluido invertido utilizado actualmente en el campo Yucal-Placer.

4.1.5.- Determinación de la Distribución del Tamaño de Partículas al Fluido Invertido del Pozo P2-02.

Las 3 muestras de fluido Invertido seleccionadas para este análisis de partículas no contenían en su formulación material sellante; siendo el material densificante BaSO₄ (Barita), con un diámetro de partículas entre (30-80) µm y una gravedad específica de 4,2. En la tabla 4.8 se muestran los valores obtenidos en la prueba de distribución del tamaño de partículas. Las hojas de resultados de estas pruebas están insertados en el **APÉNDICE B**.

Tabla 4.8.- Resultados de las Pruebas de Distribución del Tamaño de Partículas Efectuado al Fluido Invertido del Pozo P2-02.

Fluido	Profundidad (pies)	Diámetro de Partículas (µm)		
		D [V, 0.1]	D[V, 0.5]	D[V, 0.9]
Invertido	8335	0,79	14,51	54,38
Invertido	8978	1,15	15,16	43,04
Invertido	9005	1.03	15,71	47,55

El $D[V, 0.5]$ obtenido indica que el 50 % de las partículas analizadas presentaron un diámetro inferior a 14,51 μm , además, el $D[V, 0.9]$ refleja que el 90 % de los sólidos registrados por el equipo fueron inferior a 43,04 μm . Ambos valores son superiores a 10 μm , el cual representa el diámetro promedio de los poros de la zona de interés (Yacimiento M-6), reduciendo la posibilidad que las partículas finas invadan los canales del medio poroso. El $D[V, 0.1]$ registrado en las pruebas indican que la concentración de partículas finas apenas sobrepasan el 10 % del volumen de sólidos analizado. En la figura 4.14 se presentan los resultados de las pruebas de distribución del tamaño de partículas efectuadas a las muestras del fluido Invertido del Pozo P2-02.

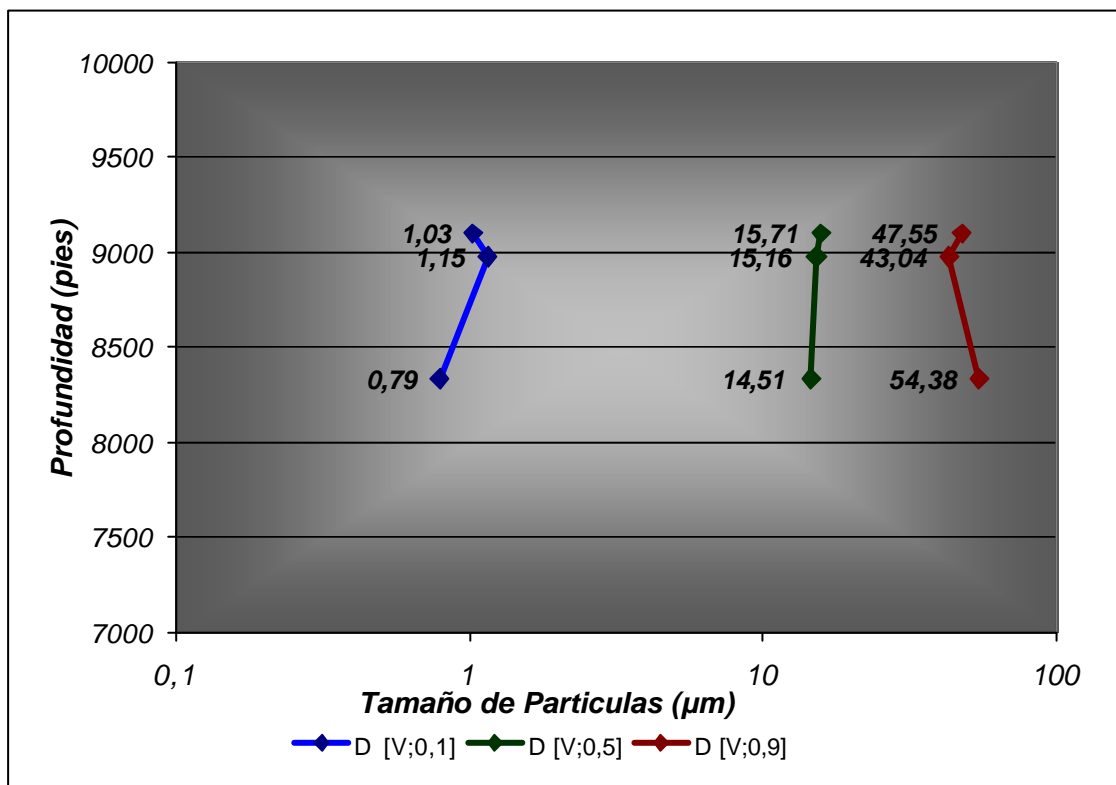


Figura 4.14.- Resultados de las Pruebas de Distribución del Tamaño de Partículas Efectuado al Fluido Invertido del Pozo P2-02.

Es evidente, que la distribución de partículas presentada por la muestra de fluido Invertido a 8978 pies influyó considerablemente en el control del filtrado bajo condiciones dinámicas, obtenidos para esta muestra en la prueba del Fann 90. Permitiendo obtener un filtrado total 2,54 ml @ 60 min, representando un valor aceptable para este tipo de sistema base aceite.

4.1.6.- Determinación del Filtrado Dinámico a la Muestra de Fluido Invertido a 8978 pies de Profundidad.

El ensayo de Fann 90 permitió evaluar el filtrado dinámico radial a la muestra de fluido Invertido a 8978 pies de profundidad, simulando el efecto del movimiento del fluido (velocidad de corte) sobre la velocidad de filtración y la deposición de revoque en el filtro. Al terminó de la prueba el volumen total luego de 60 min de filtrado fue 2,53 ml, con un índice de filtrado dinámico de 0,04 ml/min, además, el índice de deposición del revoque registrado por el equipo fue 3,9 mm/hr²; reflejando un comportamiento estables por parte del lodo base aceite para controlar volúmenes de filtrado, a pesar del los efectos de la erosión del revoque y las condiciones de APAT manejadas en la prueba.

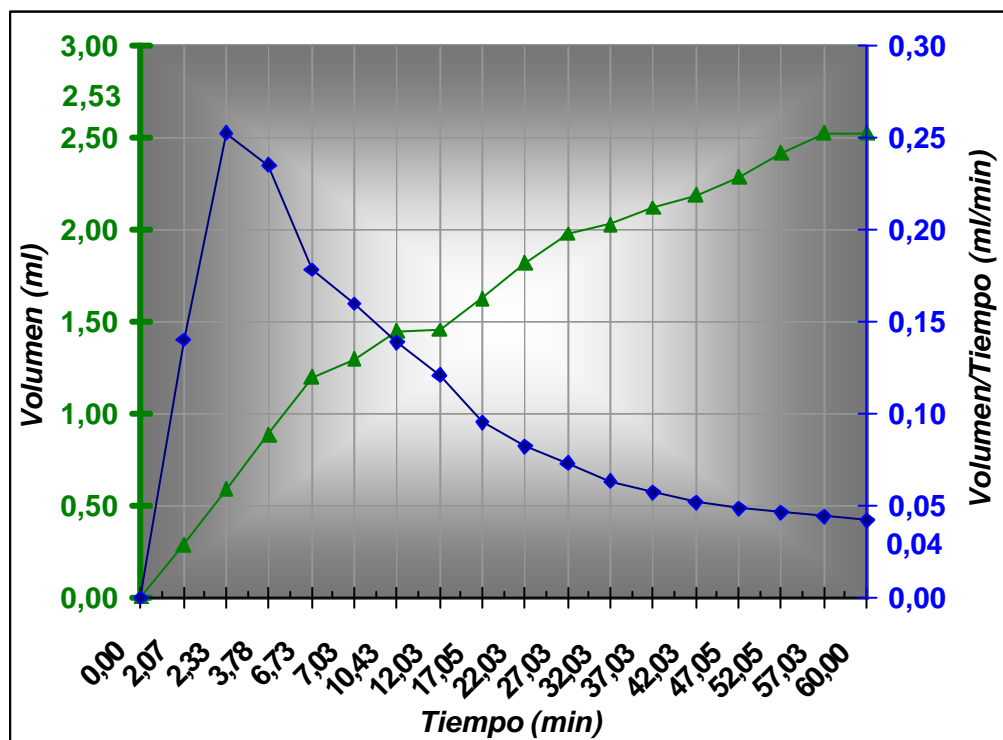


Figura 4.15.- Resultados de la Prueba de Filtrado Dinámico (Fann 90) Efectuado al Fluido Invertido del Pozo P2-02.

En la figura 4.16 se puede apreciar la formación de un revoque compacto, delgado y uniforme en la pared interna del núcleo de 10 μ m después de la prueba. Es importante señalar que las condiciones de temperatura y presión seleccionadas para la prueba fueron 300 °F y 500 lb/pulg² respectivamente. Además, no se agregó material sellante a la formulación del fluido Invertido del

pozo P2-02, lo cual pudo haber mejorado las propiedades de filtración del fluido y al deposición de partículas a través del núcleo.

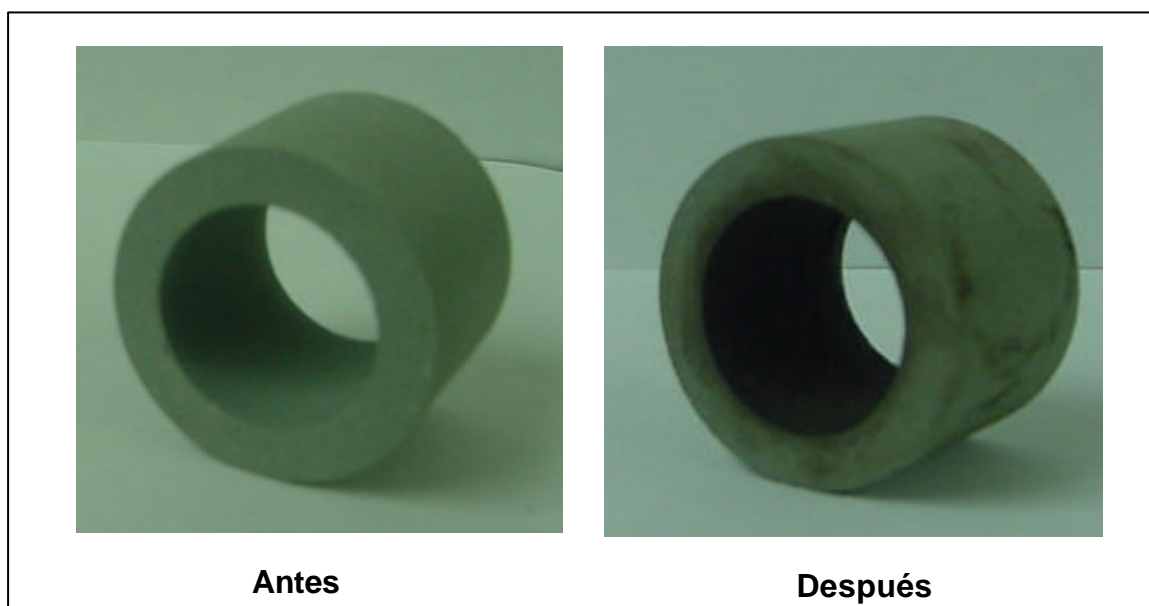


Figura 4.16.- Núcleo Utilizado en la Prueba de Fann 90 Efectuada al Fluido Invertido del Pozo P2-02.

El análisis de distribución del tamaño de partículas mostrado para el lodo Invertido densificado 100 % con Barita, garantizó un diámetro promedio de partículas y una cantidad adecuada de sólidos (finos) en el fluido, capaz de facilitar a la formación de un revoque externo con buena consistencia y una baja permeabilidad.

4.1.7.- Determinación de las Propiedades Reológicas a Alta Presión y Alta Temperatura a la Muestra de Fluido Invertido a 8978 pies de Profundidad.

Al evaluar las propiedades reológicas del fluido Invertido a 8978 pies de profundidad bajo condiciones de alta temperatura y presión, se pudo observar la evidente disminución de la viscosidad plástica a medida que se incrementó progresivamente la temperatura, notándose una diferencia considerable de 28 cP entre las condiciones 1 y 4, como se refleja en la figura 4.17. El valor de VP obtenido para esta misma muestra antes de rolado con el Fann 35 A, bajo condiciones de 150 °F y 14,7 lb/pulg² fue 34 cP; al compararlo este valor con el reportado en la condición 1 se nota un aumento de la viscosidad de 14 cP,

esto pudo ser ocasionado por el efecto de la presión de operación utilizada en la prueba de Fann 70 sobre la fase continua del fluido (Vassa LP-90).

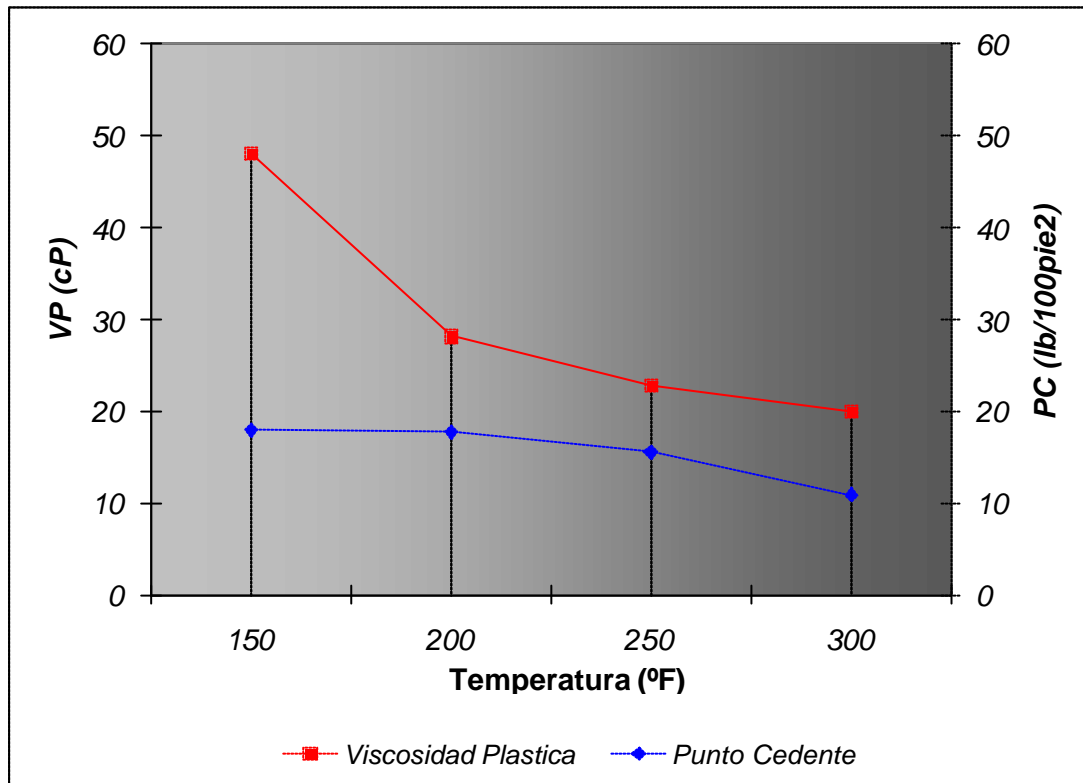


Figura 4.17.- VP y PC del Fluido Invertido Vs Temperatura (Fann 70).

La cedencia exhibió una tendencia a disminuir luego del incremento progresivo de temperatura, pero sin observarse diferencias considerables entre los valores que pudieran afectar significativamente la capacidad de limpieza del fluido durante la perforación. El rango de temperaturas seleccionado para el ensayo permitió simular el gradiente geotérmico existente en el campo Yucal-Placer. Además, los geles medidos a 10 s y 10 min para cada condición, no experimentaron aumentos significativos entre ellos; evitando el fenómeno de geles progresivos y proporcionando la suspensión de sólidos idónea bajo condiciones estáticas.

De acuerdo a los resultados indicados en la tabla 4.9, se observó una reducción progresiva de todas las propiedades reológicas del sistema Invertido luego de ser sometido a las condiciones de temperatura y presión establecidas en este ensayo. La eficiencia del viscosificante primario **GELTONE II** frente

temperaturas cercanas a 350 °F, contribuyó notablemente al aporte de viscosidad y capacidad de suspensión del fluido, manteniendo de esta forma la reología del sistema.

Tabla 4.9. Propiedades Reológicas Determinadas al Fluido Invertido del Pozo P2-02 Durante la Prueba Fann 70.

Propiedades	Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
	6000 lb/pulg²			
	150 °F	200 °F	250 °F	300 °F
Lectura 600	114,4	74,1	61,3	50,7
Lectura 300	66,2	45,9	38,4	30,8
Lectura 200	49,7	36,5	30,8	24,2
Lectura 100	32,7	26,1	23,2	18,4
Lectura 60	25,1	20,4	19,5	13,3
Lectura 30	20,4	17,4	16,4	12,3
Lectura 6	14,3	11,3	11,3	9,2
Lectura 3	13,3	10,2	10,2	8,2
Geles 10 s [lb/100pies²]	14,3	12,3	11,3	2,2
Geles 10 min	21,3	18,3	10,2	3,4
VA [cP]	57,2	37,1	30,7	25,4
VP [cP]	48,2	28,2	22,9	19,9
PC [lb/100pies²]	18	17,7	15,5	10,9

4.2.- Fase II.- Análisis y Evaluación del Desempeño del Principal Fluido de Perforación Utilizado en los Pozos P1-01 y P2-02.

4.2.1.- Desempeño de los Sistemas Gypsum e Invertido en la Fase 12 ¼ " del Pozo P1-01.

Luego de cambiar del sistema **PAC/DEXTRID** empleado en el intervalo anterior por el sistema Gypsum (Base Agua Tratado con Yeso), especial para combatir formaciones productoras de CO₂ y H₂S, con un alto gradiente, se inició la perforación de esta fase, la cual tuvo una duración de 29 días, motivado a problemas de inestabilidad del hoyo, causado principalmente por un mal control de la densidad del fluido Gypsum, ya que la densidad recomendada inicialmente no correspondía con la presión de la formación. En la tabla 4.10 se muestra el rango de valores mínimo y máximo de las propiedades físicas y químicas medidas al sistema Gypsum durante esta fase. (Los valores fueron tomados del **APÉNDICE C.1**)

Tabla 4.10.- Rango de Propiedades del Fluido Gypsum Durante la Fase 12 ¼ " del Pozo P1-01.^[15]

Propiedades	Rango de Valores	
	Mínimo	Máximo
Densidad [lb/gal]	10	13,9
Gel 10 s [lb/100pie²]	2	13
Gel 10 min [lb/100pie²]	5	28
VP [cP]	10	30
PC [lb/100pies²]	6	27
pH	8	11,77
Pm [cc]	0,15	1
Pf [cc]	0,1	0,65
Mf [cc]	0,18	0,8
Calcio [mg/L]	600	1250
Cloruros [mg/L]	150	480
Filtrado API [cc]	5,8	8,4
% Agua	76	91
% Sólidos	14	8
MBT (lb/bbl)	7,5	27,5
LGS (% Vol)	0,6	8,9

La densidad del sistema Gypsum fue incrementada gradualmente desde 10,5-11 lb/gal @ 2443 pies y 11,5-12,5 lb/gal @ 3955 pies. Siendo necesario la dilución continua con altas tasas de agua (10-15 bbl/hr) para mantener la fase continua del lodo, ayudando igualmente a controlar las propiedades reológicas y los sólidos de baja gravedad específica. (Ver **APENDICE C.1**)

A la profundidad de 5600 pies se presentaron problemas de arrastres y pega de tubería, lo cual produjo derrumbes en el hoyo, por lo tanto se tuvo que realizar una operación de desvío del pozo "Side Track" @ 1458 pies. El fluido de perforación usado hasta 2532 pies fue el Gypsum, con una peso inicial de 10 lb/gal, densificado progresivamente hasta 13,5 lb/gal. Por decisión de la operadora se cambió al sistema Invertido (Base Aceite Emulsión Inversa) con una densidad inicial de de 13,9 lb/gal, hasta llegar a la profundidad final de la fase 6881pies con una densidad de 14 lb/gal. El rango de propiedades físicas y químicas determinadas al lodo Invertido durante la perforación de la fase 12 ¼" se puede apreciar en la tabla 4.11. (Estas propiedades fueron tomadas del **APENDICE C.2**)

Tabla 4.11.- Rango de Propiedades del Fluido Invertido Durante la Fase 12 ¼ " del Pozo P1-01.^[15]

Propiedades	Rango de Valores	
	Mínimo	Máximo
Densidad [Lb/gal]	13,9	14
Gel 10 s [lb/100pie²]	10	18
Gel 10 min [lb/100pie²]	29	17
VP [cP]	21	41
PC [lb/100pies²]	12	28
Alcalinidad [cc]	1,4	4
Exceso de Cal [cc]	1,81	5,18
Sales Totales [mg/L]	14.000	36.000
Estabilidad Eléctrica [v]	300	600
% Agua	15	23
% Sólidos	18,9	34
% Aceite	47	60
LGS (% Vol)	7,6	22,2
Relación (O/W)	69/31	75/25
Filtrado APAT [cc]	3,2	7,4

A continuación se explican los principales problemas presentados por el fluido Gypsum e Invertido, durante la fase 12 ¼" del pozo P1-01 y el tratamiento aplicado:

a.- Principales Problemas :

- ✓ Mal control de la densidad del fluido Gypsum durante la perforación de la fase 12 ¼ ", ocasionando problemas de inestabilidad del hoyo a través de la Formación Roblecito, produciendo continuos arrastres y apoyos de tubería.
- ✓ El alto gradiente térmico del campo Yuca+Placer (3,5°F/100pies) ocasionó la continua evaporación de los fluidos de perforación utilizado en esta fase (Gypsum e Invertido).
- ✓ El sistema Gypsum mostró una tendencia a incrementar el filtrado estático durante esta fase, además, presentó valores considerablemente altos de MBT (20-27 lb/bbl) durante la perforación del intervalo comprendido entre 4810-5600 pies. (Ver **APÉNDICES C.1, C.3 y C.4**)
- ✓ Elevados porcentajes de sólidos de baja gravedad (LGS) en el fluido Invertido, alcanzando valores entre 15-22 % v/v durante la perforación del intervalo comprendido entre 4181-6932 pies. (Ver **APÉNDICES C.2**)

b.- Tratamiento Aplicado:

- ✓ El sistema Gypsum fue tratado diariamente con **BARANEX** a una concentración 1 lb/bbl, para controlar el filtrado a temperaturas cercana a 200 °F. Además, se agregó Soda Cáustica al lodo para controlar el pH y mantener el nivel de Calcio en el sistema.
- ✓ Se agregó **BARASCAV L** al fluido Gypsum en concentraciones de 0,5 lb/bbl, con la finalidad de eliminar el oxígeno soluble en el lodo, minimizando los problemas de corrosión.
- ✓ Para compensar la evaporación del sistema Gypsum debido al alto gradiente térmico fue necesario diluir 5 bbl/ hr de agua al lodo durante esta fase.

- ✓ El sistema Invertido requirió el tratamiento diario de Cal para controlar la alcalinidad.
- ✓ Con la finalidad de mantener la relación aceite/agua en el sistema Invertido, se agregó agua al sistema a una tasa de 3 bbl/hr durante la perforación de este intervalo, adicionando **EZ-MUL NT** para aumentar la humectabilidad en el aceite y estabilizar de la emulsión.
- ✓ Las cuatro zarandas instaladas en la locación utilizaron mallas 110-110 mesh, además, el limpiador de lodo utilizo mallas 250x250 mesh.
- ✓ Durante esta fase no se contó con una centrifuga para reducir los sólidos de baja gravedad, por lo tanto, se aplicó dilución con Vassa LP-90 para combatir este problema.

4.2.2.- Desempeño del Sistema Invertido en la Fase 8 ½ " del Pozo P1-01.

El objetivo de esta fase fue perforar la Formación La Pascua, con un espesor litológico de 2301 pies. Se inició con un peso inicial de 11,5 lb/gal, densificado progresivamente hasta alcanzar una densidad final de 12,4 lb/gal @ 9181pies. El rango de propiedades físicas y químicas determinadas al fluido en el campo se indican en la tabla 4.12. (Propiedades recopiladas del **APENDICE C.2**)

Tabla 4.12.- Rango de Propiedades del Fluido Invertido Durante Fase 8 ½ " del Pozo P1-01.^[15]

Propiedades	Rango de Valores	
	Mínimo	Máximo
Densidad [lb/gal]	11,5	12,5
Gel 10 s [lb/100pie²]	10	26
Gel 10 min [lb/100pie²]	17	37
VP [cP]	21	39
PC [lb/100pie²]	17	43
Alcalinidad [cc]	2,5	5,5
Exceso de Cal [cc]	4,01	7,12
Sales Totales [mg/L]	27800	55000
Estab. Eléct. [volt]	600	1100
% Agua	17	28
% Sólidos	17,6	22,6
% Aceite	51	60
LGS (% Vol)	3,1	14,6
Relación (O/W)	65/35	78/22
Filtrado APAT [cc]	2	4,2

A continuación se explican los problemas más importantes relacionados con el funcionamiento del fluido Invertido, durante este intervalo y el tratamiento aplicado:

a.- Principales Problemas:

- ✓ La principal dificultad que mostró el fluido Invertido durante la perforación de la fase 8 ½" , fue la tendencia a incrementar las propiedades reológicas del sistema (Viscosidad Plástica, Punto Cedente y Geles) y la densidad del fluido. (Ver **APENDICE C.2**)
- ✓ Aumento en los sólidos de baja gravedad (LGS), específicamente en el intervalo 7192-7698 pies, alcanzando valores entre 9,8-14,5 % v/v. (Ver **APENDICE C.2**)
- ✓ El fluido Invertido presentó altas tasas de evaporación (5-15 bbl/hr) durante la perforación de la fase, ocasionado por las elevadas temperaturas presentes en el campo Yucal-Placer.

b.- Tratamiento Aplicado:

- ✓ Tratamiento rutinario de 5-10 bbl de agua para mantener la relación aceite/agua, adicionando emulsificante **EZ-MUL NT** en relación 1:1 con el agua, para fortalecer la emulsión.
- ✓ Tratamiento ocasional con **DURATONE HT** y **DRILL TREAT**, para controlar el filtrado hacia la formación y mantener las propiedades reológicas del fluido, en un rango apropiado para este tipo de sistema.
- ✓ Con la finalidad de mantener la alcalinidad y la salinidad del sistema se adicionó continuamente Cal y Cloruro de Calcio.
- ✓ La configuración establecida para las zarandas durante la perforación de esta fase fue la siguiente: Zaranda # 1: 110 x100 mesh, Zaranda # 2: 175x175 mesh, Zaranda # 3: 140x140 mesh, y Zaranda # 4: 175x175. El limpiador de lodo trabajó con 2 mallas de 250x250 mesh.

4.2.3.- Comparación de las Curvas de Progreso Real Vs Estimada del Pozo P1-01.

A continuación se presentan las curvas de progreso real y la estimada para el pozo P1-01:

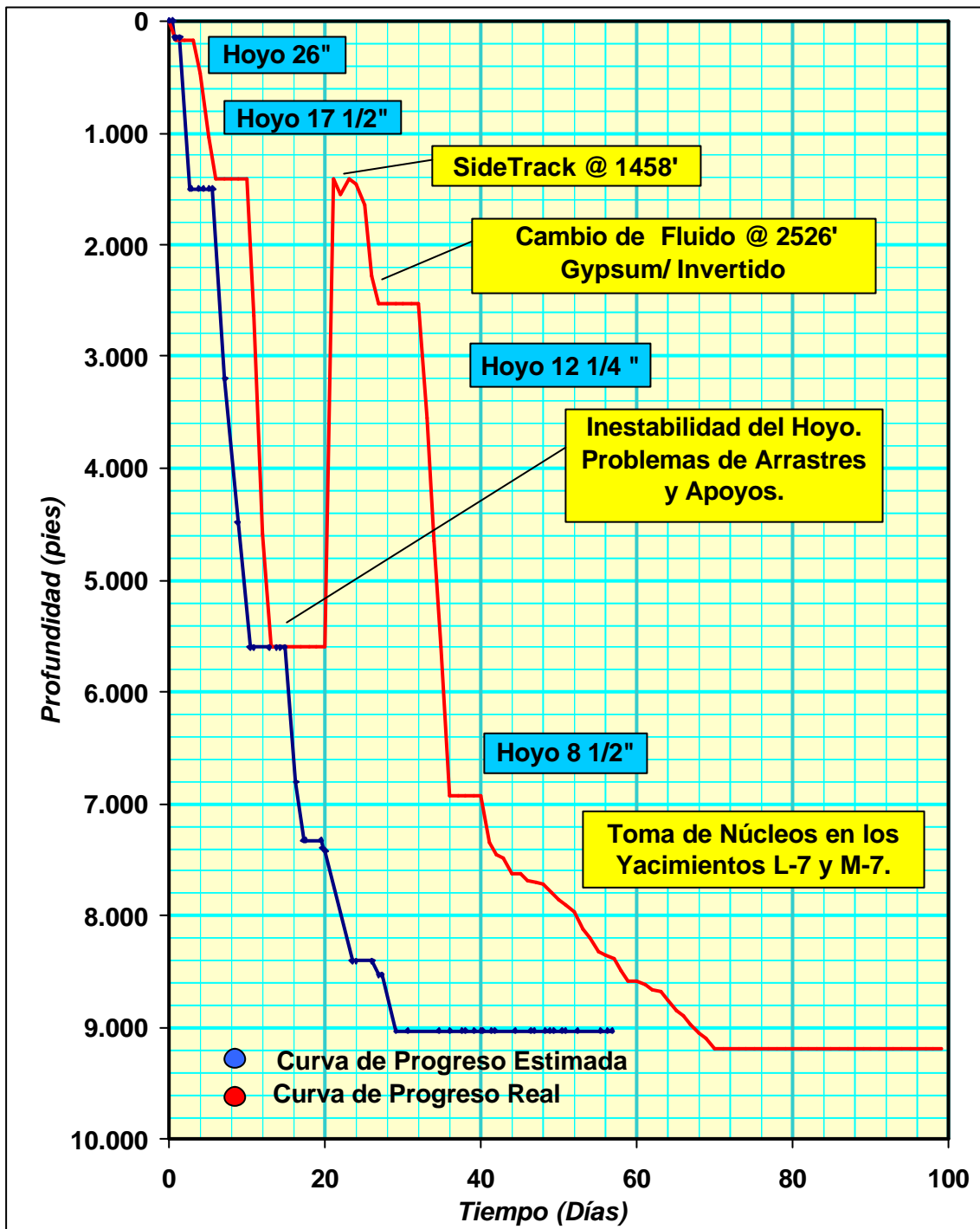


Figura 4.18.- Curva de Progreso Real Vs Estimada del Pozo P1-01.^[15]

Según se observa en la figura 4,17 la fase 26" no mostró diferencias considerables con respecto al plan estimado. El Intervalo perforado estuvo comprendido entre 67-180 pies, manteniendo la limpieza y la estabilidad del hoyo. La zona perforada fue el tope la Formación Chaguarama. No se presentaron problemas durante la perforación del intervalo, lo cual permitió cementar el revestidor de 20" @ 171 pies.

La tasa de penetración fue 30 pies/hr, con un tiempo total de 5 horas. No se realizó una evaluación de los equipos de control de sólidos instalados en el taladro, debido al poco tiempo que duro la perforación de este intervalo. Las zarandas utilizaron mallas de 38 y 20 mesh.

En la fase 17 ½" se utilizó el sistema **PAC/DEXTRID**, logrando perforar esta sección en 7 días, lo cual representó un incremento de 2 días con respecto al plan original. La fase presentó un espesor litológico de 1238 pies con una tasa de penetración de 37,1 pies/hr, con un tiempo efectivo de 33,4 horas, cementando el revestidor de 13 3/8 ". La densidad inicial del fluido fue 9 lb/gal, llegando al final del intervalo con 10,1 lb/gal de peso.

La velocidad promedio en el anular fue 64 pies/ min, además, la velocidad de caída de las partículas fue 15 pies/hr con una porcentaje de transporte de ripios del 76 %, facilitando la limpieza del pozo y la remoción de los ripios. El sistema fue tratado con altas tasas de dilución de agua (10 bbl/hr), para mantener el nivel de los sólidos de baja gravedad (LGS) en el rango establecido originalmente.

La mayor diferencia entre las curvas de progresos planificada y real se observó en la fase 12 ¼ " motivado a problemas de inestabilidad del hoyo y arrastres a 5600 pies, causado principalmente por un mal control de la densidad del fluido Gypsum (Base Agua Tratado con Yeso).

La litología estuvo caracterizada por abundantes intercalaciones de lutitas, limolitas y areniscas. El tiempo estimado para este intervalo fue 12 días, pero realmente tuvo una duración de 29 días. A 1458 pies se realizó un desvío del

hoyo "Side Track", cambiando al sistema Invertido (Base Aceite Emulsión Inversa) a la profundidad de 2526 pies. Las tasas de penetración con los sistemas Gypsum e Invertido fueron 22 pies/hr y 72 pies/hr respectivamente. El revestidor de 9 5/8 " fue cementado a 6880 pies.

La fase 8 1/2" se inició a la profundidad de 6880 pies empleando el fluido Invertido con una densidad entre 11,5-12,4 lb/gal, hasta llegar a la profundidad de 9181pies. Durante el desarrollo de la perforación se utilizaron 18 mechas, aumentando el tiempo estimado para esta intervalo, representando un tiempo total de 402 horas efectivas, con una tasa de penetración promedio de 5,55 pies/hr, para un total de 20 días. Según lo programado se tomó muestras de núcleos en los en los yacimientos L-7 y M-7. Posteriormente se practicaron pruebas de presiones a estos yacimientos.

4.2.4.- Desempeño del Sistema Invertido en la Fase 12 1/4 " del Pozo P2-02.

El oportuno control de las propiedades del fluido Invertido durante la perforación del hoyo 12 1/4", permitió mantener las propiedades físicas y químicas estables durante la fase. Se logró perforar la base de la Formación Chaguarama y el tope de la Formación Roblecito, caracterizado mayoritariamente por lutitas, intercaladas con limonitas y areniscas hacia la parte final de la fase, incluyendo el tope del yacimiento L-5. El peso inicial del lodo Invertido fue 12,4 lb/gal, densificado progresivamente hasta alcanzar una densidad de 13,95 lb/gal @ 7105 pies.

El rango de valores para las principales propiedades físicas y químicas determinadas al lodo invertido, durante la perforación de esta fase 12 1/4" del pozo P2-02, se puede apreciar en la tabla 4.13. (Tomados del **APÉNDICE D.1**)

Tabla 4.13.- Rango de Propiedades del Fluido Invertido Durante la Fase 12 ¼ " del Pozo P2-02.^[16]

Propiedades	Rango de Valores	
	Mínimo	Máximo
Densidad [lb/gal]	12	13,95
Gel 10 s [lb/100pie²]	12	25
Gel 10 min [lb/100pie²]	14	41
VP [cP]	29	52
PC [lb/100pie²]	17	33
Alcalinidad [cc]	1,8	4,8
Exceso de Cal [cc]	2,33	6,22
Sales Totales [mg/L]	26.000	50.000
Estab. Eléct. [volt]	595	974
% Agua	15	24
% Sólidos	20	26,5
% Aceite	52	63
LGS (% Vol)	5,6	10,8
Relación (O/W)	80,8/19,7	69,2/30,8
Filtrado APAT [cc]	1	6

En seguida se detallan los principales problemas presentados por el fluido Invertido y el tratamiento aplicado durante la perforación de la fase 12 ¼ " del pozo P2-02:

a.- Principales Problemas:

- ✓ Continua evaporación del fluido Invertido durante las perforación del intervalo, afectando la reología y la relación (aceite/agua).
- ✓ Las propiedades reológicas del fluido Invertido presentaron tendencia a incrementar sus valores.(Ver **APÉNDICES D.1 y D.3**)
- ✓ Se registraron valores superiores a 10% v/v para los sólidos de baja gravedad.(Ver **APÉNDICE D.1**)

b.- Tratamiento Aplicado:

- ✓ Se agregó al sistema entre 10-15 bbl de aceite Vassa LP-90, con la finalidad de reemplazar el volumen perdido por evaporación.

- ✓ Se agregó continuamente agua para compensar las pérdidas por evaporación, los volúmenes agregados al sistema oscilaron entre 10-50 bbl.
- ✓ El fluido fue tratado con **EZ-MUL NT**, **INVERMUL NT** y **DRILL TREAT** a 6711 pies para mantener la emulsión firme, mejorando la reología y la estabilidad eléctrica.
- ✓ Diariamente se adicionó Cal al sistema para mantener la alcalinidad y combatir la intrusión de H₂S y CO₂.
- ✓ A la profundidad de 7105 pies se aplicó un tratamiento con **DRILL TREAT**, **EZ CORE** y **OMC** para acondicionar el fluido a los registros eléctricos.
- ✓ Se instalaron dos centrifugas de alta y baja velocidad, las cuales trabajaron bajo los estándares de recuperación de la Barita, permitiendo reducir los sólidos de baja gravedad de 10,8 a 6,9 %, implicando una reducción del tratamiento químico y una mejora en las propiedades reológicas.
- ✓ El control de sólidos empleado en este intervalo, se basó en cuatro zarandas con mallas 140x140 mesh y un limpiador de lodo "Mud Cleaner" con mallas 250x250 mesh.

4.2.5.- Desempeño del Sistema Invertido en la Fase 8 ½" del Pozo P2-02.

El fluido base aceite Invertido permitió perforar esta fase sin mayores problemas, conservando la densidad del lodo en 12,5 lb/gal hasta alcanzar la profundidad final. El espesor litológico de esta zona se caracterizó por la presencia mayoritaria de intercalaciones de lutitas y limonitas, incrementando el porcentaje de areniscas hacia la parte basal del intervalo. El rango de propiedades físicas y químicas del fluido Invertido durante la perforación de la fase se puede apreciar en la tabla 1.14. (Tomado del **APÉNDICE D.2**)

Tabla 4.14.- Rango de Propiedades del Fluido Invertido Durante la Fase 8 ½ " del Pozo P2-02.^[16]

Propiedades	Rango de Valores	
	Mínimo	Máximo
Densidad [lb/gal]	12,5	12,7
Gel 10 s [lb/100pie²]	10	28
Gel 10 min [lb/100pie²]	17	46
VP [cP]	25	46
PC [lb/100pie²]	13	34
Alcalinidad [cc]	2	5,5
Exceso de Cal [cc]	2,59	6,59
Sales Totales [mg/L]	26.000	46.000
Estabilidad Eléctrica v]	595	945
% Agua	15	19
% Sólidos	20	25,4
% Aceite	58	61,5
LGS (% Vol)	4,6	14,8
Relación (O/W)	74,8/25,2	79,9/20,1
Filtrado APAT [cc]	3,8	6

A continuación se detallan los principales problemas presentados durante este intervalo y el tratamiento aplicado:

a.- Principales Problemas:

- ✓ Al igual que la fase anterior se mantuvo las pérdidas de fluido por evaporación.
- ✓ Gradual incremento de la reología del lodo al final del intervalo.(Ver **APÉNDICE D.3)**
- ✓ Contaminación del fluido Invertido con Sulfuro de Hidrogeno (H₂S) durante la perforación del intervalo 8538-8620 pies.

b.- Tratamiento Aplicado:

- ✓ Continuo agregado de 10-20 bbl agua y 10 bbl aceite Vassa LP-90 al sistema para compensar la evaporación del fluido.

- ✓ Se trató el fluido Invertido con **INVERMUL NT** y **EZ-MUL NT** con la finalidad de preservar la emulsión estable, luego de diluir agua o aceite Vassa LP-90 al sistema.
- ✓ Se adicionó diariamente Cal para mantener el exceso de Calcio por encima de las 4 lb/bbl.
- ✓ Tratamiento con **DRILL TREAT**, **GELTONE II** y **DURATONE HT** para conservar las propiedades reológicas y el filtrado en un rango óptimo.
- ✓ La configuración establecida para las zarandas durante la perforación de este intervalo fue la siguiente: zaranda # 1: 175x175 mesh, zaranda # 2: 140x140 mesh, zaranda # 3: 140x140 mesh, zaranda # 4: 140x140 mesh. Además, el “Mud Cleaner” o limpiador de lodo empleo mallas 250x250 mesh.
- ✓ Las centrifugas de alta y baja velocidad continuaron en funcionamiento durante esta fase, lo cual permitió controlar los sólidos de baja gravedad.

4.2.6.- Comparación de las Curvas de Progreso Real Vs Estimada del Pozo P2-02.

Al comparar las curvas de progreso estimada vs real se notó gran similitud entre las mismas, como queda reflejado en la figura 4.19. El hoyo de 26“ no presentó diferencias con respecto al plan original. Durante esta fase se empleó el fluido **Spud Mud** (Base Agua con Bentonita) con un peso inicial de 8,5 lb/gal, para finalizar el intervalo con una densidad de 9,0 lb/gal @ 184 pies. Permitiendo bajar el revestidor de 20” @ 175 pies y cementarlo sin ningún problema.

La fase 17 ½ “ se desarrolló durante 6 días, representando 1 días por encima del plan original. El fluido empleado fue el PAC/DEXTRID, el cual permitió perforar un espesor litológico de 1347 pies y cementar el revestidor según el programa. Se utilizaron 2 mellas tricónicas durante 39 horas efectivas y una tasa de penetración de 34,18 pies/hr. La densidad inicial del fluido fue 8,9 lb/gal, aumentando progresivamente hasta 9,9 lb/gal.

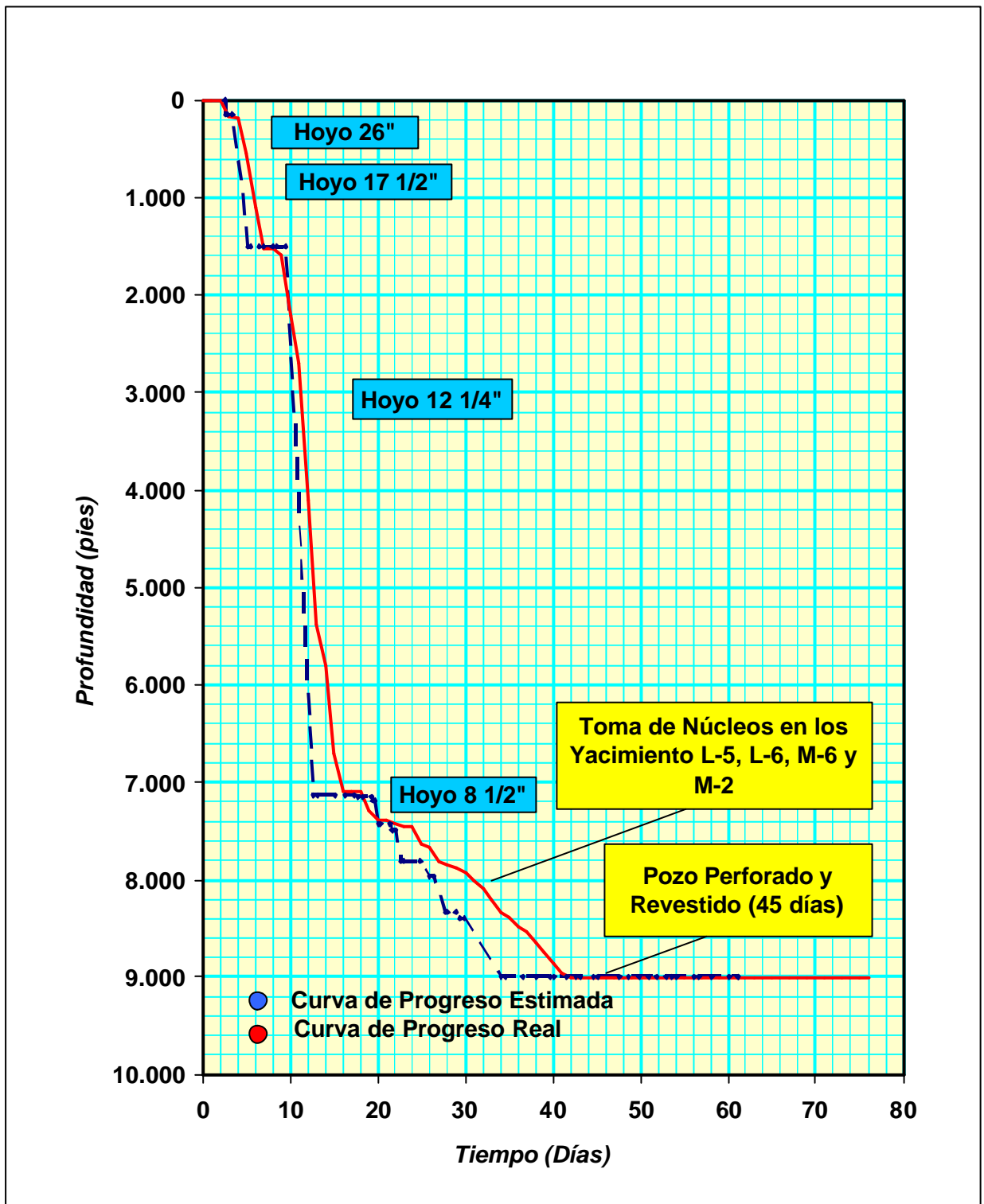


Figura 4.19- Curva de Progreso Real Vs Estimada del Pozo P2-02.^[16]

La fase 12 ¼ " se perforó y revistió en 12 días, superando en 2 días el plan estimado. El fluido base aceite Invertido permitió perforar este intervalo en 94,4 horas efectivas, con una ROP efectiva de 59,04 pies/hr.

El peso inicial del fluido fue 12,4 lb/gal hasta llegar a 13,95 lb/gal @ 7105 pies. Si se compara esta misma fase con la del pozo P1-01, es notable una disminución de casi un tercio del tiempo real, lo cual sugiere un excelente desempeño del fluido Invertido para minimizar los problemas de arrastres e inestabilidad del hoyo, conservando sus propiedades físicas y químicas en un óptimo rango para este tipo de sistema.

El tiempo establecido para finalizar la fase 8 ½ " eran 22 días, pero realmente se llevo a cabo en 26 días, representando 332,5 horas efectivas, para una ROP de 5,71 pies/hr. Al igual que la fase anterior el lodo Invertido presentó propiedades apropiadas que favorecieron el desarrollo de las perforaciones. Durante este intervalo se tomaron núcleos a los yacimientos L-5, L-6, M-6, y M-2. El tiempo real para perforar y revestir el pozo P2-02 fue de 45 días.

4.3.- Fase III.- Factibilidad Técnico-Económica del Fluido Invertido.

La factibilidad técnico-económica realizada al fluido Invertido empleado en la perforación de los pozos P1-01 y P2-02, consistió en evaluar el impacto y la relación del fluido sobre cuatro variables: Costo del Fluido, Problemas Operacionales, Tasa de penetración y Desempeño del Fluido; las mismas se ilustran en la figura 4.19. De esta forma se pudo verificar realmente la aplicabilidad del lodo base aceite emulsión inversa en el campo Yucal-Placer.

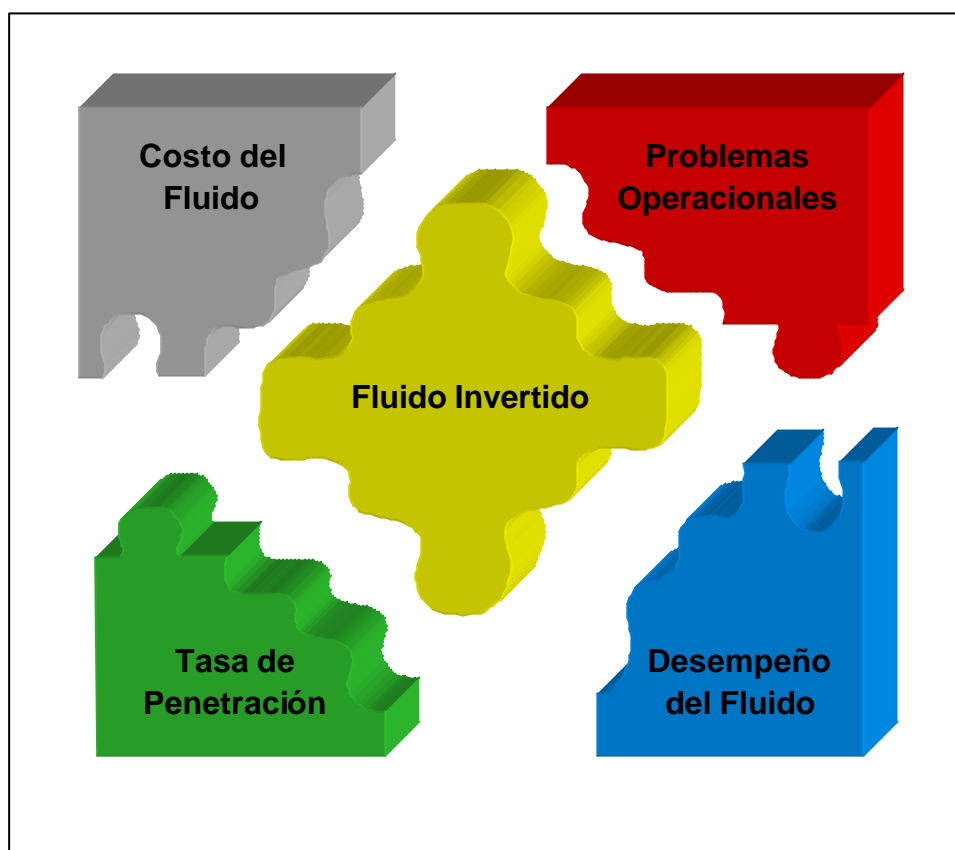


Figura 4.20.- Variables Considerados para Evaluar la Factibilidad Técnico-Económica del Fluido Invertido.

4.3.1.- Costo del Fluido.

El sistema base aceite emulsión invertida es más costoso que los sistemas base agua, porque la fase líquida del mismo es mayoritariamente aceite (Vassa LP-90). Además, requiere en la preparación emulsificantes, humectantes y agentes adelgazantes que mantienen la emulsión y la reología del lodo, pero a un costo relativamente alto. El costo por barril del fluido Invertido utilizado en la perforación de las fases 12 ¼ “ y 8 ½” de los pozos P1-01 y P2-02 fue 70,36 \$. Asimismo el costo por barril del sistema Gypsum empleado durante la perforación de la fase 12 ¼” del P1-01 fue 60,04 \$; representando una diferencia de 10,32 \$ entre ambos fluidos. En la tablas 4.15 y 4.16 están especificado los costos por barril tanto del fluido Gypsum como del Invertido.

Tabla 4.15.- Costo por Barril del Fluido Invertido.

Aditivo	Concentración (lb/bbl)	Costo de Presentación (\$)	Costo por Barril (\$/bbl)
VASSA LP-90	0,56	66	36,96
Agua	0,15	-	-
CaCl ₂	20,8	20,11	5,23
INVERMUL NT	6,0	278,52	3,873
Ez-Mul HT	4,0	306,31	2,815
Duratone HT	6,0	30,87	3,7
Geltone II	4,0	30,06	2,4
Cal	8,0	3,81	0,69
Barita	324,0	4,53	14,68
Costo del Barril (\$/bbl)			70,36

Tabla 4.16- Costo por Barril del Fluido Gypsum.

Aditivo	Concentración (lb/bbl)	Costo de Presentación (\$)	Costo por Barril (\$/bbl)
Agua	0,85	-	-
AGUAGEL	5	6,21	0,31
Soda Cáustica	1	17,77	0,32
PAC-L	0,25	100,56	0,5
Yeso	6	9,72	1,32
PAC-R	1,25	102,38	2,56
CARBONOX	1	9,78	0,2
ENVIROTHIN	3	22,75	1,37
Barita	235	22,75	53,46
Costo del Barril (\$/bbl)			60,04

Como se muestra en la figura 4.21 los fluidos Gypsum e Invertido empleados en la fase 12 ¼ " del pozo P1-01 representaron el 68% del costo total del fluido de perforación para el pozo, producto de los problemas operacionales que se presentaron durante esta fase, lo cual ameritó cambiar el sistema de fluido.

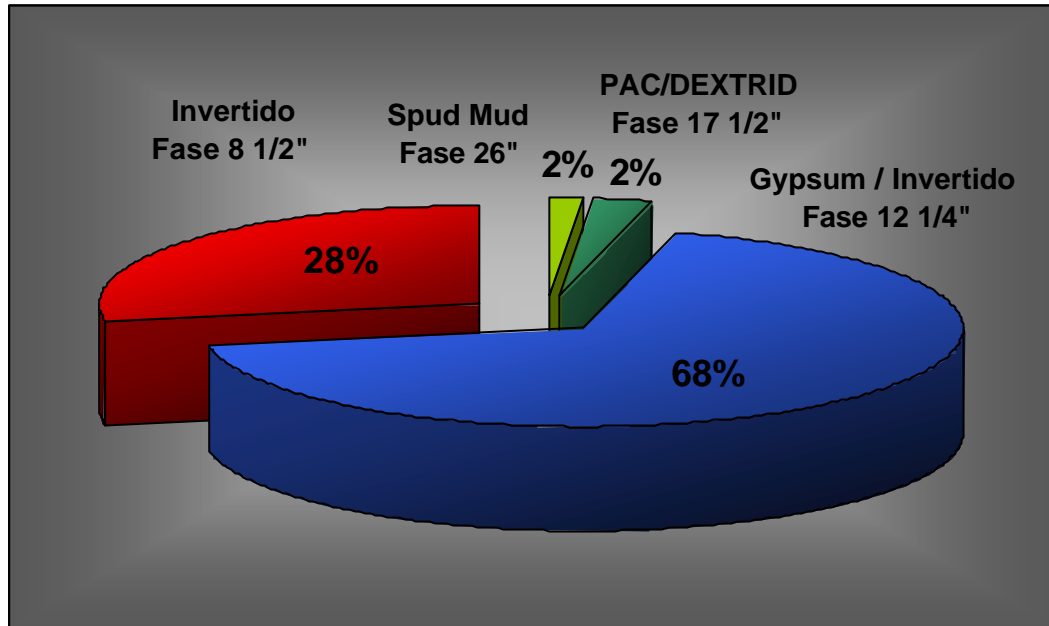


Figura 4.21.- Distribución del Costo Total del Fluido por Fase Perforada del Pozo P1-01.

Al evaluar el impacto del fluido Invertido utilizado en las fases 12 ¼ " y 8 ½" del pozo P2-02 sobre el costo total del lodo, se puede notar gran paridad en los porcentajes de las fases 12 ¼" y 8 ½", las mismas no representaron alteraciones considerables sobre el costo total planificado inicialmente. En la figura 4.22 se muestra la distribución del costo total del fluido por fase perforada.

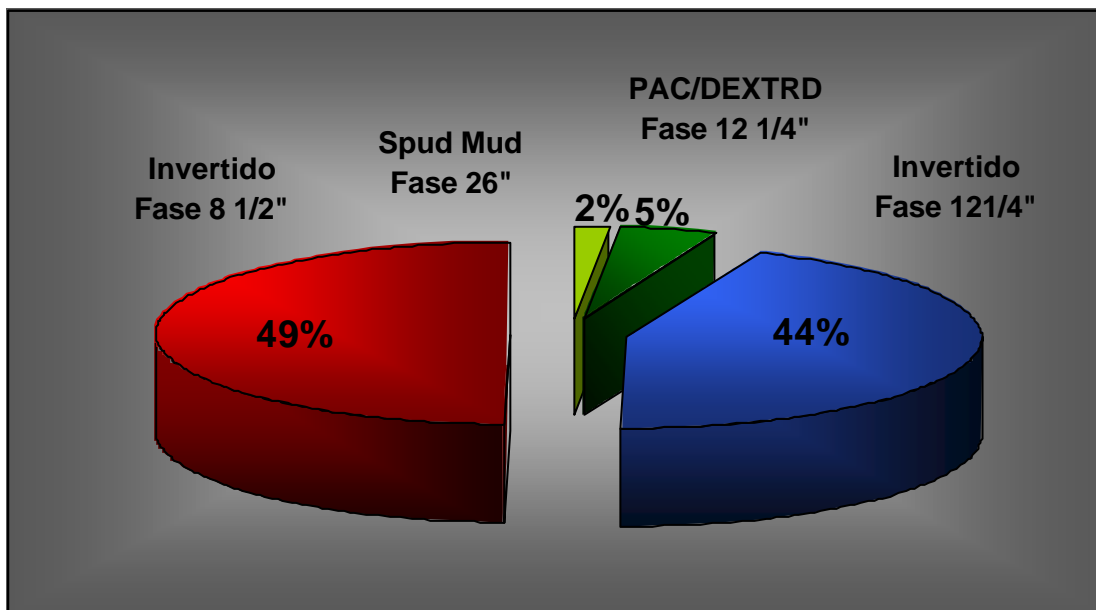


Figura 4.22.- Distribución del Costo Total del Fluido por Fase Perforada del Pozo P2-02.

En la figura 4.23 se representan los costos totales del fluido de perforación para los pozos P1-01 y P2-02, representados en una escala que varía entre \$ 1-100, dicha escala fue utilizada para evitar revelar el precio real del fluido, cumpliendo de esta forma con las políticas de competencia comercial de la empresa BAROID; destacando la disminución en el costo total cercana al 57 % entre los pozos P1-01 y P2-02. Dicha diferencia fue motivada a la reutilización del 30 % aproximadamente del fluido Invertido del pozo P1-01 en el pozo P2-02, reduciendo los costos relacionados a la compra de aceite Vassa LP-90 y otros aditivos requeridos para preparar el fluido. Otro factor importante que influyó en la diferencia entre los costos totales fue el cambio de sistema Gypsum a Invertido, motivado a los problemas operacionales presentados en la fase 12 ¼" del pozo P1-01, lo cual repercutió considerablemente en el costo final del lodo para este pozo.

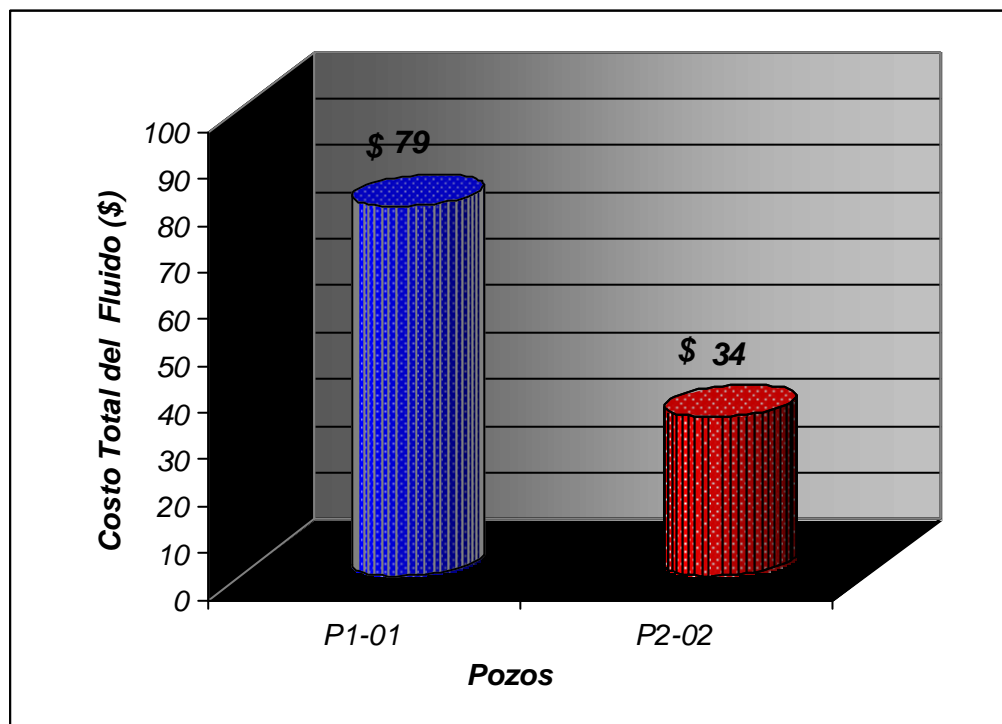


Figura 4.23.- Costo Total del Fluido de Perforación para los Pozos P1-01 y P2-02.

A pesar que el costo por barril de fluido Invertido es superior al fluido Gypsum, es factible económicamente la aplicación del sistema Invertido en el campo Yucal-Placer, ya el lodo puede ser reutilizado en los próximos pozos, disminuyendo considerablemente los costos totales. Además, el fluido

Invertido presentó un óptimo desempeño en los pozos P1-01 y P2-02, disminuyendo considerablemente los problemas operacionales que aumentan los días de alquiler del taladro.

4.3.2.- Problemas Operacionales.

Durante la perforación de la fase 12 ¼" del pozo P1-01 se presentaron problemas operacionales relacionados con el sistema base agua tratado con Yeso (Gypsum), entre los cuales destacan arrastres y apoyos de tubería, además de inestabilidad del hoyo, por lo tanto se tuvo que efectuar una operación de desvío "Side Track". Posteriormente se cambió al sistema Invertido, el cual permitió terminar de perforar la fase sin problema operacionales significativos. Como se puede observar en la figura 4.24 los problemas operacionales causados por el fluido Gypsum, aumentaron considerablemente el tiempo que se tenía estimado finalizar la fase 12 ¼" del pozo P1-01, significando una diferencia entre el tiempo estimado y el real para esta fase de 17 días. El lodo Invertido mostró un funcionamiento adecuado en la fase 8 ½", cumpliendo con el programa establecido, minimizando los problemas operacionales relacionados con el fluido de perforación.

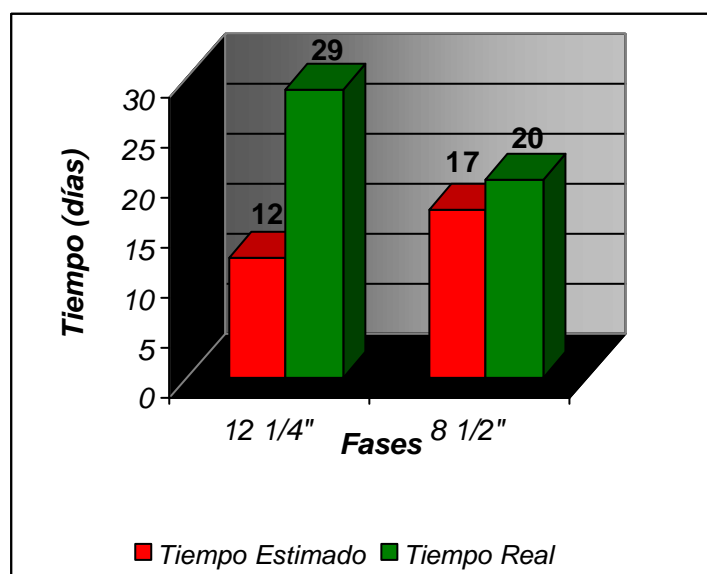


Figura 4.24.- Comparación entre el Tiempo Estimado y el Tiempo Real por Fase Perfora del Pozo P1-01¹.

El sistema emulsión inversa presentó las propiedades físicas y químicas adecuadas, que permitieron reducir al mínimo los retrasos en las operaciones en las fases 12 ¼" y 8 ½" del pozo P2-02. En la figura 4.25 se puede observar la paridad entre el tiempo estimado y el real correspondientes para estas fases.

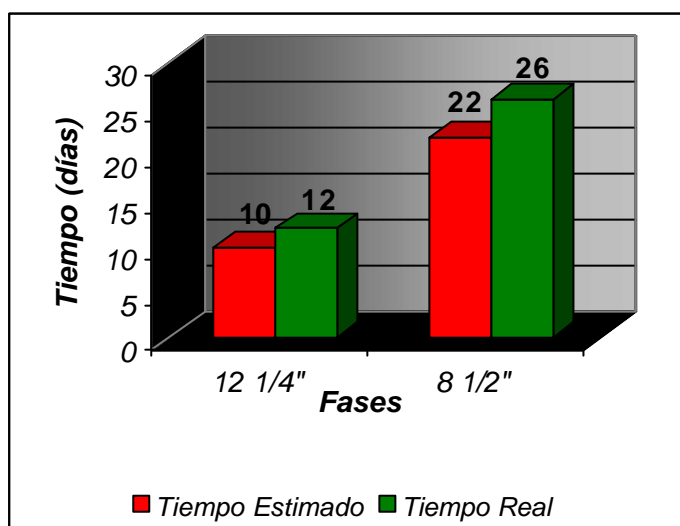


Figura 4.25.- Comparación entre el Tiempo Estimado y Tiempo Real por Fase Perfora del Pozo P2-02¹.

4.3.3.- Tasa de Penetración.

El sistema base aceite emulsión inversa permitió perforar las fases 12 ¼" y 8 1/2" de los pozos P1-01 y P2-02 con una tasa de penetración idónea, de acuerdo a la litología presente en el campo Yucal-Placer. La fase 12 ¼" del pozo P1-01 se perforó inicialmente con el lodo Gypsum hasta 5600 pies con una ROP efectiva de 144 pies/hr, posteriormente se cambió al sistema Invertido, que permitió perforar el intervalo comprendido entre 2532-6881 pies con una ROP efectiva de 72 pies/hr.

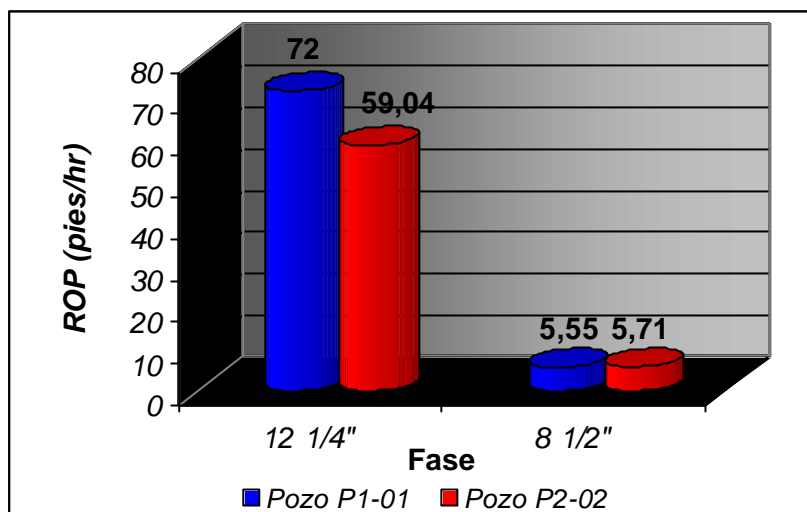


Figura 4.26.- Tasa de Penetración por Fase Perforada con el Fluido Invertido en los Pozos P1-01 y P2-02.

Asimismo, la fase 8 ½ “ finalizó en 20 días con una tasa de penetración efectiva de 5,55 pies/hr, lo cual representa un incremento de 3 días con respecto al plan original. Los valores de las ROP efectivas obtenidos con el sistema Invertido en los pozos P1-01 y P2-02 se puede observar en la figura 4.26.

Las tasas de penetración obtenidas con el fluido Invertido durante la perforación del pozo P2-02, específicamente en las fases 12 ¼ “ y 8 ½” fueron 59,04 pies/hr y 5,71 pies/hr respectivamente; los mismos influyeron notablemente en la mínima diferencia alcanzada entre las curvas de progreso estima y real para estas fases.

La perforación de la fase 8 ½” en ambos pozos se realizó con bajas tasas de penetración (5,55-5,71 pies /hr), ya que la litología presente en este intervalo se caracterizó por intercalaciones de lutitas-limolitas-areniscas bien consolidadas, las cuales afectaron significativamente en la tasa de penetración en dichos intervalos.

4.3.4.- Desempeño del Fluido.

El sistema base aceite emulsión inversa (Invertido) exhibió un funcionamiento adecuado durante las perforaciones de las fases 12 ¼” y 8 ½ ” de los pozos

P1-01 y P2-02. Las propiedades físicas y químicas presentadas por el fluido Invertido permitieron obtener un comportamiento reológico idóneo, que facilitó la limpieza del hoyo, la suspensión de sólidos en el fluido bajo condiciones estáticas, además, los valores de cedencia, viscosidad plástica y densidad ayudaron a obtener una velocidad de penetración óptima.

El control del filtrado mostrado por el lodo Invertido en los pozos P1-01 y P2-02 indicó la capacidad de este sistema en regular la velocidad de filtrado hacia la formación ante temperaturas cercanas a 300 °F. A pesar de la continua evaporación del fluido causado por las altas temperaturas existentes en el campo Yucal-Placer, el sistema pudo conservar la emulsión estable; debido a la constante dilución de aceite Vassa LP-90 al fluido, además de un tratamiento oportuno con emulsificantes y controladores reológicos.

El fluido Invertido contribuyó significativamente a minimizar los problemas de arrastres, torsión, apoyos de tubería y los derrumbes e inestabilidad del hoyo. La capacidad del lodo para combatir la contaminación con H₂S y CO₂ no fue alterada a lo largo de las perforaciones, debido a que se mantuvo los niveles del exceso Cal cercano a 5 lb/bbl, sin causar alteraciones considerables en la alcalinidad.

5.- CONCLUSIONES.

- ✓ Al comparar el desempeño de los sistemas Invertidos y Gypsum, destaca el hecho que el sistema Invertido logró reducir los problemas operacionales relacionados con arrastres, apoyos e inestabilidad del hoyo; los cuales fueron frecuentes cuando se empleó en sistema Gypsum. Contribuyendo de esta forma al normal desarrollo de las operaciones de campo.
- ✓ A pesar que el envejecimiento dinámico ocasionó disminuciones en las propiedades reológicas del fluido Invertido, los valores de fluencia y esfuerzo de gel fueron óptimos para este tipo de sistema base aceite, garantizando la aplicabilidad del lodo bajo condiciones similares a las establecidas en el rolado.
- ✓ La aplicación de la más reciente tecnología al principal fluido de perforación utilizado actualmente en el campo Yuca+Placer, permitió comprobar que el sistema base aceite emulsión inversa (Invertido) exhibió las propiedades físicas y químicas idóneas que le facilitaron cumplir con las exigencias de las perforaciones de las fases 12 ¼" y 8 ½".
- ✓ El óptimo comportamiento de los emulsificantes *INVERMUL NT* y *EZ-MUL NT*, bajo condiciones de rolado y la sinergia de los mismos con los otros aditivos, contribuyó notablemente a la humectación en la fase continua, proporcionando una emulsión estable al sistema.
- ✓ El análisis de distribución del tamaño de partículas realizado a las muestras de fluido Invertido permitió establecer rangos de dimensiones para los sólidos presentes en el lodo. Dicha distribución contribuyó notablemente en el control del filtrado a condiciones estáticas y dinámicas, además de reducir la deposición de partículas hacia la formación. A pesar de no utilizar en la formulación del fluido material sellante.

- ✓ Las pérdidas de filtrado bajo condiciones estáticas y dinámicas exhibidas por el fluido invertido, ratifican la eficiencia de este sistema para regular los volúmenes de filtrados ante condiciones de alta presión y alta temperatura.
- ✓ De acuerdo a los resultados determinados en el ensayo de Fann 70, se apreció una reducción progresiva de la mayoría de las propiedades reológicas del fluido Invertido, a medida que fue incrementada la temperatura.
- ✓ La densidades utilizadas para el fluido Invertido durante la perforación de las fase 12 ¼" y 8 ½" permitieron, mediante un buen control, lograr el éxito de las perforaciones.
- ✓ La alcalinidad del sistema Invertido se mantuvo entre 1,6-4,5 ml tanto antes como después del rolado, preservando de esta manera la capacidad de protección del fluido contra la corrosión prevista por la contaminación del sistema con Sulfuro de Hidrógeno (H₂S) y Dióxido de Carbono (CO₂).
- ✓ Los problemas presentados con mayor frecuencia por el fluido Invertido durante las perforación de los pozos P1-01 y P2-02, fueron la tendencia a incrementar las propiedades reológicas y la continua evaporación de la fase continua del lodo, producto a las altas temperaturas del campo.
- ✓ El costo por barril del fluido Invertido fue \$ 70,36, representando una diferencia de \$ 10,32 superior al fluido Gypsum, la cual se justifica en virtud del desempeño mostrado por el sistema base aceite en el campo Yucal-Placer.

6- RECOMENDACIONES.

- ✓ Aplicar el sistema base aceite emulsión inversa (Invertido) en las futuras perforaciones de los intervalos descritos por las fases 12 ¼" y 8 ½" del campo Yuca-Placer; a pesar que el costo por barril es superior al sistema Gypsum, se justifica su aplicación, ya que se logró reducir los problemas operacionales.
- ✓ Evaluar de forma constante las principales propiedades físicas y químicas del fluido de perforación, tanto a nivel de campo como en el laboratorio; de esta forma poder aplicar el tratamiento necesario según sea el caso.
- ✓ Incluir en la formulación del sistema Invertido material sellante, con la finalidad de reducir la invasión de partículas al interior de los poros de la formación.
- ✓ Llevar a cabo un constante análisis de distribución del tamaño de partículas, filtrado dinámico (Fann 90) y propiedades reológicas a APAT (Fann 70).
- ✓ Establecer un control adecuado de la densidad del fluido durante la perforación de las Formaciones Chaguaramas y Roblecito.
- ✓ Evaluar las propiedades del fluido ante agentes considerados contaminantes para un sistema de emulsión inversa, tales como: Sulfuro de Hidrógeno, Dióxido de Carbono, aguas y sólidos de la formación.
- ✓ Diluir continuamente aceite Vassa LP-90 al fluido Invertido durante la operaciones de campo, para compensar las perdidas por evaporación de la fase continua del fluido y reducir la concentración de sólidos en el sistema.

7.- REFERENCIAS

1. PDVSA CIED. **“Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación”**. Febrero 1997.
2. ECONOMIDES, M. (1994). **“Petroleum Production Systems”**. Prentice Hall. New York.
3. PRIETO, O. Ali. (1983). **“Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación”**. Maracaibo.
4. SALAS, R. (2000) **“Fluidos de Perforación”**. Fondo Editorial UDO-Anzoátegui. Barcelona.
5. BAROID DRILLING FLUIDS. (2001). **“FLUIDS HANDBOOK & PRODUCT DATA SHEETS”**. Houston, Texas.
6. IMCO SERVICES. (1985). **“TECNOLOGÍA APLICADA DE LODOS”**. Houston, Texas.
7. GEOHIDRA CONSULTORES C.A. **“Auditoria Ambiental del Campo Yuca-Placer”**. Noviembre 2001.
8. GONZÁLEZ, C., ITURRALDE, J.M y PICARD, X. (1980). **“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”**. Ediciones Foninves. Tomo I y II. Caracas.
9. PATTERSON, J.M Y WILSON J.G (1953) **“Oil field of Mercedes region”** Venezuela. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull.
10. YPERGAS. S.A. **“YUCAL PLACER EPS”**. Mayo 2002.

11. Fann. (2001).**"FANN INSTRUMENT COMPANY CATALOG"**. Houston, Texas.
12. Malvern Instruments. (1997).**"MASTERSIZER BASIC"**. Londres.
13. Americas Petroleum Institute. (1998). **"RECOMMENDED PRACTICE STANDARD PROCEDURE FOR TESTING OIL-BASSED DRILING FLUIDS RP 13B-2"**. Third Edition.
14. Americas Petroleum Institute. (1997). **"RECOMMENDED PRACTICE STANDARD PROCEDURE FOR TESTING Water-BASSED DRILING FLUIDS RP 13B-1"**. Second Edition.
15. Baroid Drilling Fluids. (2003). **"WELL RECAP P1-01"**. Maturín.
16. Baroid Drilling Fluids.(2003). **"WELL RECAP P2-02"**. Maturín.

8.- NOMENCLATURA Y SIMBOLOS

" : pulgadas

' : pies

µm: Micrón, es la millonésima parte de un metro, o la milésima parte de un milímetro.

% Agua: Porcentaje de Agua en la Retorta.

% Sólidos: Porcentaje de Sólidos en la Retorta.

% Aceite: Porcentaje de Aceite en la Retorta.

API: "American Petroleum Institute".

ATAP: Alta presión / Alta Temperatura.

bbl: Barril.

cc: Centímetro cúbico

cP: Centipoises.

gal: galones.

hr: horas.

L: Litros.

lb: Libras.

lb/bbl: Libras por barril.

lb/gal: Libras por galón.

LGS: Sólidos de baja gravedad.

lb/100pies²: Libra por cien pies cuadrado.

lb/ pulg²: libras por pulgada cuadrada

MBT: Determina la capacidad de intercambios de cationes totales de los sólidos de perforación y es un indicativo de la concentraciones de arcillas reactivas

MD: "Measure Depth", profundidad medida (pies)

MEM: Ministerio de Energía y Minas.

Mesh: Es el número de aberturas por pulgada lineal medidas desde el centro del alambre.

Mf: Son los cc de ácido sulfúrico N/50 que se requieren, por cc de filtrado, para llevar el pH del lodo a 4,3.

min: minutos.

ml: mililitros.

PC: Punto Cedente.

Pf: Son los cc de ácido sulfúrico N/50 que se requieren, por cc de filtrado, para llevar el pH del lodo a 8.3.

pH: Abreviatura del potencial ion hidrógeno.

Pm: Es la alcalinidad del lodo determinada con la fenolftaleína y reportada como el número de ml de ácido sulfúrico N/50 requeridos por ml de lodo.

ppm: Partes por millón.

ROP: “ Rate of Penetración” (Tasa de Penetración).

R(O/W): Relación Aceite/ Agua.

rpm: Revoluciones por minuto.

s: segundos.

VP: Viscosidad Aparente.

VP: Viscosidad Plástica.

9.- GLOSARIO DE TÉRMINOS.^[4,5,6]

A

- **Ácido:** Cualquier compuesto químico que contiene hidrógeno reemplazable por elementos o radicales positivos para formar sales. En términos de la teoría de disociación, se trata de compuestos que, al disociarse en solución, producen un exceso de iones hidrógeno.
- **Ácido Graso:** Son los que se agrupan en los ácidos monocarboxílicos de cadena larga, presente en los organismos vivos, generalmente esterificados y que estructuralmente, pueden ser saturados o insaturados, generalmente lineales con un número de carbono entre 12 y 14.
- **Aditivo para lodos:** Cualquier material que se añade a un lodo para lograr un propósito determinado.
- **Agente Humectante:** Sustancia o mezcla de sustancias que, cuando se añade a un líquido, aumenta su diseminación sobre la superficie de un sólido o facilita la penetración de un líquido en un material.
- **Alcalinidad:** Poder de combinación de una base medido por el número máximo de equivalentes de un ácido con los que puede combinarse para formar una sal.
- **Arcilla:** Se trata de comúnmente de un silicato de aluminio hidratado, formado por la descomposición del feldespato y otros silicatos de aluminio.

B

- **Barril:** Unidad volumétrica de medida empleada en la industria petrolera, equivalente a 42 gal.
- **Barril Equivalente:** Unidad de laboratorio empleada para la evaluación o pruebas de fluidos de perforación. Un barril de laboratorio equivale a 350 cc.
- **Base:** Compuesto de un metal o de un grupo de metalesímil con hidrógeno y oxígeno en la porción requerida para formar un radical OH, que se ioniza en soluciones acuosas produciendo un exceso de iones oxidrilo. Las bases se forman cuando los óxidos metálicos reaccionan con el agua. Las bases elevan el pH.

C

- **Cal:** Forma comercial del hidróxido de calcio.
- **Caudal:** Velocidad de flujo, en volumen, en campo se expresa habitualmente en galones o barriles por minuto.
- **Centipoise (cP):** Unidad de viscosidad igual a 0,01 poise. Un poise es igual a un gramo entre metro por segundo (g/m.s) y un centipoise es un gramo entre centímetro por segundo (g/cm.s).
- **Centrifuga:** El uso de la centrifuga causa la eliminación de sólidos coloidales y algunos aditivos del lodo beneficiosos (sólidos), tales como la bentonita y los lignitos, por lo que es de suma importancia tener en cuenta esta pérdida de las propiedades del lodo, para así no tener problemas de perforación. Entonces, al utilizar la centrifuga, se procede a aumentar el tratamiento con bentonita y otros aditivos para mantener en buen estado las propiedades del lodo de perforación. También será necesario la

dilución y otros tipos de tratamientos, ya que el sistema de control de sólidos no es 100% eficiente, pero estos tratamientos serán en menor proporción si es utilizada la centrífuga

- **Coloide:** Es toda partícula cuyo tamaño es menor a 2 micrones. Estado de subdivisión de la materia que consiste en grandes moléculas individuales o en agregados de la molécula más pequeña, dispersadas en tal grado que las fuerzas de superficie se convierten en un factor importante para determinar sus propiedades.
- **Contenido de Sólido:** Cantidad total de sólidos en un fluido de perforación, incluye tanto los sólidos disueltos como los suspendidos no disueltos. Se expresa habitualmente como por ciento en volumen y menos frecuentemente como por ciento en peso. El contenido en sólidos suspendidos puede ser una combinación de sólidos de alto y bajo peso específico, así como de sólidos nativos del pozo y comerciales.
- **Conductividad:** Medida de la cantidad de electricidad transferida a través de la unidad de superficie por la unidad de gradiente potencial y por unidad de tiempo. Es la recíproca de la resistividad o resistencia. Para fines de perfilaje pueden añadirse electrolitos al lodo para aumentar su conductividad.
- **Contaminación:** Presencia en un lodo de cualquier sustancia extraña que puede tender a producir efectos nocivos en sus propiedades.
- **Corrosión:** Reacción química adversa sobre un metal o la destrucción progresiva del mismo por el aire, la humedad o sustancias químicas. Generalmente se forma un óxido.
- **Cualidades Filtrantes:** Características de filtrado de un lodo de perforación. Generalmente estas características son inversas al espesor

de revoque depositado sobre un medio poroso y a la cantidad de filtrado que dicho medio absorbe o deja pasar.

D

- **Densidad:** Es la relación existente entre la masa y el volumen de una sustancia; o entre la masa de un volumen igual de otra sustancia tomada como patrón. También se define como la masa del fluido contenida en una unidad de volumen.
- **Densidad Equivalente de Circulación:** Para un fluido circulante, la densidad equivalente de circulación, en libras por galón (lb/gal), es igual a la columna hidrostática (lb/pulg²) más la pérdida total de presión en el anular (lb/pulg²), dividida por la profundidad (pies) y por 0,052.
- **Derrumbamiento:** El colapso completo o parcial de las paredes de un pozo como resultado de presiones internas, debidas primariamente al hinchamiento por hidratación o por presiones de gas en la formación.
- **Difusión:** Propagación, dispersión o mezcla de un material (gas, líquido o sólido) en otro.
- **Diluyente:** Líquido que se añade para diluir o reducir la viscosidad de una solución.
- **Dispersante:** Toda sustancia química que promueve la dispersión de la fase dispersa.
- **Dispersión de Agregados:** Subdivisión de agregados. La dispersión aumenta la superficie específica de cada partícula; por lo tanto da por resultado un aumento de la viscosidad y de la resistencia del gel.

E

- **Embudo de Marsh:** Instrumento que se emplea para determinar la viscosidad. El embudo de Marsh es un recipiente con un orificio fijo en el fondo, de modo que, cuando se llena con un (1) cuarto de galón (946 ml) fluirá hacia afuera en 26 +/- 0,5 segundos.
- **Emulsificante o Agente Emulsionante:** Sustancia usada para producir una emulsión de dos líquidos que no se mezclan espontáneamente.
- **Emulsión:** Mezcla líquida heterogénea básicamente permanente, de dos líquidos que normalmente no se disuelven el uno en el otro, pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, uno en el otro, por agitación mecánica o, más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias conocidas como emulsionantes. Las emulsiones pueden ser mecánicas, químicas, o una combinación de las dos.
- **Equivalente Libra:** Unidad de laboratorio usada en pruebas piloto. Un gramo o libra equivalente, cuando se añade a 350 ml de fluido, corresponde a 1 lb/bbl.

F

- **Fase Dispersante:** Fase constituida por las partículas separadas entre sí (sólidas, líquidas o gaseosas en una suspensión). Estas partículas están finamente divididas y están completamente rodeadas por la fase continua.
- **Fase Continua:** Fase fluida que rodea completamente a la fase dispersa, que puede constituir en coloides, aceite, agua, etc.
- **Filtrado:** Es la medición de la cantidad relativa de fluido perdido (filtrado) a través de formaciones permeables cuando se somete el lodo a una diferencia de presión.

- **Fluido:** Sustancia incapaz de resistir un esfuerzo cortante, por más ligero que sea, sin que se deforme o fluya.
- **Fluido de Emulsión Inversa:** Una emulsión inversa es una emulsión del tipo agua en aceite en la que el agua, dulce o salada, es la fase dispersa, mientras que la fase continua es aceite. El agua aumenta la viscosidad y el aceite la reduce.
- **Floculados:** Asociación de partículas sin gran cohesión, en grupos ligeramente ligados; asociación no-paralela de plaquetas de arcilla. En suspensiones concentradas, tal como es el caso de los lodos. La floculación da por resultado la gelificación o gelación. En algunos lodos, la floculación puede ser seguida por precipitación irreversible de los coloides y de algunas otras sustancias como son los lechos rojos.

G

- **Gel:** Estado de una suspensión coloidal en el cual las tensiones de corte por debajo de cierto valor finito son incapaces de producir deformación permanente. La tensión de corte mínima capaz de producir deformación permanente se conoce como la resistencia de gel en cuestión; también como la resistencia al corte.
- **Gel Plano:** Condición caracterizada porque la resistencia del gel de 10 min es igual a la resistencia inicial del gel.

I

- **Indicador:** Sustancia que se emplea en la titulación ácido-base; cuando están en solución, cambian de color o se hacen incoloras cuando la concentración de iones hidrógeno alcanza un valor determinado.

L

- **Leonardita:** Lignito oxidado que se encuentra en la naturaleza.
- **Lignosulfonato:** Aditivo orgánico para lodos, derivados de subproductos del proceso de manufactura del papel sulfito en el que se emplean maderas de coníferas. Algunas de las sales comunes (como las de Ferrocromo, Cromo, Calcio y Sodio) se usan como dispersantes universales, mientras que otros se emplean selectivamente para sistemas tratados con Calcio. En grandes cantidades, las sales de Ferrocromo y de Cromo se usan para el control de las pérdidas de filtrado y para inhibidor de las lutitas.
- **Limpiador de lodo:** El limpiador de lodo es un dispositivo de separación de sólidos que reúne un desarcillador y un dispositivo cribador. El limpiador de lodo remueve los sólidos por medio de un proceso de dos etapas. Primero, el fluido de perforación es procesado por el desarcillador. Segundo, la descarga del desarcillador es procesada por una zaranda de alta energía y de malla fina. Este método de remoción de sólidos es recomendado para lodos que contengan considerables cantidades de materiales densificantes o que tengan
 - costosas fases de fluidos.
- **Lodo:** Fluido de perforación base agua o base aceite.
- **Lutita:** Arcilla de origen rocoso, finamente granulada, con clivaje tipo pizarra, que a veces contiene una sustancia orgánica parecida al petróleo.

M

- **Material Densificante:** Cualquiera de los materiales de elevado peso específico que se utilizan para aumentar la densidad de los fluidos de perforación.
- **MBT (Ensayo de Azul de Metileno):** Determina la capacidad de intercambios de cationes totales de los sólido de perforación, y es un indicativo de la concentraciones de arcillas reactivas (bentonita y ripios de perforación), equivalente en un fluido de perforación base agua o terminación/repaparación. Se expresa en lb/bbl.
- **Micrón:** Unidad de longitud igual a la millonésima parte de un metro, o la milésima parte de un milímetro.
- **Muy Gelificado:** En la jerga petrolera esta expresión se refiere habitualmente a cualquier fluido con elevada resistencia de gel y/o propiedades de marcada viscosidad. A menudo se trata como severa floculación.

P

- **Permeabilidad:** Es la propiedad de la roca que mide la facilidad para transmitir fluidos, bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de la permeabilidad es el Darcy.
- **Polímero:** Sustancia formada por la unión de dos o más moléculas de la misma clase, ligadas por sus extremos para formar otro compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción que la sustancia original, pero con un peso molecular más elevado y con diferentes propiedades físicas y químicas.

- **Porosidad:** Cantidad de espacio vacío en una roca de formación, que usualmente se expresa como el porcentaje de espacio vacío por volumen total. La porosidad absoluta se refiere al total de espacio porales en una roca, sin tener en cuenta si ese espacio es accesible a la penetración por fluidos. La porosidad efectiva se refiere a la cantidad de espacio porales conectados entre sí, es decir, el espacio accesible a la penetración por fluidos.

R

- **Reología:** Ciencia que se ocupa de la deformación y flujo de fluidos (estado dinámico de un fluido en movimiento).
- **Revoque:** Capa delgada, consistente e impermeable formada por material sólido depositado sobre las paredes del pozo, como resultado de la filtración de la parte fluida del lodo hacia la formación.
- **Resistencia de Gel de 10 Minutos:** Corresponde con la capacidad o medida de la capacidad de un coloide para formar geles. La resistencia de un gel es una unidad de presión que usualmente se describe en términos de $\text{lb}/100 \text{pies}^2$. es una medida de las mismas fuerzas entre las partículas de un fluido que las que determinan el punto de cedencia, excepto que la resistencia de gel se mide en condiciones estáticas, mientras que el punto de cedencia se mide en condiciones dinámicas. Las mediciones comunes de resistencia de un gel son la del gel inicial y la de gel de 10 minutos.
- **Resistencia Inicial de Gel:** Resistencia inicial de gel de un fluido, medida como la lectura máxima (deflección) tomada en un viscosímetro de lectura directa después que el fluido ha estado en reposo durante 10 segundos. La lectura es reportada en $\text{lb}/100\text{pies}^2$.
- **Resistividad:** Resistencia eléctrica ofrecida al paso de una corriente, expresada en ohmio-metros. Es la reciproca de la conductividad.

- **Retorta:** Instrumento empleado para destilar el aceite, agua y otros materiales volátiles en una muestra de lodo, para determinar el aceite, el agua y los sólidos totales que contiene dicho lodo en volumen por ciento.

§

- **Segundos API:** Unida de viscosidad medida de acuerdo con el procedimiento API en el embudo de Marsh.
- **Surfactante:** Material que tiende a concentrarse en la interfase de dos medios. Se emplea en los lodos de perforación para controlar el grado de emulsificación, agregado, la dispersión, la tensión en la interfase, la espuma, la humectación, etc.
- **Sinergismo:** Término que describe el efecto que se obtiene cuando dos o más productos se usan simultáneamente para obtener un resultado seguro. Es un fenómeno debido no a la acción individual de cada producto, sino a una multiplicación del efecto por interacción de dos o más productos de circulación.

T

- **Tixotropía:** Capacidad de un fluido para desarrollar resistencia de gel con el tiempo. Propiedad de un fluido que hace que adquiera una estructura de gel rígido o semi-rígido si se deja en reposo, pero que se convierte nuevamente en fluido por agitación mecánica. Este cambio es reversible.
- **Torsión:** Medida de la fuerza o esfuerzo aplicado a un eje, que lo hace rotar.

V

- **Valor de Cedencia:** Comúnmente denominado punto de cedencia, es la resistencia al flujo inicial de un fluido; representa el esfuerzo o tensión requerido para iniciar el movimiento del fluido. Esta resistencia es debido a cargas eléctricas localizadas sobre la superficie de las partículas en suspensión, o cerca de ella. El valor del punto de cedencia y el de la tixotropía son medidas de las propiedades del mismo fluido bajo condiciones dinámicas y estáticas, respectivamente.
- **Viscosidad:** Es una medida de la resistencia que ofrece un fluido al movimiento relativo de sus moléculas. En los líquidos es casi independiente de la presión y depende sólo de la temperatura.

Z

- **Zaranda:** Equipo mecánico de remoción sólidos, contiene un o más tamices vibratorios que el lodo atraviesa a medida que circula fuera del pozo. Las zarandas se clasifican en circulares, elíptico o lineal.

APÉNDICE A

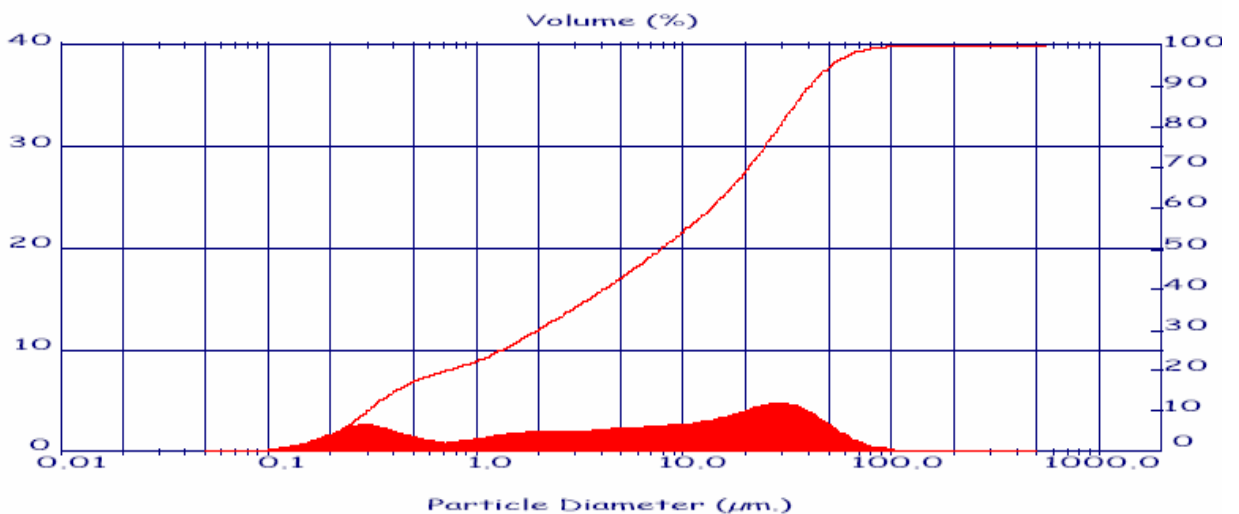
***Tablas de Resultados de las Pruebas de Distribución del
Tamaño de Partículas Realizadas a las Muestras de Fluido
Invertido del Pozo P1-01.***

**APÉNDICE A.1.- Resultados de la Distribución del Tamaño de Partículas
Realizado a la Muestra de Fluido Invertido a 2532 pies de Profundidad del
Pozo P1-01.**

Result: Histogram Table

Sampler: Internal		Measured Beam Obscuration: 19.2 %	
Presentation: 5PHD		Analysis: Polydisperse	
Modifications: None		Residual: 0.817 %	
Conc. = 0.0091 %Vol	Density = 4.200 g/cm ³	S.S.A. = 1.3124 m ² /g	
Distribution: Volume	D[4, 3] = 15.26 um	D[3, 2] = 1.09 um	
D(v, 0.1) = 0.30 um	D(v, 0.5) = 7.79 um	D(v, 0.9) = 40.43 um	
Span = 5.154E+00	Uniformity = 1.685E+00		

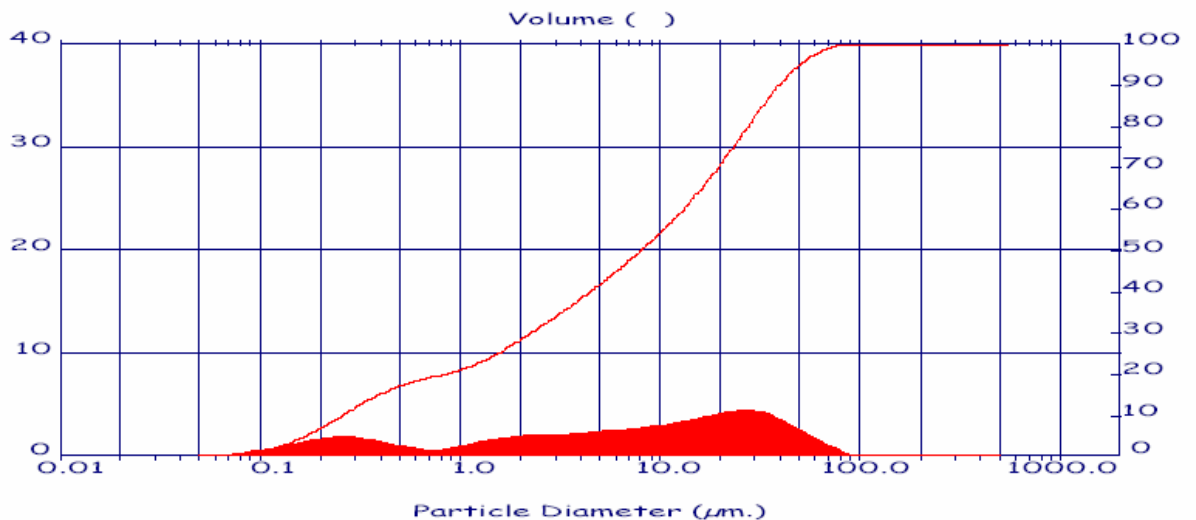
Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %
0.055	0.00	0.564	18.37	5.79	45.14	59.41	97.18
0.060	0.01	0.619	19.06	6.35	46.64	65.21	98.08
0.066	0.03	0.679	19.65	6.97	48.16	71.57	98.72
0.073	0.05	0.745	20.19	7.65	49.71	78.56	99.16
0.080	0.09	0.818	20.76	8.40	51.28	86.23	99.46
0.087	0.15	0.898	21.42	9.22	52.89	94.65	99.70
0.096	0.24	0.985	22.14	10.12	54.53	103.9	99.87
0.105	0.37	1.08	22.95	11.11	56.22	114.0	99.96
0.116	0.57	1.19	23.85	12.19	57.98	125.2	100.00
0.127	0.83	1.30	24.85	13.38	59.82	137.4	100.00
0.139	1.19	1.43	25.93	14.69	61.76	150.8	100.00
0.153	1.67	1.57	27.07	16.12	63.81	165.5	100.00
0.168	2.29	1.72	28.23	17.70	66.00	181.7	100.00
0.184	3.07	1.89	29.41	19.42	68.35	199.4	100.00
0.202	4.04	2.08	30.63	21.32	70.85	218.9	100.00
0.222	5.22	2.28	31.86	23.40	73.52	240.3	100.00
0.244	6.59	2.50	33.09	25.69	76.34	263.7	100.00
0.267	8.12	2.75	34.33	28.19	79.25	289.5	100.00
0.294	9.75	3.01	35.59	30.95	82.19	317.8	100.00
0.322	11.37	3.31	36.86	33.97	85.07	348.8	100.00
0.354	12.89	3.63	38.16	37.29	87.80	382.8	100.00
0.388	14.27	3.99	39.48	40.93	90.31	420.2	100.00
0.426	15.51	4.38	40.84	44.92	92.53	461.2	100.00
0.468	16.60	4.80	42.24	49.31	94.42	506.3	100.00
0.513	17.55	5.27	43.67	54.12	95.97	555.7	100.00



**APÉNDICE A.2.- Resultados de la Distribución del Tamaño de Partículas
Realizado a la Muestra de Fluido Invertido a 5600 pies de Profundidad del
Pozo P1-01.**

Result: Histogram Table

Sampler: Internal		Measured Beam Obscuration: 20.7 %					
Presentation: 5OHE		Analysis: Polydisperse			Residual: 1.886 %		
Modifications: None							
Conc. = 0.0117 %Vol		Density = 4.200 g/cm ³		S.S.A. = 2.5285 m ² /g			
Distribution: Volume		D[4, 3] = 14.80 um		D[3, 2] = 0.91 um			
D(v, 0.1) = 0.26 um		D(v, 0.5) = 8.01 um		D(v, 0.9) = 39.42 um			
Span = 4.889E+00		Uniformity = 1.560E+00					
Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %
0.055	0.05	0.564	18.01	5.79	44.23	59.41	97.36
0.060	0.12	0.619	18.58	6.35	45.83	65.21	98.34
0.066	0.24	0.679	19.06	6.97	47.47	71.57	99.08
0.073	0.40	0.745	19.45	7.65	49.15	78.56	99.63
0.080	0.62	0.818	19.86	8.40	50.89	86.23	99.97
0.087	0.89	0.898	20.38	9.22	52.67	94.65	100.00
0.096	1.24	0.985	20.97	10.12	54.52	103.9	100.00
0.105	1.65	1.08	21.65	11.11	56.43	114.0	100.00
0.116	2.15	1.19	22.43	12.19	58.42	125.2	100.00
0.127	2.74	1.30	23.31	13.38	60.50	137.4	100.00
0.139	3.42	1.43	24.29	14.69	62.67	150.8	100.00
0.153	4.19	1.57	25.36	16.12	64.94	165.5	100.00
0.168	5.07	1.72	26.49	17.70	67.32	181.7	100.00
0.184	6.03	1.89	27.67	19.42	69.80	199.4	100.00
0.202	7.09	2.08	28.90	21.32	72.40	218.9	100.00
0.222	8.22	2.28	30.17	23.40	75.10	240.3	100.00
0.244	9.40	2.50	31.47	25.69	77.86	263.7	100.00
0.267	10.60	2.75	32.79	28.19	80.66	289.5	100.00
0.294	11.80	3.01	34.12	30.95	83.42	317.8	100.00
0.322	12.94	3.31	35.47	33.97	86.09	348.8	100.00
0.354	14.01	3.63	36.85	37.29	88.60	382.8	100.00
0.388	14.99	3.99	38.25	40.93	90.89	420.2	100.00
0.426	15.88	4.38	39.69	44.92	92.90	461.2	100.00
0.468	16.69	4.80	41.17	49.31	94.64	506.3	100.00
0.513	17.39	5.27	42.68	54.12	96.12	555.7	100.00

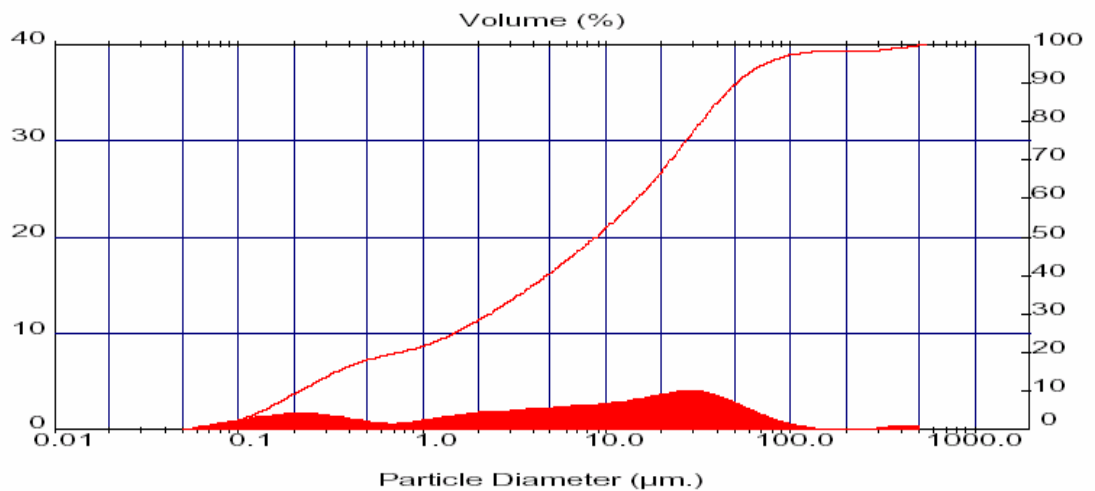


**APÉNDICE A.3.- Resultados de la Distribución del Tamaño de Partículas
Realizado a la Muestra de Fluido Invertido a 8342 pies de Profundidad del
Pozo P1-01.**

Result: Histogram Table

Sampler: Internal		Measured Beam Obscuration: 18.7 %	
Presentation: 5OHE		Analysis: Polydisperse	
Modifications: None		Residual: 0.804 %	
Conc. = 0.0108 %Vol		Density = 4.200 g/cm ³	
Distribution: Volume		S.S.A.= 2.9659 m ² /g	
D(v, 0.1) = 0.21 um		D[4, 3] = 23.97 um	
Span = 5.844E+00		D(v, 0.5) = 8.65 um	
		D(v, 0.9) = 50.78 um	
Uniformity = 2.495E+00			

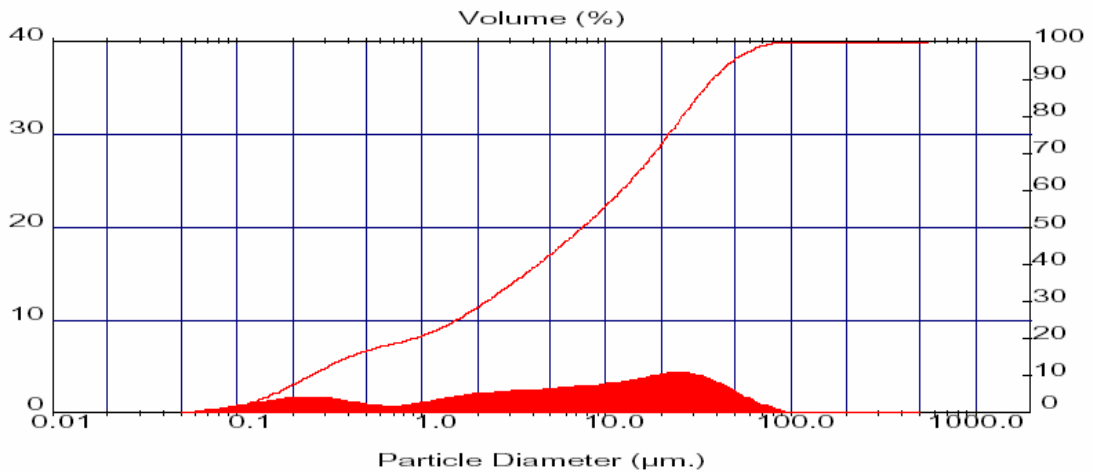
Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %
0.055	0.11	0.564	18.89	5.79	43.27	59.41	92.60
0.060	0.26	0.619	19.35	6.35	44.77	65.21	93.85
0.066	0.51	0.679	19.77	6.97	46.31	71.57	94.90
0.073	0.84	0.745	20.17	7.65	47.88	78.56	95.76
0.080	1.24	0.818	20.61	8.40	49.48	86.23	96.45
0.087	1.73	0.898	21.13	9.22	51.12	94.65	96.99
0.096	2.30	0.985	21.72	10.12	52.80	103.9	97.40
0.105	2.95	1.08	22.38	11.11	54.53	114.0	97.72
0.116	3.68	1.19	23.12	12.19	56.32	125.2	97.94
0.127	4.49	1.30	23.93	13.38	58.18	137.4	98.10
0.139	5.36	1.43	24.81	14.69	60.11	150.8	98.19
0.153	6.30	1.57	25.76	16.12	62.12	165.5	98.24
0.168	7.29	1.72	26.77	17.70	64.21	181.7	98.26
0.184	8.33	1.89	27.83	19.42	66.39	199.4	98.26
0.202	9.39	2.08	28.94	21.32	68.66	218.9	98.27
0.222	10.48	2.28	30.08	23.40	71.02	240.3	98.29
0.244	11.56	2.50	31.25	25.69	73.46	263.7	98.34
0.267	12.63	2.75	32.46	28.19	75.94	289.5	98.44
0.294	13.65	3.01	33.70	30.95	78.42	317.8	98.59
0.322	14.63	3.31	34.97	33.97	80.86	348.8	98.78
0.354	15.54	3.63	36.26	37.29	83.22	382.8	99.03
0.388	16.37	3.99	37.60	40.93	85.46	420.2	99.30
0.426	17.12	4.38	38.96	44.92	87.55	461.2	99.59
0.468	17.79	4.80	40.37	49.31	89.44	506.3	99.82
0.513	18.38	5.27	41.80	54.12	91.13	555.7	100.00



**APÉNDICE A.4.- Resultados de la Distribución del Tamaño de Partículas
Realizado a la Muestra de Fluido Invertido a 8674 pies de Profundidad del
Pozo P1-01.**

Result: Histogram Table

Sampler: Internal		Measured Beam Obscuration: 14.2 %					
Presentation: 5OHE		Analysis: Polydisperse		Residual: 0.667 %			
Modifications: None							
Conc. = 0.0076 %Vol		Density = 4.200 g/cm ³		S.S.A.= 2.5413 m ² /g			
Distribution: Volume		D[4, 3] = 14.22 um		D[3, 2] = 0.87 um			
D(v, 0.1) = 0.25 um		D(v, 0.5) = 7.41 um		D(v, 0.9) = 38.05 um			
Span = 5.102E+00		Uniformity = 1.622E+00					
Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %
0.055	0.07	0.564	17.56	5.79	45.43	59.41	97.47
0.060	0.17	0.619	18.07	6.35	47.12	65.21	98.32
0.066	0.33	0.679	18.53	6.97	48.85	71.57	98.95
0.073	0.55	0.745	18.97	7.65	50.61	78.56	99.44
0.080	0.83	0.818	19.47	8.40	52.41	86.23	99.78
0.087	1.18	0.898	20.06	9.22	54.26	94.65	99.92
0.096	1.60	0.985	20.72	10.12	56.16	103.9	100.00
0.105	2.09	1.08	21.46	11.11	58.12	114.0	100.00
0.116	2.67	1.19	22.29	12.19	60.15	125.2	100.00
0.127	3.32	1.30	23.22	13.38	62.26	137.4	100.00
0.139	4.06	1.43	24.23	14.69	64.47	150.8	100.00
0.153	4.87	1.57	25.33	16.12	66.76	165.5	100.00
0.168	5.75	1.72	26.49	17.70	69.16	181.7	100.00
0.184	6.71	1.89	27.71	19.42	71.65	199.4	100.00
0.202	7.72	2.08	28.99	21.32	74.24	218.9	100.00
0.222	8.78	2.28	30.31	23.40	76.88	240.3	100.00
0.244	9.86	2.50	31.68	25.69	79.55	263.7	100.00
0.267	10.95	2.75	33.07	28.19	82.20	289.5	100.00
0.294	12.01	3.01	34.50	30.95	84.77	317.8	100.00
0.322	13.03	3.31	35.97	33.97	87.23	348.8	100.00
0.354	13.98	3.63	37.46	37.29	89.53	382.8	100.00
0.388	14.86	3.99	38.99	40.93	91.61	420.2	100.00
0.426	15.65	4.38	40.55	44.92	93.46	461.2	100.00
0.468	16.37	4.80	42.14	49.31	95.05	506.3	100.00
0.513	17.00	5.27	43.77	54.12	96.39	555.7	100.00



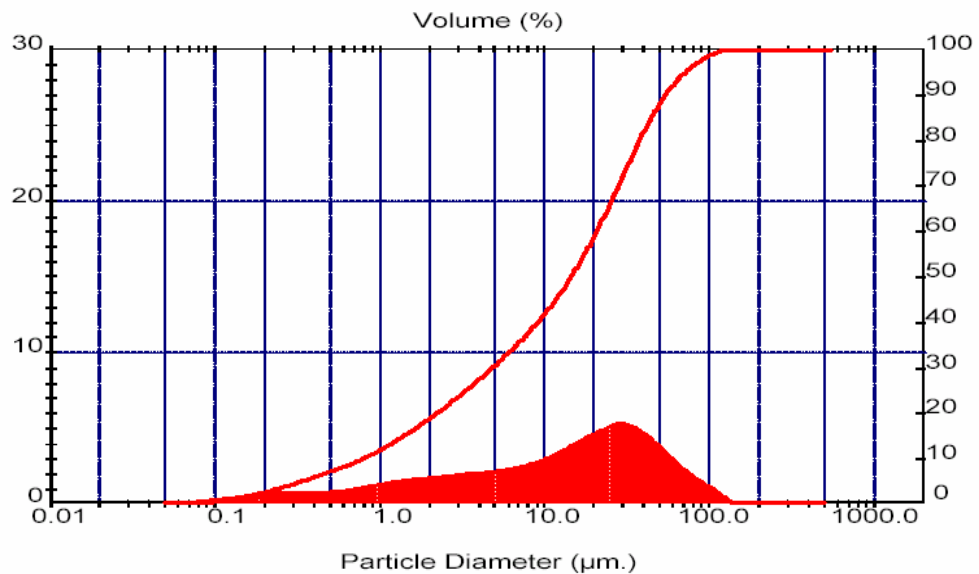
APÉNDICE B

***Tablas de Resultados de las Pruebas de Distribución del
Tamaño de Partículas Realizadas a las Muestras de Fluido
Invertido del Pozo P2-02.***

**APÉNDICE B.1.- Resultados de la Distribución del Tamaño de Partículas
Realizado a la Muestra de Fluido Invertido a 8335 pies de Profundidad del
Pozo P2-02.**

Result: Histogram Table

Sampler: Internal Presentation: 5OHE Modifications: None		Analysis: Polydisperse		Measured Beam Obscuration: 14.7 % Residual: 1.382 %			
Conc. = 0.0089 %Vol		Density = 4.200 g/cm ³		S.S.A. = 1.2016 m ² /g			
Distribution: Volume		D[4, 3] = 22.00 um		D[3, 2] = 1.78 um			
D(v, 0.1) = 0.79 um		D(v, 0.5) = 14.51 um		D(v, 0.9) = 54.38 um			
Span = 3.692E+00		Uniformity = 1.189E+00					
Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %
0.055	0.02	0.564	7.87	5.79	32.66	59.41	91.85
0.060	0.06	0.619	8.42	6.35	34.07	65.21	93.54
0.066	0.11	0.679	9.00	6.97	35.53	71.57	95.00
0.073	0.19	0.745	9.62	7.65	37.04	78.56	96.26
0.080	0.28	0.818	10.29	8.40	38.61	86.23	97.35
0.087	0.41	0.898	11.01	9.22	40.27	94.65	98.25
0.096	0.55	0.985	11.77	10.12	42.03	103.9	98.96
0.105	0.73	1.08	12.59	11.11	43.89	114.0	99.49
0.116	0.93	1.19	13.45	12.19	45.89	125.2	99.83
0.127	1.16	1.30	14.35	13.38	48.02	137.4	99.99
0.139	1.42	1.43	15.28	14.69	50.30	150.8	100.00
0.153	1.71	1.57	16.25	16.12	52.73	165.5	100.00
0.168	2.03	1.72	17.24	17.70	55.30	181.7	100.00
0.184	2.37	1.89	18.26	19.42	58.02	199.4	100.00
0.202	2.75	2.08	19.30	21.32	60.87	218.9	100.00
0.222	3.14	2.28	20.37	23.40	63.84	240.3	100.00
0.244	3.55	2.50	21.46	25.69	66.92	263.7	100.00
0.267	3.99	2.75	22.58	28.19	70.12	289.5	100.00
0.294	4.44	3.01	23.72	30.95	73.36	317.8	100.00
0.322	4.90	3.31	24.90	33.97	76.54	348.8	100.00
0.354	5.36	3.63	26.12	37.29	79.61	382.8	100.00
0.388	5.84	3.99	27.36	40.93	82.51	420.2	100.00
0.426	6.33	4.38	28.64	44.92	85.22	461.2	100.00
0.468	6.82	4.80	29.95	49.31	87.68	506.3	100.00
0.513	7.34	5.27	31.29	54.12	89.89	555.7	100.00

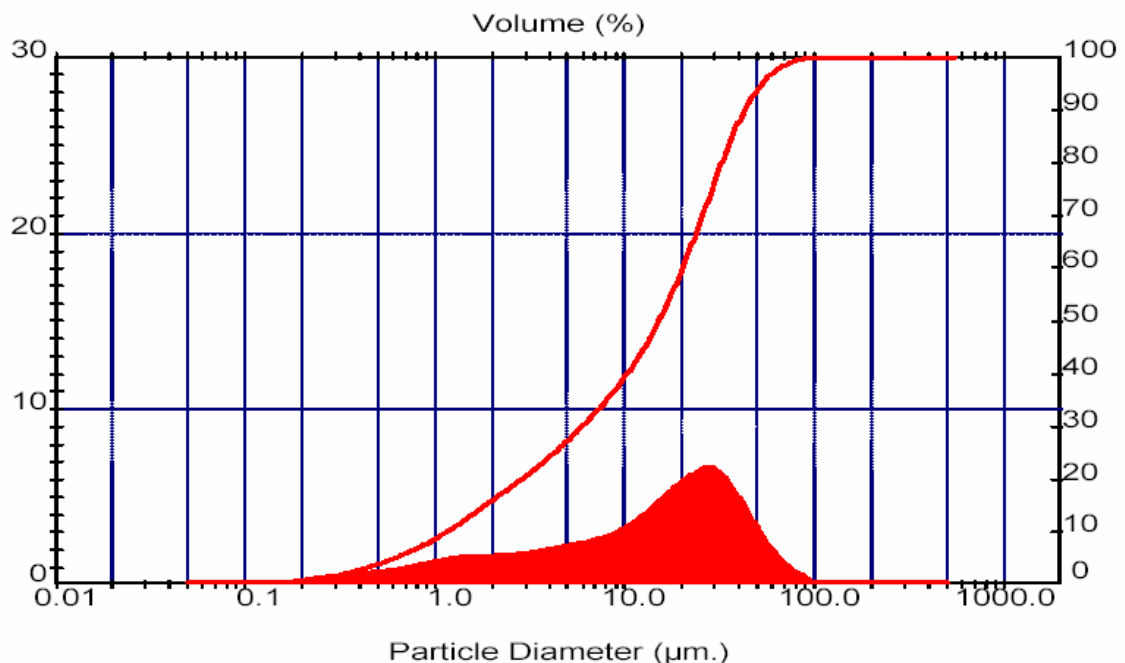


**APÉNDICE B.2.- Resultados de la Distribución del Tamaño de Partículas
Realizado a la Muestra de Fluido Invertido a 8978 pies de Profundidad del
Pozo P2-02.**

Result: Histogram Table

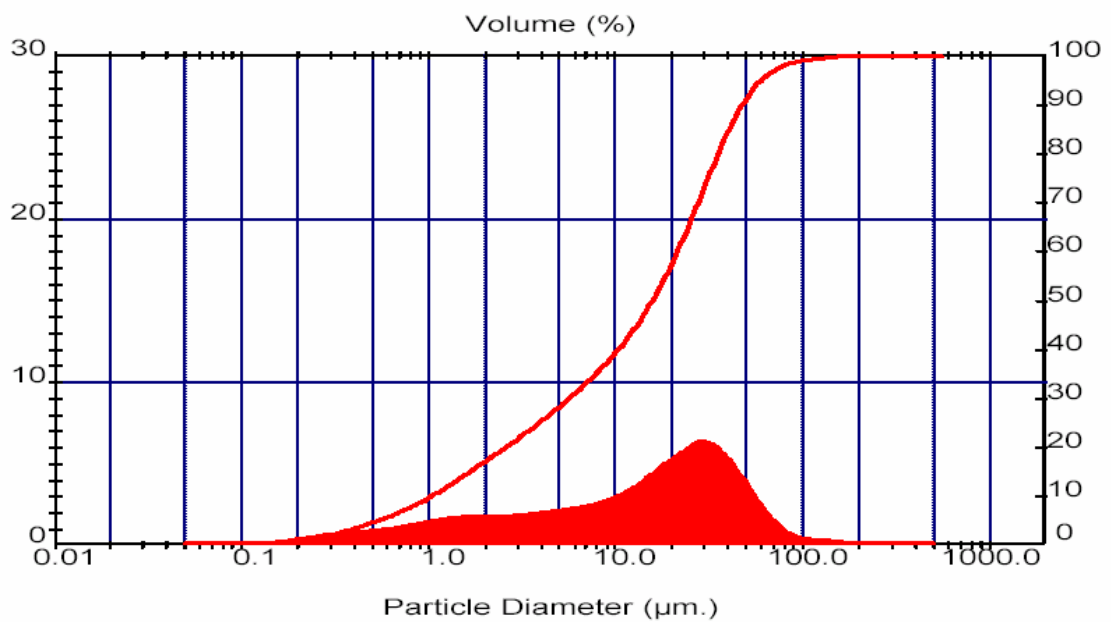
Sampler: Internal		Analysis: Polydisperse		Measured Beam Obscuration: 19.5 %		Residual: 1.804 %	
Presentation: SOHE							
Modifications: None							
Conc. = 0.0131 %Vol		Density = 4.200 g/cm ³		S.S.A. = 0.7355 m ² /g			
Distribution: Volume		D[4, 3] = 19.14 um		D[3, 2] = 2.91 um			
D(v, 0.1) = 1.15 um		D(v, 0.5) = 15.16 um		D(v, 0.9) = 43.04 um			
Span = 2.764E+00		Uniformity = 8.986E-01					

Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %	Size (um)	Volume Under %
0.055	0.00	0.564	4.66	5.79	29.58	59.41	96.74
0.060	0.00	0.619	5.19	6.35	31.06	65.21	97.83
0.066	0.00	0.679	5.77	6.97	32.59	71.57	98.63
0.073	0.00	0.745	6.39	7.65	34.19	78.56	99.22
0.080	0.01	0.818	7.07	8.40	35.88	86.23	99.64
0.087	0.01	0.898	7.81	9.22	37.67	94.65	99.90
0.096	0.02	0.985	8.60	10.12	39.58	103.9	100.00
0.105	0.04	1.08	9.45	11.11	41.65	114.0	100.00
0.116	0.07	1.19	10.35	12.19	43.90	125.2	100.00
0.127	0.11	1.30	11.30	13.38	46.35	137.4	100.00
0.139	0.16	1.43	12.28	14.69	49.04	150.8	100.00
0.153	0.24	1.57	13.29	16.12	51.96	165.5	100.00
0.168	0.34	1.72	14.32	17.70	55.13	181.7	100.00
0.184	0.47	1.89	15.34	19.42	58.54	199.4	100.00
0.202	0.64	2.08	16.37	21.32	62.15	218.9	100.00
0.222	0.85	2.28	17.42	23.40	65.93	240.3	100.00
0.244	1.10	2.50	18.47	25.69	69.86	263.7	100.00
0.267	1.38	2.75	19.55	28.19	73.94	289.5	100.00
0.294	1.71	3.01	20.64	30.95	78.00	317.8	100.00
0.322	2.06	3.31	21.78	33.97	81.82	348.8	100.00
0.354	2.43	3.63	22.96	37.29	85.34	382.8	100.00
0.388	2.82	3.99	24.18	40.93	88.48	420.2	100.00
0.426	3.24	4.38	25.45	44.92	91.19	461.2	100.00
0.468	3.68	4.80	26.78	49.31	93.46	506.3	100.00
0.513	4.16	5.27	28.15	54.12	95.30	555.7	100.00



**APÉNDICE B.3.- Resultados de la Distribución del Tamaño de Partículas
Realizado a la Muestra de Fluido Invertido a 9005 pies de Profundidad del
Pozo P2-02.**

Sampler: Internal Presentation: 5OHE Modifications: None		Analysis: Polydisperse		Measured Beam Obscuration: 17.1 % Residual: 1.385 %			
Conc. = 0.0110 %Vol		Density = 4.200 g/cm ³		S.S.A. = 0.7948 m ² /g			
Distribution: Volume		D[4, 3] = 21.18 μ m		D[3, 2] = 2.70 μ m			
D(v, 0.1) = 1.03 μ m		D(v, 0.5) = 15.71 μ m		D(v, 0.9) = 47.55 μ m			
Span = 2.961E+00		Uniformity = 1.004E+00					
Size (μ m)	Volume Under %	Size (μ m)	Volume Under %	Size (μ m)	Volume Under %	Size (μ m)	Volume Under %
0.055	0.00	0.564	5.33	5.79	30.43	59.41	94.84
0.060	0.00	0.619	5.92	6.35	31.80	65.21	96.18
0.066	0.00	0.679	6.55	6.97	33.22	71.57	97.17
0.073	0.01	0.745	7.23	7.65	34.70	78.56	97.89
0.080	0.01	0.818	7.96	8.40	36.25	86.23	98.39
0.087	0.02	0.898	8.74	9.22	37.89	94.65	98.75
0.096	0.03	0.985	9.57	10.12	39.63	103.9	99.01
0.105	0.05	1.08	10.46	11.11	41.51	114.0	99.22
0.116	0.09	1.19	11.40	12.19	43.53	125.2	99.40
0.127	0.13	1.30	12.38	13.38	45.74	137.4	99.57
0.139	0.20	1.43	13.39	14.69	48.14	150.8	99.72
0.153	0.29	1.57	14.43	16.12	50.75	165.5	99.84
0.168	0.41	1.72	15.48	17.70	53.58	181.7	99.93
0.184	0.57	1.89	16.53	19.42	56.64	199.4	99.98
0.202	0.77	2.08	17.59	21.32	59.90	218.9	100.00
0.222	1.01	2.28	18.65	23.40	63.36	240.3	100.00
0.244	1.30	2.50	19.72	25.69	67.00	263.7	100.00
0.267	1.63	2.75	20.80	28.19	70.83	289.5	100.00
0.294	2.00	3.01	21.89	30.95	74.72	317.8	100.00
0.322	2.40	3.31	23.00	33.97	78.50	348.8	100.00
0.354	2.83	3.63	24.15	37.29	82.10	382.8	100.00
0.388	3.27	3.99	25.33	40.93	85.42	420.2	100.00
0.426	3.75	4.38	26.54	44.92	88.39	461.2	100.00
0.468	4.25	4.80	27.80	49.31	90.96	506.3	100.00
0.513	4.77	5.27	29.09	54.12	93.10	555.7	100.00



APÉNDICE C

***Propiedades Físicas y Químicas Determinadas a los Fluidos
Gypsum e Invertido Durante la Perforación de las Fases 12 ¼”
8 ½” del Pozo P1-01.***

APENDICE C.1.- Propiedades Físicas y Químicas Determinadas al Fluido Gypsum en la Fase 12 ¼" del Pozo P1-01.^[15]

Depth ft	FL Temp Deg F	Density ppg	Fun Visc sec/qt	Rheology @ 120F						Filtration				Filtrate Analysis						Retort Analysis					MBT ppb Eq.	Rheometer Dial Reading					
				PV cP	YP	Gels			API ml/30 min	HTHP ml/30 min	Cake AP/HTHP 32nd in	Temp Deg F	pH	Pm ml	Pf ml	Mf ml	Cl mg/l	Total Hard mg/l	Sand % by Vol	Corr Sol % by Vol	LGS % by Vol	Oil % by Vol	Water% by Vol	600		300	200	100	6	3	
						lbs/100 ft ²																									
						10s	10m	30m																							
5,600	176	12.50	51	22	16	5	19	29	6.8		2			11.45	0.60	0.55	0.70	230	1,040	0.05	19.8	8.3		80.0	27.5	60	38	29	18	5.0	4.0
5,600		12.50	50	22	16	5	17	29	6.4		2			11.00	0.52	0.48	0.65	280	990	0.05	19.8	8.3		80.0	27.5	60	38	28	19	5.0	4.0
5,600	170	12.70	57	24	14	5	28	46	7.8		2			10.90		0.10	0.21	280	1,060	0.05	19.8	6.8		80.0	27.5	62	38	29	19	6.0	5.0
5,600		13.20	52	25	15	6	20	37	8.2		2			11.20	0.32	0.25	0.35	300	1,040	0.05	22.8	9.1		77.0	27.5	65	40	28	17	6.0	5.0
5,600		13.20	51	22	16	6	18	35	8.0		2			11.10	0.35	0.32	0.40	300	980	0.05	22.8	9.1		77.0	27.5	60	38	27	18	6.0	5.0
5,600		13.20	48	21	15	6	17	31	7.8		2			11.20	0.32	0.25	0.35	300	1,040	0.05	22.8	9.1		77.0	25.0	57	36	27	19	6.0	5.0
5,600		13.15	50	21	16	5	18	38	7.4		2			11.20	0.40	0.38	0.48	300	920	0.05	21.8	7.5		78.0	25.0	58	37	28	17	5.0	4.0
5,600	138	13.15	52	22	16	6	18	38	7.6		2			11.00	0.30	0.22	0.35	300	840	0.05	21.8	7.5		78.0	25.0	60	38	27	18	6.0	5.0
5,600		13.20	49	25	16	6	18	32	7.2		2			10.80	0.32	0.28	0.38	300	620	0.05	21.8	7.1		78.0	25.0	66	41	32	24	6.0	5.0
5,600	136	13.20	56	23	16	5	18	39	7.0		2			10.70	0.29	0.20	0.31	300	600	0.10	21.8	7.1		78.0	25.0	62	39	28	17	5.0	4.0
5,600	142	13.30	58	25	17	5	18	37	6.8		2			10.80	0.31	0.23	0.36	300	800	0.10	21.8	6.4		78.0	25.0	67	42	31	20	5.0	4.0
5,600	135	13.30	52	25	16	5	19	35	6.8		2			10.60	0.30	0.21	0.35	300	860	0.10	21.8	6.4		78.0	22.5	66	41	31	22	5.0	4.0
5,600	145	13.30	54	25	16	5	19	35	6.6		2			10.70	0.31	0.22	0.33	300	820	0.10	21.8	6.4		78.0	22.5	66	41	31	22	5.0	4.0
5,600	150	13.30	60	25	18	6	18	37	6.8		2			10.40	0.15	0.12	0.18	300	960	0.05	22.3	7.4		77.5	22.5	68	43	32	21	5.0	4.0
5,600	148	13.35	58	24	17	5	18	37	6.8		2			10.75	0.35	0.32	0.41	300	760	0.05	22.3	7.0		77.5	22.5	65	41	31	20	6.0	5.0
5,600	150	13.50	52	26	16	5	19	38	6.8		2			10.80	0.36	0.34	0.45	300	720	0.05	23.8	8.9		76.0	22.5	68	42	33	22	6.0	5.0
5,600		13.50	53	27	16	5	18	37	6.8		2			10.80	0.36	0.34	0.45	300	720	0.05	23.8	8.9		76.0	22.5	70	43	33	22	6.0	5.0
5,600		13.50	61	25	19	7	18	38	6.6		2			10.70	0.35	0.31	0.40	300	760	0.05	23.3	7.9		76.5	22.5	69	44	31	20	8.0	7.0
5,600		13.50	58	25	18	6	18	37	6.8		2			10.60	0.34	0.29	0.39	300	800	0.05	23.3	7.9		76.5	22.5	68	43	33	22	6.0	5.0
5,600		13.50	57	25	18	6	18	37	6.6		2			10.60	0.34	0.29	0.39	300	800	0.05	23.3	7.9		76.5	22.5	68	43	33	22	6.0	5.0
5,600	140	13.50	59	24	18	7	19	38	6.6		2			10.58	0.31	0.25	0.38	300	860	0.05	23.3	7.9		76.5	22.5	66	42	31	20	7.0	6.0
5,600		13.50	56	24	17	7	18	37	6.8		2			10.70	0.32	0.26	0.39	300	720	0.05	23.3	7.9		76.5	22.5	65	41	30	19	7.0	6.0
5,600		13.50	57	25	17	7	18	37	6.6		2			10.70	0.32	0.26	0.39	300	720	0.05	23.3	7.9		76.5	22.5	67	42	31	22	7.0	6.0
5,600		13.50	58	25	18	7	19	38		6.6	2			10.68	0.30	0.25	0.36	300	760	0.05	23.3	7.9		76.5	22.5	68	43	32	22	7.0	6.0
5,600		13.80	98	22	27	12	26	32	6.8		2			10.90	0.33	0.30	0.41	160	980	0.05	20.8	0.6		79.0	7.5	71	49	32	21	10.0	9.0
4,120	135	13.50	56	26	20	7	18	35	6.6		2			10.70	0.31	0.26	0.40	300	800		23.3	7.9		76.5	22.5	72	46	36	26	8.0	7.0
4,309	145	13.50	58	27	21	7	20	39	6.6		2			10.70	0.31	0.26	0.40	300	820	0.05	23.3	7.9		76.5	22.5	75	48	38	28	8.0	7.0
1,408		13.50	59	24	18	7	18	40	6.6		2			10.60	0.28	0.22	0.31	300	760	0.05	23.3	7.9		76.5	22.5	66	42	31	20	6.0	5.0
1,408		13.50	61	25	19	8	21	49	6.8		2			10.60	0.26	0.20	0.29	300	780	0.05	22.8	6.9		77.0	22.5	69	44	37	25	7.0	6.0
1,408		13.30	50	21	16	5	18	33	6.8		2			10.50	0.28	0.20	0.30	300	800	0.05	20.8	4.4		79.0	20.0	58	37	21	18	5.0	4.0
1,408		13.30	59	30	21	5	21	44	6.8		2			10.70	0.28	0.25	0.38	300	1,060	0.05	21.8	6.4		78.0	17.5	81	51	39	25	4.0	3.0
1,408		13.20	52	25	18	9	16	30	6.6		2			11.60	0.55	0.45	0.60	260	1,020	0.05	20.3	4.1		79.5	17.5	68	43	33	22	5.0	4.0
1,547	135	13.50	49	25	15	3	12	22	6.0		2			11.40	0.30	0.20	0.32	310	1,120	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	65	40	27	16	4.0	3.0

Continuación del APÉNDICE C.1

Depth ft	FL Temp Deg F	Density ppg	Fun Visc sec/cg	Rheology @ 120F					Filtration				Filtrate Analysis						Retort Analysis					MBT ppb Eq	Rheometer Dial Reading					
				PV cP	YP lbs/100 ft2	Gels			API ml/30 min	HTHP ml/20 min	Cake API/HTHP 32nd in	Temp Deg F	pH	Pm ml	PF ml	MF ml	Cl mg/l	Total Hard mg/l	Sand % by Vol	Corr Sol % by Vol	LGS % by Vol	Oil % by Vol	Water% by Vol		600	300	200	100	6	3
						10s	10m	30m																						
1,576		13.50	50	25	15	3	11	28	6.0		2		11.50	0.33	0.20	0.31	310	1,125	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	65	40	31	18	4.0	3.0
1,576		13.50	51	24	15	5	13	23	6.0		2		11.52	0.35	0.25	0.34	300	980	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	63	39	28	17	5.0	4.0
1,408		13.50	50	25	14	3	12	22	6.0		2		11.60	0.37	0.28	0.39	300	1,020	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	64	39	20	14	4.0	3.0
1,408		13.50	51	25	16	3	13	25	6.0		2		11.60	0.35	0.28	0.34	300	1,020	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	66	41	30	18	4.0	3.0
1,458	115	13.50	48	20	15	5	13	20	6.0		2		11.60	0.45	0.32	0.43	300	720	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	55	35	25	15	5.0	4.0
1,459	125	13.50	48	22	16	4	12	22	6.4		2		11.77	0.50	0.40	0.51	300	1,060	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	60	38	20	12	4.0	3.0
1,461	125	13.50	49	21	16	4	11	19	6.8		2		11.60	0.38	0.33	0.41	300	1,040	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	58	37	26	17	4.0	3.0
1,468	125	13.50	51	20	15	4	12	19	6.8		2		11.50	0.37	0.32	0.40	300	780	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	55	35	24	15	5.0	4.0
1,485	128	13.50	53	21	17	5	12	19	6.6		2		11.60	0.35	0.31	0.40	300	790	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	59	38	27	16	5.0	4.0
1,639		13.50	51	21	16	4	13	19	6.6		2		11.60	0.34	0.32	0.45	300	790	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	58	37	28	18	5.0	4.0
1,672	130	13.50	52	22	17	4	11	19	6.4		2		11.60	0.42	0.37	0.46	300	790	0.05	21.8	4.9		78.0	17.5	61	39	27	18	5.0	4.0
1,977	134	13.75	48	23	16	5	12	19	6.4		2		11.50	0.41	0.35	0.45	360	800	0.05	22.8	5.0		77.0	17.5	62	39	27	16	5.0	4.0
2,246	152	13.75	47	22	16	3	13	20	6.0		2		11.60	0.38	0.32	0.40	400	940	0.05	22.8	5.0		77.0	17.5	60	38	26	16	4.0	3.0
2,443	152	13.90	50	23	16	4	13	21	6.0		2		11.60	0.44	0.30	0.40	490	1,040	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	62	39	27	18	4.0	3.0
2,526	152	13.90	47	22	16	5	12	20		6.0			11.60	0.43	0.29	0.39	480	960	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	60	38	27	16	5.0	4.0
2,526	146	13.90	49	23	17	5	12	20	6.0		2		11.60	0.45	0.35	0.46	480	800	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	63	40	28	18	5.0	4.0
2,526		13.90	52	23	16	4	12	21	6.0		2		11.60	0.44	0.32	0.40	480	820	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	62	39	27	18	5.0	4.0
2,526		13.90	45	22	15	5	12	19	6.0		2		11.60	0.44	0.31	0.40	480	720	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	59	37	26	16	5.0	4.0
2,526		13.90	45	22	15	5	12	19	6.0		2		11.60	0.44	0.31	0.40	480	720	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	59	37	26	16	5.0	4.0
2,526		13.90	45	22	15	5	12	19	6.0		2		11.60	0.44	0.31	0.40	480	720	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	59	37	26	16	5.0	4.0
2,526		13.90	45	22	15	5	12	19	6.0		2		11.60	0.44	0.31	0.40	480	720	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	59	37	26	16	5.0	4.0
2,526		13.90	43	21	14	5	11	18	6.0		2		11.30	0.41	0.28	0.38	480	760	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	56	35	27	15	5.0	4.0
2,526		13.90	43	21	14	5	11	18	6.0		2		11.30	0.41	0.28	0.38	480	760	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	56	35	27	15	5.0	4.0
2,526	145	13.90	44	21	14	5	11	18	6.0		2		11.20	0.44	0.30	0.40	480	820	0.05	23.3	4.9		76.5	17.5	56	35	27	15	5.0	4.0
2,526	145	13.90	46	23	16	4	13	21	5.8		2		11.50	0.45	0.28	0.40	480	820	0.10	23.3	4.9		76.5	17.5	62	39	27	18	4.0	3.0
9,181	150	12.45	57	30	21	17	23	28		3.8		2	325				37,600	0	0.05	21.4	8.1	60.0	17.0	0.0	81	51	41	31	18.0	17.0

APENDICE C.2.- Propiedades Físicas y Químicas Determinadas al Fluido Invertido en la Fases 12 ¼” y 8 ½” del Pozo P1-01.^[15]

Depth ft	FL Temp Deg F	Densit ppg	Fun Vis sec/qt	Rheology @ 120F						Elect Stab Volts	Filtration			Whole Fluid Alk ml	Whole Fluid Cl mg/l	Whole Fluid Ca mg/l	Excess Lime ppb	Sand % by Vol	Retort Analysis					Rheometer Dial Reading					
				PV cP	YP	Gels			HTHP ml/30 min		Cake 32nd i	Temp Deg F	Corr Sol % by Vol						LGS % by Vol	NAP % by Vol	Water % by Vol	NAP Water Ratio	600	300	200	100	6	3	
						10s	10m	30m																					
						lbs/100 ft ²																							
2,532	145	13.90	58	33	12	11	18	18	300	7.4	0.2	200	1.40	0	0	1.81	0.25	27.9	9.3	49.0	23.0	68.1/31.9	78	45	33	22	9.0	8.0	
2,532		13.90	57	33	12	11	18	18	300	7.2	0.2	200	2.10	16,000	9,200	2.72	0.25	27.4	9.4	49.0	23.0	68.1/31.9	78	45	33	22	9.0	8.0	
2,900	145	13.90	72	38	24	15	24	26	336	4.2	2.0	210	2.80	14,000	8,000	3.63	0.25	27.5	8.4	53.0	19.0	73.6/26.4	100	62	47	33	15.0	14.0	
3,520	165	14.00	60	35	22	13	22	24	410	4.0	0.2	210	3.20	33,000	19,000	4.14	0.25	26.7	7.6	52.0	20.0	72.2/27.8	92	57	43	29	13.0	12.0	
4,181	165	14.10	75	36	24	14	24	25	550	4.2	0.0	250	3.00	27,000	17,000	3.89	0.50	30.9	15.0	51.0	17.0	75.0/25.0	96	60	47	32	15.0	14.0	
4,608	170	14.00	75	35	23	13	23	24	530	4.2	0.2	250	4.00	36,000	20,000	5.18	0.25	30.5	15.9	48.0	20.0	70.6/29.4	93	58	45	31	14.0	13.0	
4,724	168	14.00	79	37	23	14	24	25	564	4.1	0.2	250	2.00	26,000	17,000	2.59	0.25	34.0	22.2	47.0	18.0	72.3/27.7	97	60	47	32	15.0	14.0	
5,520	165	14.00	65	35	27	15	29	36	620	4.2	2.0	250	2.50	27,000	18,000	3.24	0.05	32.9	20.1	48.0	18.0	72.7/27.3	97	62	49	34	16.0	15.0	
6,217	165	14.00	60	36	24	14	25	37	600	4.2	2.0	250	3.50	24,000	13,450	4.53	0.05	34.0	21.9	50.0	15.0	76.9/23.1	96	60	47	34	15.0	14.0	
6,926	190	14.00	82	39	28	17	28	32	613	3.2	0.0	250	3.80	35,000	21,000	4.92	0.50	30.6	15.7	50.0	18.0	73.5/26.5	106	67	39	28	18.0	17.0	
6,937	90	14.00	78	39	27	16	25	36	612	3.2	2.0	250	3.80	35,000	21,000	4.92	0.05	30.6	15.7	50.0	18.0	73.5/26.5	105	66	40	28	18.0	17.0	
6,932	186	14.00	68	41	25	18	26	37	620	3.4	2.0	250	3.60	34,800	22,000	4.66	0.05	30.6	15.7	50.0	18.0	73.5/26.5	107	66	42	30	19.0	18.0	
6,932	190	14.00	68	39	28	17	24	36	0	3.4	0.2	250	3.80	35,000	22,000	4.92	0.05	30.6	15.7	50.0	18.0	73.5/26.5	106	67	47	31	18.0	17.0	
6,932		11.50	50	21	18	11	17	22	0	4.2	0.2	300	3.00	27,800	22,500	3.89	0.00	18.9	9.5	60.0	20.0	75.0/25.0	60	39	30	20	11.0	10.0	
7,192	162	11.50	50	21	17	10	17	21	650	4.2	0.2	300	3.00	27,800	22,500	3.89	0.05	18.9	10.2	60.0	20.0	75.0/25.0	59	38	30	22	11.0	10.0	
7,311	175	11.50	50	21	18	11	17	22	660	4.2	0.2	300	3.20	28,500	22,000	4.14	0.05	18.9	10.2	60.0	20.0	75.0/25.0	60	39	30	20	11.0	10.0	
7,424	175	11.50	68	23	27	16	23	25	580	4.0	0.2	300	4.00	30,200	21,500	5.18	0.25	18.8	10.8	54.0	26.0	67.5/32.5	73	50	41	31	16.0	15.0	
7,445	165	12.00	65	25	23	13	20	23	560	4.0	0.2	300	4.50	30,200	21,500	5.83	0.25	20.8	11.2	53.0	25.0	67.9/32.1	73	48	39	29	14.0	13.0	
7,461	165	12.10	62	28	28	17	23	26	620	4.0	0.2	300	4.00	30,200	18,000	5.18	0.25	20.8	10.2	55.0	23.0	70.5/29.5	84	56	48	38	17.0	16.0	
7,482	170	12.10	60	29	27	17	23	26	610	4.0	0.2	300	5.00	35,000	20,000	6.48	0.25	20.6	10.3	54.0	24.0	69.2/30.8	85	56	48	38	17.0	16.0	
7,491	170	12.10	62	28	29	17	24	26	650	3.7	0.2	300	4.00	35,000	21,000	5.18	0.25	22.6	14.6	51.0	25.0	67.1/32.9	85	57	46	36	18.0	17.0	
7,505	172	12.10	64	27	30	17	25	27	662	3.5	0.2	300	5.50	38,000	22,000	7.12	0.25	21.5	12.3	53.0	24.0	68.8/31.2	84	57	47	36	19.0	18.0	
7,605	170	12.10	56	28	26	16	23	26	650	4.0	0.2	300	5.00	36,000	22,000	6.48	0.25	21.6	12.4	53.0	24.0	68.8/31.2	82	54	46	36	17.0	16.0	
7,622	170	12.10	55	26	22	16	21	23	680	4.0	0.2	300	4.00	35,000	20,000	5.18	0.25	21.6	12.2	55.0	22.0	71.4/28.6	74	48	40	29	16.0	15.0	
7,626	170	12.10	55	26	22	16	21	24	720	3.6	0.2	300	5.00	36,000	22,000	6.48	0.25	22.6	14.4	53.0	23.0	69.7/30.3	74	48	39	29	16.0	15.0	
7,650	160	12.10	60	27	21	11	20	22	654	3.5	0.2	300	4.40	40,000	23,000	5.70	0.25	22.4	14.4	52.0	24.0	68.4/31.6	75	48	38	28	14.0	13.0	
7,680	170	12.10	58	28	22	12	21	23	680	3.0	0.2	300	4.00	42,000	24,000	5.18	0.25	22.3	14.5	51.0	25.0	67.1/32.9	78	50	41	31	14.0	13.0	
7,696	170	12.10	58	26	22	12	20	23	710	3.0	0.2	300	4.00	48,000	28,000	5.18	0.25	20.1	9.8	51.0	27.0	65.4/34.6	74	48	40	30	14.0	13.0	
7,711	175	12.10	56	28	26	14	20	23	580	3.0	0.2	300	4.10	47,000	27,000	5.31	0.25	18.6	6.8	51.5	28.0	64.8/35.2	82	54	45	35	15.0	14.0	
7,732	175	12.10	62	33	31	16	25	29	580	3.4	0.0	315	3.80	55,000	28,300	4.92	0.25	17.6	5.0	54.0	26.0	67.5/32.5	97	64	53	39	19.0	18.0	
7,795	182	12.10	74	34	30	16	27	29	600	3.4	0.2	315	4.10	54,500	28,500	5.31	0.25	16.7	3.1	54.0	27.0	66.7/33.3	98	64	55	42	19.0	18.0	
7,823	185	12.10	74	35	36	21	27	30	600	3.4	0.2	315	4.00	54,500	28,300	5.18	0.25	18.7	7.0	54.0	25.0	68.4/31.6	106	71	60	46	21.0	20.0	
7,844	185	12.20	70	35	40	25	32	34	700	3.4	0.2	315	4.00	54,000	27,700	5.18	0.25	19.7	8.4	53.0	25.0	67.9/32.1	110	75	62	46	23.0	22.0	

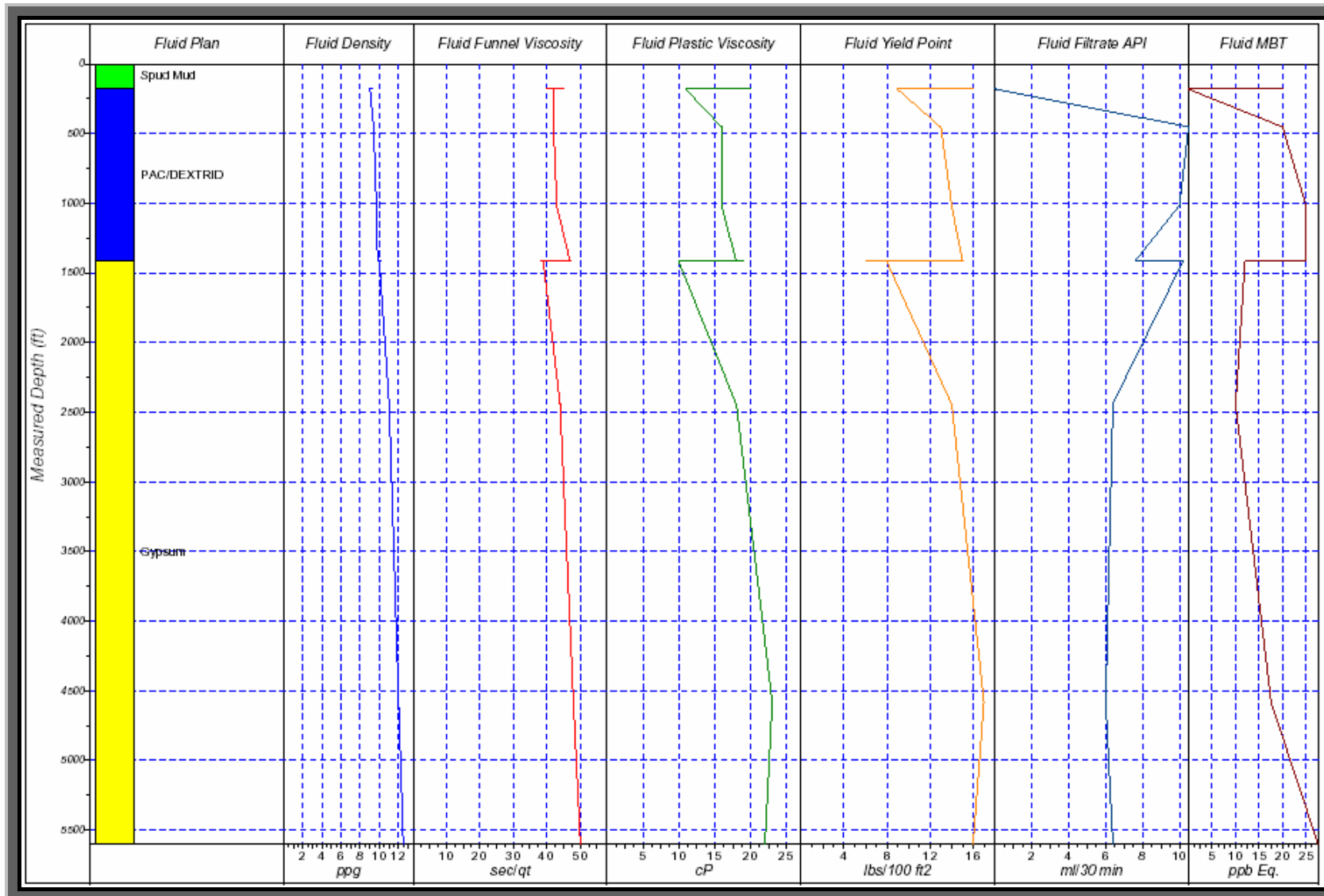
Continuación del APÉNDICE C.2

Depth ft	FL Temp Deg F	Densit ppq	Fun Vis sec/qt	Rheology @ 120F					Elect Stab Volts	Filtration			Whole Fluid Alk ml	Whole Fluid Cl mg/l	Whole Fluid Ca mg/l	Excess Lime ppb	Sand % by Vol	Retort Analysis					Rheometer Dial Reading					
				PV cP	YP lbs/100 ft2	Gels				HTHP ml/30 min	Cake 32nd i	Temp Deg F						Corr Sol % by Vol	LGS % by Vol	NAP % by Vol	Water % by Vol	NAP Water Ratio	600	300	200	100	6	3
						10s	10m	30m																				
8,615	145	12.50	67	34	29	18	26	28	771	3.6	0/2	325	3.40	51,000	31,700	4.40	0.05	20.9	7.9	56.5	20.5	73.4/26.6	97	63	51	36	17.0	16.0
8,657	182	12.30	60	33	27	18	26	28	835	4.0	0/2	325	3.30	50,000	38,000	4.27	0.02	19.9	7.4	57.0	21.0	73.1/26.9	93	60	50	41	17.0	16.0
8,671	178	12.35	60	33	28	18	26	28	838	4.0	0/2	325	3.25	50,500	37,800	4.21	0.02	19.9	7.0	57.0	21.0	73.1/26.9	94	61	50	35	17.0	16.0
8,671		12.35	61	33	29	18	26	28	848	4.0	0/2	325	3.30	50,400	37,900	4.27	0.02	20.4	7.9	57.5	20.0	74.2/25.8	95	62	51	36	18.0	17.0
8,671		12.35	61	33	28	18	25	28	849	4.0	0/2	325	3.30	50,400	37,900	4.27	0.02	20.4	7.9	57.5	20.0	74.2/25.8	94	61	52	35	17.0	16.0
8,674		12.35	68	33	28	18	25	39	850	0.0	0/2	325	3.30	50,400	37,900	4.27	0.02	20.4	7.9	57.5	20.0	74.2/25.8	94	61	51	34	17.0	16.0
8,678	182	12.35	68	34	28	19	26	30	850	4.0	0/2	325	3.25	47,500	38,000	4.21	0.02	20.0	7.1	57.0	21.0	73.1/26.9	96	62	53	39	18.0	17.0
8,708	184	12.35	65	33	31	20	28	30	878	4.2	0/2	325	3.25	42,000	38,000	4.21	0.02	21.3	9.2	57.0	20.0	74.0/26.0	97	64	53	40	20.0	19.0
8,742	188	12.35	62	33	32	18	26	28	880	4.0	0/2	325	3.25	41,880	32,660	4.21	0.02	21.3	9.2	57.0	20.0	74.0/26.0	98	66	53	41	20.0	19.0
8,762	192	12.35	68	34	32	20	28	30	900	3.8	0/2	325	3.50	45,000	40,000	4.53	0.02	21.1	9.1	57.0	20.0	74.0/26.0	100	66	54	43	21.0	20.0
8,776	194	12.40	66	35	33	21	35	36	866	3.8	0/2	325	4.00	45,000	40,000	5.18	0.02	21.1	8.7	57.0	20.0	74.0/26.0	103	68	58	43	22.0	21.0
8,801	194	12.40	66	35	34	22	33	36	880	3.8	0/2	325	3.80	43,000	40,000	4.92	0.02	21.2	8.8	57.0	20.0	74.0/26.0	104	69	59	43	22.0	20.0
8,818	195	12.35	64	34	33	22	33	35	880	3.8	0/2	325	3.75	43,000	40,000	4.86	0.02	20.7	8.1	57.5	20.0	74.2/25.8	101	67	57	42	21.0	20.0
8,844	196	12.30	64	36	31	20	31	33	872	2.0	0/2	325	3.80	43,500	40,000	4.92	0.02	20.7	8.5	57.5	20.0	74.2/25.8	103	67	56	41	20.0	19.0
8,861	197	12.40	68	37	36	23	35	37	870	3.6	0/2	325	3.75	43,000	38,000	4.86	0.02	21.2	8.9	57.0	20.0	74.0/26.0	110	73	59	44	23.0	22.0
8,877	197	12.40	68	39	35	23	34	36	881	3.8	0/2	325	3.75	42,500	38,000	4.86	0.05	21.3	8.9	57.0	20.0	74.0/26.0	113	74	61	45	22.0	21.0
8,877		12.40	70	39	36	23	34	36	880	3.8	0/2	325	3.75	42,600	38,400	4.86	0.02	21.3	8.9	57.0	20.0	74.0/26.0	114	75	61	44	22.0	21.0
8,885	194	12.40	68	39	35	22	35	37	872	3.8	0/2	325	3.70	42,600	38,000	4.79	0.02	21.3	8.9	57.0	20.0	74.0/26.0	113	74	62	44	22.0	21.0
8,905	197	12.40	69	38	38	27	37	39	875	3.8	0/2	325	3.70	42,520	38,000	4.79	0.02	21.3	8.9	57.0	20.0	74.0/26.0	114	76	62	46	23.0	22.0
8,940	197	12.40	65	36	34	22	35	37	903	3.8	0/2	325	3.75	42,200	38,000	4.86	0.02	21.3	8.9	57.0	20.0	74.0/26.0	106	70	58	43	22.0	21.0
8,966	200	12.40	64	35	38	22	35	37	917	3.8	0/2	325	3.75	42,300	38,000	4.86	0.02	21.6	9.6	57.0	19.7	74.3/25.7	108	73	59	44	22.0	21.0
8,921	200	12.40	67	35	38	26	36	38	915	3.8	0/2	325	3.75	42,300	38,000	4.86	0.20	21.3	8.9	57.0	20.0	74.0/26.0	108	73	59	44	22.0	21.0
8,980	202	12.40	68	34	37	25	37	39	900	3.8	0/2	325	3.50	42,000	38,000	4.53	0.02	21.3	9.0	57.0	20.0	74.0/26.0	105	71	57	40	21.0	20.0
9,002	192	12.40	65	36	34	23	35	37	938	3.8	0/2	325	3.70	41,500	37,600	4.79	0.02	21.3	9.0	57.0	20.0	74.0/26.0	106	70	57	43	21.0	20.0
9,026	200	12.40	62	32	31	20	33	35	1,046	3.8	0/2	325	3.72	40,000	38,000	4.82	0.02	21.3	8.7	59.0	18.0	76.6/23.4	95	63	52	39	20.0	19.0
9,036	200	12.40	63	32	30	19	30	33	986	3.8	0/2	325	3.70	40,900	39,000	4.79	0.02	21.3	8.8	58.0	19.0	75.3/24.7	94	62	50	37	19.0	18.0
9,059	200	12.40	62	35	32	20	33	35	990	3.8	0/2	325	3.50	41,000	38,000	4.53	0.02	21.3	8.9	57.0	20.0	74.0/26.0	102	67	53	41	21.0	20.0
9,080	200	12.40	68	32	34	22	34	36	1,069	3.8	0/2	325	3.70	38,000	38,000	4.79	0.02	21.4	8.6	59.0	18.0	76.6/23.4	98	66	55	41	21.0	20.0
9,091		12.40	68	33	34	22	35	37	1,070	3.8	0/2	325	3.70	38,000	38,000	4.79	0.02	21.4	8.6	59.0	18.0	76.6/23.4	100	67	53	41	21.0	20.0
9,091		12.40	72	33	35	23	36	39	1,003	3.8	0/2	325	3.70	38,000	38,000	4.79	0.02	21.4	8.6	59.0	18.0	76.6/23.4	101	68	54	42	21.0	20.0
9,141	198	12.40	65	34	35	20	32	33	934	3.8	0/2	325	3.70	40,000	38,000	4.79	0.02	21.3	8.6	59.0	18.0	76.6/23.4	103	69	56	41	20.0	19.0
9,180	200	12.40	54	32	30	19	30	32	940	3.8	0/2	325	3.60	38,000	36,500	4.66	0.02	21.4	8.5	60.0	17.0	77.9/22.1	94	62	53	40	19.0	18.0
9,181		12.40	57	33	30	19	30	33	940	3.8	0/2	325	3.60	38,000	36,500	4.66	0.02	21.4	8.5	60.0	17.0	77.9/22.1	96	63	53	41	19.0	18.0

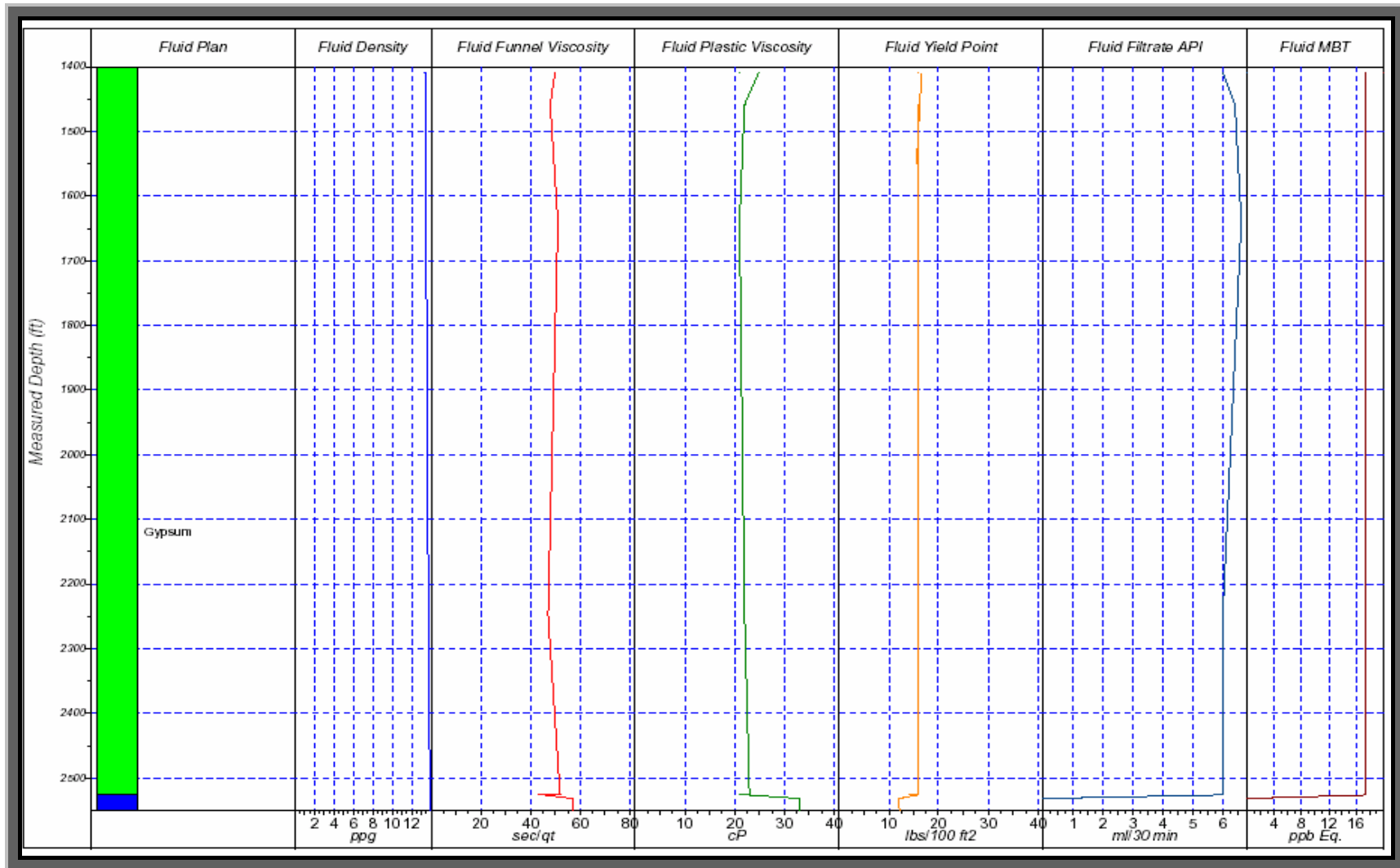
Continuación del APÉNDICE C.2

Depth ft	FL Temp Deg F	Densit ppq	Fun Vis sec/qt	Rheology @ 120F					Elect Stab Volts	Filtration			Whole Fluid Alk ml	Whole Fluid Cl mg/l	Whole Fluid Ca mg/l	Excess Lime ppb	Sand % by Vol	Retort Analysis					Rheometer Dial Reading					
				PV cP	YP lbs/100H ₂ O	Gels				HTHP ml/30 min	Cake 3.2nd i	Temp Deg F						Corr Sol % by Vol	LGS % by Vol	NAP % by Vol	Water % by Vol	NAP Water Ratio	600	300	200	100	6	3
						10s	10m	30m																				
9,181		12.40	60	32	30	19	30	32	942	3.8	0/2	325	3.60	38,000	38,000	4.66	0.02	21.4	8.5	60.0	17.0	77.9/22.1	94	62	52	42	19.0	18.0
9,181		12.40	61	32	30	19	30	32	945	3.8	0/2	325	3.60	37,900	38,000	4.66	0.02	21.4	8.5	60.0	17.0	77.9/22.1	94	62	53	41	19.0	18.0
9,181		12.45	62	33	30	19	31	32	955	3.8	0/2	325	3.55	37,800	38,000	4.60	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	96	63	54	40	19.0	18.0
9,181		12.45	63	32	30	19	30	32	963	3.8	0/2	325	3.55	37,800	38,000	4.60	0.05	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	94	62	53	41	19.0	18.0
9,181		12.45	64	32	30	19	31	32	955	3.8	0/2	325	3.50	37,800	38,000	4.53	0.05	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	94	62	53	41	19.0	18.0
9,181		12.45	64	32	31	19	33	36	970	3.8	0/2	325	3.55	37,600	37,100	4.60	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	95	63	51	39	20.0	19.0
9,181		12.45	64	32	31	19	32	35	973	3.8	0/2	325	3.55	37,600	37,100	4.60	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	95	63	51	39	20.0	19.0
9,181		12.45	65	33	30	22	35	37	970	3.8	0/2	325	3.55	37,600	37,000	4.60	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	96	63	52	40	20.0	19.0
9,181		12.45	66	31	29	19	33	36	981	3.8	0/2	325	3.20	37,600	37,000	4.14	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	91	60	49	31	19.0	18.0
9,181		12.45	54	34	22	18	25	31	980	3.8	0/2	325	3.40	38,200	37,600	4.40	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	90	56	42	31	18.0	17.0
9,181		12.45	56	33	22	18	24	30	980	3.8	0/2	325	3.40	38,250	37,000	4.40	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	88	55	40	31	17.0	16.0
9,181		12.45	57	33	22	18	24	30	983	3.8	0/2	325	3.10	37,800	37,000	4.01	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	88	55	40	31	17.0	16.0
9,181		12.45	56	31	21	17	21	28	960	3.8	0/2	325	2.50	37,600	37,000	3.24	0.05	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	83	52	42	31	18.0	17.0
9,181		12.45	58	30	21	17	22	30	970	3.8	0/2	325	3.10	37,600	37,000	4.01	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	81	51	41	30	18.0	17.0
9,181		12.45	57	31	21	17	23	31	975	3.8	0/2	325	3.30	37,600	37,000	4.27	0.02	21.4	8.1	60.0	17.0	77.9/22.1	83	52	42	31	18.0	17.0

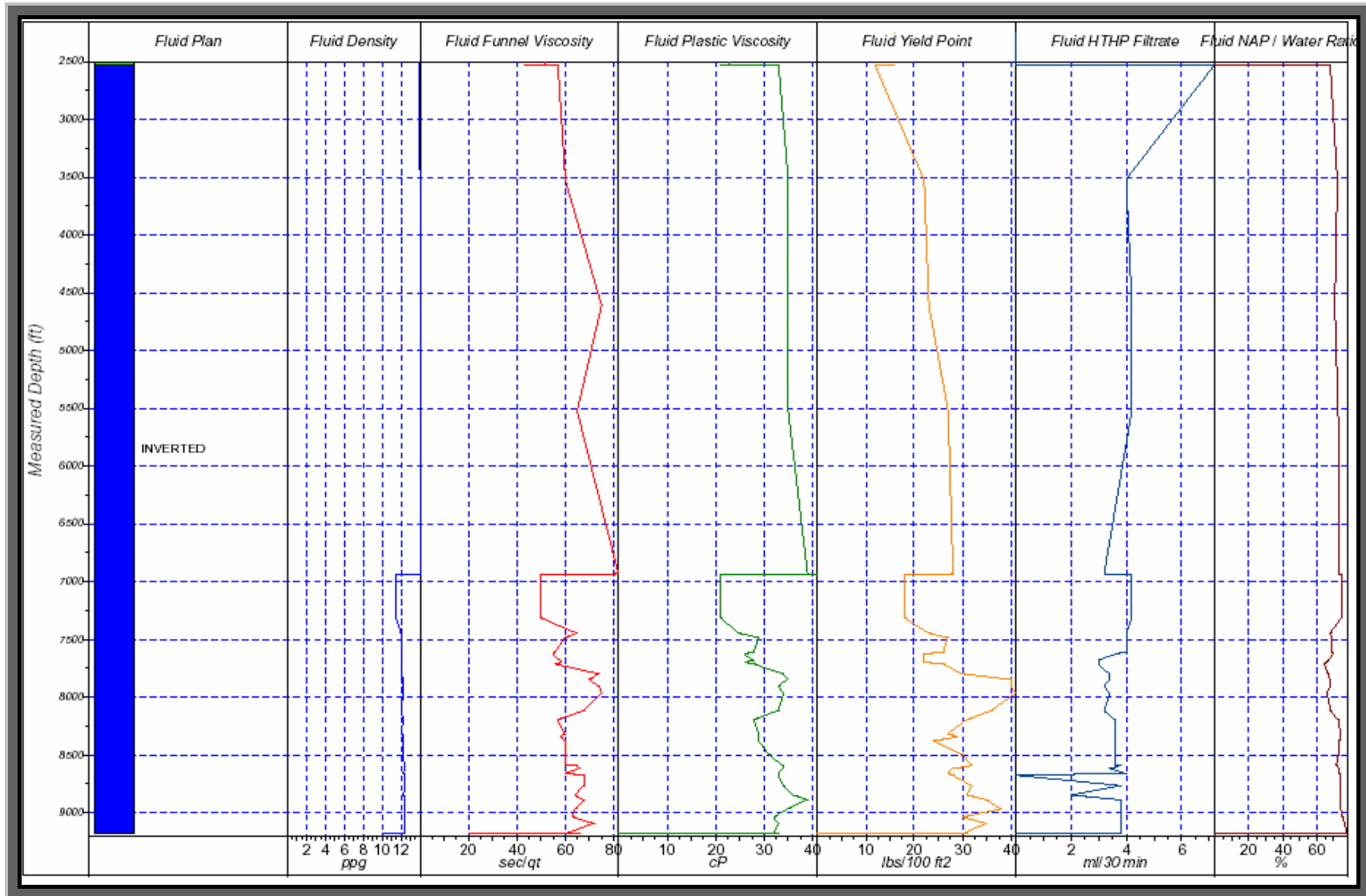
APÉNDICE C.3.- Curvas de las Principales Propiedades Determinadas al Fluido Gypsum Antes del “Side Track” Efectuado en la Fase 12 ¼” del Pozo P1-01.^[15]



**APÉNDICE C.4.- Curvas de las Propiedades Determinadas al Fluido Gypsum Después del ‘Side Track’
Efectuado en la Fase 12 ¼” del Pozo P1-01.^[15]**



APÉNDICE C.5.- Curvas de las Principales Propiedades Determinadas al Fluido Invertido en las Fases 12 ¼" y 8 ½" del Pozo P1-01.^[15]



APÉNDICE D

***Propiedades Físicas y Químicas Determinadas al Fluido Invertido
Durante la Perforación de las Fases 12 ¼" y 8 ½" del Pozo P2-02.***

APÉNDICE D.1.- Propiedades Físicas y Químicas Determinadas al Fluido Invertido en la Fase 12 ¼" del Pozo P2-02.^[16]

Depth ft	FL Temp Deg F	Densit ppg	Fun Vis sec/qt	Rheology @ 120F				Elect Stab Volts	Filtration			Whole Fluid Alk ml	Whole Fluid Cl mg/l	Whole Fluid Ca mg/l	Excess Lime ppb	Sand % by Vol	Retort Analysis					Rheometer Dial Reading						
				PV cP	YP lbs/100 RZ	Gels			HTHP ml/30 min	Cake 32nd i	Temp Deg F						Corr Sol % by Vol	LGS % by Vol	NAP % by Vol	Water % by Vol	NAP Water Ratio	600	300	200	100	6	3	
						10s	10m																					30m
1,531		12.45	68	32	20	12	20	0	630	1.0	0/2		2.80	43,000	28,500	3.63	0.05	20.3	7.3	56.0	22.0	71.8/28.2	84	52	41	28	12.0	11.0
1,540		12.45	65	31	20	12	14	0	632	1.0	0/2		2.80	43,000	28,500	3.63	0.05	20.3	6.6	56.0	22.0	71.8/28.2	82	51	42	29	12.0	11.0
1,590		12.45	80	32	22	14	23	24	600	2.0	0/1		1.80	43,000	28,500	2.33	0.15	22.3	10.8	54.0	22.0	71.1/28.9	86	54	43	30	14.0	13.0
1,772	150	12.30	68	30	24	16	22	24	740	3.4	0/2		2.35	40,000	27,600	3.04	0.01	21.4	9.9	56.0	22.0	71.4/28.6	84	54	44	32	16.0	14.0
1,990	174	12.00	66	33	28	17	24	26	774	3.8	0/2	275	3.35	43,000	28,900	4.34	0.05	20.3	10.2	54.0	24.0	69.2/30.8	94	61	51	37	17.0	15.0
2,207	194	12.20	64	31	26	16	23	25	722	4.0	0/2	275	3.50	44,000	31,400	4.53	0.50	20.2	8.4	56.0	22.0	71.8/28.2	88	57	46	32	15.0	14.0
2,345	175	12.25	65	34	28	16	32	34	752	4.0	0/2	275	4.00	50,000	32,800	5.18	0.05	20.0	8.2	54.0	24.0	69.2/30.8	96	62	50	36	17.0	16.0
2,399	176	12.30	72	32	27	16	29	32	811	4.0	0/2	275	4.80	47,000	30,240	6.22	0.01	20.1	7.6	56.0	22.0	71.8/28.2	91	59	48	34	16.0	15.0
2,456	176	12.30	72	32	28	16	29	31	832	4.0	0/2	275	4.75	47,000	30,200	6.15	0.01	20.1	7.5	57.0	21.0	73.1/26.9	92	60	49	35	16.0	15.0
2,654	176	12.30	70	32	27	17	29	32	850	4.0	0/2	275	4.70	47,500	31,200	6.09	0.05	20.0	7.5	57.0	21.0	73.1/26.9	91	59	47	33	15.0	14.0
2,964	178	12.40	72	33	27	17	30	33	832	4.0	0/2	275	4.60	47,400	31,000	5.96	0.05	20.5	7.8	56.5	21.0	72.9/27.1	93	60	46	34	16.0	15.0
3,529	176	12.45	64	32	28	18	30	33	798	4.0	0/2	275	4.55	47,000	31,000	5.89	0.01	20.0	6.2	58.0	20.0	74.4/25.6	92	60	49	36	18.0	17.0
4,009	176	12.45	65	33	28	18	30	32	802	4.0	0/2	275	4.50	47,000	30,960	5.83	0.01	20.0	6.2	58.0	20.0	74.4/25.6	94	61	48	34	17.0	16.0
4,100		12.80	71	32	29	19	32	34	814	4.0	0/2	275	4.55	47,000	31,000	5.89	0.01	22.0	7.8	56.0	20.0	73.7/26.3	93	61	50	36	17.0	16.0
4,100		13.20	81	34	24	17	30	31	802	4.0	0/2	275	3.10	44,000	29,800	4.01	0.01	23.7	8.1	54.5	20.0	73.2/26.8	92	58	45	31	15.0	14.0
4,700	176	13.90	78	42	31	20	36	40	841	3.8	0/2	275	3.90	41,000	29,000	5.05	0.01	26.3	7.7	56.0	17.0	76.4/23.6	115	73	58	41	20.0	19.0
4,891	176	13.90	77	40	30	19	34	38	862	3.8	0/2	275	3.85	41,000	28,800	4.99	0.01	26.3	7.7	56.0	17.0	76.4/23.6	110	70	56	43	19.0	18.0
5,382	184	13.90	75	44	30	21	36	36	810	4.0	0/2	275	3.60	46,000	31,800	4.66	0.01	26.1	8.0	52.0	20.0	72.2/27.8	118	74	57	40	18.0	17.0
5,501	186	13.90	70	44	32	25	41	42	825	4.0	0/2	275	3.60	42,000	30,000	4.66	0.10	26.3	7.9	54.0	18.0	75.0/25.0	120	76	60	42	19.0	18.0
5,811	178	13.95	74	41	32	20	36	39	890	4.0	0/2	275	3.75	41,000	30,100	4.86	0.01	26.3	7.5	54.0	18.0	75.0/25.0	114	73	54	41	20.0	19.0
5,811		13.95	75	41	32	20	36	39	880	4.0	0/2	275	3.70	41,000	30,000	4.79	0.10	26.3	7.5	54.0	18.0	75.0/25.0	114	73	54	41	20.0	19.0
5,942	178	13.95	75	45	32	20	39	43	897	4.0	0/2	275	2.00	38,000	28,000	2.59	0.01	26.4	7.2	56.5	15.5	78.5/21.5	122	77	57	41	20.0	19.0
6,155	190	13.95	72	50	33	20	40	44	792	4.0	0/2	275	2.70	37,000	29,900	3.50	0.01	26.5	7.5	56.0	17.0	76.4/23.6	133	83	64	44	20.0	18.0
6,387	192	13.95	69	43	27	19	36	40	862	4.0	0/2	275	3.25	39,000	29,800	4.21	0.01	26.4	7.4	56.0	17.0	76.4/23.6	113	70	55	38	18.0	16.0
6,711	195	13.95	70	48	26	18	35	39	890	4.0	0/2	275	3.10	38,000	29,000	4.01	0.10	26.4	7.3	56.0	16.0	77.8/22.2	122	74	60	43	18.0	17.0
7,041	196	13.95	69	52	32	19	41	46	911	3.8	0/2	300	2.70	41,000	29,900	3.50	0.01	26.3	7.4	56.0	17.0	76.4/23.6	136	84	62	44	19.0	18.0
7,105	196	13.95	64	47	29	19	39	43	929	4.0	0/2	300	2.65	40,800	29,500	3.43	0.01	26.3	7.4	56.0	17.0	76.4/23.6	123	76	60	40	18.0	16.0
7,105		13.95	68	46	27	19	39	43	915	4.0	0/2	300	2.30	39,500	30,000	2.98	0.10	26.4	7.3	56.5	16.5	77.1/22.9	119	73	57	38	18.0	17.0
7,105		13.95	68	46	28	19	39	44	930	4.0	0/2	300	2.30	39,500	30,000	2.98	0.01	26.4	7.3	56.5	16.5	77.1/22.9	120	74	57	37	18.0	17.0
7,105	175	13.95	62	32	17	15	21	23	974	4.0	0/2	300	2.15	39,000	30,600	2.78	0.01	26.4	7.3	56.0	16.0	77.8/22.2	81	49	31	24	15.0	14.0
7,105	192	14.00	60	33	18	16	22	25	920	4.0	0/2	300	2.50	38,000	29,000	3.24	0.10	26.4	6.9	56.0	16.0	77.8/22.2	84	51	47	30	16.0	15.0
7,105		12.50	61	29	19	15	27	30	600	6.0	0/2	300	3.00	26,000	15,000	3.89	0.01	21.0	5.6	63.0	15.0	80.8/19.2	77	48	37	25	13.0	11.0
7,105		12.50	62	29	19	15	27	30	595	6.0	0/2	300	3.00	26,000	15,000	3.89	0.01	21.0	5.6	63.0	15.0	80.8/19.2	77	48	37	25	13.0	11.0

APÉNDICE D.2.- Propiedades Físicas y Químicas Determinadas al Fluido Invertido en la Fase 8 ½ " del Pozo P2-02.[16]

Depth ft	FL Temp Deg F	Densit ppg	Fun Vis sec/qt	Rheology @ 120F						Elect Stab Volts	Filtration			Whole Fluid Alk ml	Whole Fluid Cl mg/l	Whole Fluid Ca mg/l	Excess Lime ppb	Sand % by Vol	Retort Analysis					Rheometer Dial Reading					
				PV cP	YP lbs/100 R2	Gels			HTHP ml/30 min		Cake 32nd i	Temp Deg F	Corr Sol % by Vol						LGS % by Vol	NAP % by Vol	Water % by Vol	NAP Water Ratio	600	300	200	100	6	3	
						10s	10m	30m																					
7,105		12.50	62	29	19	15	27	30	595	6.0	0/2	300	3.00	26,000	15,000	3.89	0.01	21.0	5.6	63.0	15.0	80.8/19.2	77	48	37	25	13.0	11.0	
7,158	170	12.55	58	25	13	10	17	19	616	6.0	0/2	300	4.25	26,000	15,000	5.50	0.01	21.5	6.6	60.0	17.5	77.4/22.6	63	38	29	19	10.0	9.0	
7,291	180	12.50	57	26	14	11	18	22	641	4.4	0/2	300	4.10	30,000	20,000	5.31	0.10	20.8	5.9	60.5	17.5	77.6/22.4	66	40	29	19	11.0	9.0	
7,394	180	12.50	58	28	18	12	19	22	650	3.8	0/2	300	3.80	34,000	19,800	4.92	0.01	20.6	5.8	60.5	17.5	77.6/22.4	74	46	34	24	12.0	11.0	
7,394		12.50	56	27	18	12	19	21	650	3.8	0/2	300	3.75	34,000	19,800	4.86	0.01	20.6	5.8	60.5	17.5	77.6/22.4	72	45	34	23	12.0	11.0	
7,394	166	12.50	57	27	18	13	19	21	645	3.8	0/2	300	3.75	34,000	26,000	4.86	0.10	20.6	5.8	60.5	17.5	77.6/22.4	72	45	34	23	12.0	11.0	
7,394	172	12.50	59	26	18	13	19	22	650	3.8	0/2	300	3.75	36,000	23,200	4.86	0.01	20.5	5.7	60.5	17.5	77.6/22.4	70	44	33	24	12.0	11.0	
7,394		12.50	58	27	18	13	18	20	650	3.8	0/2	300	3.80	36,000	23,200	4.92	0.01	20.5	5.7	60.5	17.5	77.6/22.4	72	45	34	24	12.0	11.0	
7,394		12.50	60	27	19	12	17	22	630	3.8	0/2	300	3.80	36,000	23,200	4.92	0.01	20.5	5.7	60.5	17.5	77.6/22.4	73	46	36	25	12.0	11.0	
7,394	150	12.50	59	27	18	12	16	19	630	3.8	0/2	300	3.80	36,000	23,200	4.92	0.01	20.5	5.7	60.5	17.5	77.6/22.4	72	45	33	21	12.0	11.0	
7,405	175	12.60	59	28	18	12	18	21	648	3.8	0/2	300	3.75	37,800	23,100	4.86	0.01	20.9	5.9	61.0	16.5	78.7/21.3	74	46	36	26	12.0	11.0	
7,415	176	12.60	58	28	19	12	23	24	650	3.8	0/2	300	3.80	46,000	28,500	4.92	0.01	20.1	4.8	60.0	18.0	76.9/23.1	75	47	33	22	11.0	10.0	
7,418	158	12.60	59	28	18	12	22	23	640	3.8	0/2	300	3.80	40,000	26,500	4.92	0.01	20.3	5.0	60.0	18.0	76.9/23.1	74	46	34	23	12.0	11.0	
7,437	160	12.55	57	28	19	12	18	21	650	3.8	0/2	300	3.80	39,900	26,200	4.92	0.01	20.4	5.3	60.0	18.0	76.9/23.1	75	47	34	24	12.0	11.0	
7,447		12.50	58	28	18	12	17	20	655	3.8	0/2	300	3.80	40,000	26,500	4.92	0.01	20.0	5.1	60.3	18.0	77.0/23.0	74	46	33	22	11.0	10.0	
7,447		12.55	59	28	18	12	18	21	650	3.8	0/2	300	3.70	40,000	26,500	4.79	0.01	20.3	5.3	60.0	18.0	76.9/23.1	74	46	34	22	11.0	10.0	
7,447		12.65	56	28	22	12	26	29	712	3.8	0/2	300	3.40	38,600	24,200	4.40	0.01	20.9	5.4	61.5	16.0	79.4/20.6	78	50	35	24	12.0	11.0	
7,450	155	12.55	53	28	20	12	25	28	727	4.0	0/2	300	3.50	41,100	25,200	4.53	0.01	20.3	5.2	60.5	17.5	77.6/22.4	76	48	35	24	11.0	10.0	
7,456		12.50	55	28	19	12	24	29	730	4.0	0/2	300	3.60	41,500	26,500	4.66	0.01	20.1	5.3	60.2	18.0	77.0/23.0	75	47	34	22	11.0	10.0	
7,456		12.50	56	29	20	12	25	29	750	4.0	0/2	300	4.00	43,000	27,200	5.18	0.01	20.2	5.6	60.0	18.0	76.9/23.1	78	49	35	24	11.0	10.0	
7,460	151	12.65	60	28	21	12	27	30	750	4.0	0/2	300	3.90	42,900	27,000	5.05	0.01	21.2	6.6	59.5	17.5	77.3/22.7	77	49	34	24	12.0	11.0	
7,556	154	12.50	55	28	19	12	26	29	760	4.2	0/2	300	3.80	42,500	26,600	4.92	0.01	20.2	5.6	60.0	18.0	76.9/23.1	75	47	34	23	12.0	11.0	
7,627	172	12.50	58	29	20	15	23	24	750	4.0	0/2	300	4.00	43,000	26,500	5.18	0.01	20.2	5.6	60.0	18.0	76.9/23.1	78	49	37	26	12.0	11.0	
7,633	176	12.50	58	29	19	15	22	24	752	4.0	0/2	300	4.20	43,000	25,500	5.44	0.01	20.2	5.6	60.0	18.0	76.9/23.1	77	48	35	26	12.0	11.0	
7,633		12.65	61	29	20	12	24	27	750	4.0	0/2	300	4.10	44,000	25,000	5.31	0.01	21.1	6.4	60.0	17.0	77.9/22.1	78	49	36	26	12.0	11.0	
7,645	175	12.55	60	28	21	14	25	28	755	4.0	0/2	300	4.00	42,500	24,500	5.18	0.01	20.2	5.3	60.0	18.0	76.9/23.1	77	49	34	24	12.0	11.0	
7,669	176	12.50	61	29	19	15	22	23	750	4.0	0/2	300	4.00	44,000	26,500	5.18	0.01	20.2	5.6	60.0	18.0	76.9/23.1	77	48	35	26	12.0	11.0	
7,699	177	12.50	60	28	20	15	23	24	754	4.0	0/2	300	4.20	44,000	26,500	5.44	0.01	20.2	5.5	60.5	17.5	77.6/22.4	76	48	39	26	12.0	11.0	
7,714	176	12.50	58	29	20	12	23	26	740	4.0	0/2	300	3.90	41,000	24,500	5.05	0.01	20.3	5.6	60.5	17.5	77.6/22.4	78	49	35	26	12.0	11.0	
7,777	176	12.50	56	34	19	13	25	27	742	4.0	0/2	300	3.80	40,000	24,500	4.92	0.01	20.3	5.6	60.5	17.5	77.6/22.4	87	53	39	26	11.0	10.0	
7,800	180	12.50	58	31	18	16	25	26	732	4.0	0/2	300	4.10	44,000	26,500	5.31	0.01	20.2	5.6	60.0	18.0	76.9/23.1	80	49	37	25	12.0	11.0	
7,821		12.60	61	30	20	12	25	28	730	4.0	0/2	300	3.80	40,000	24,100	4.92	0.01	20.8	5.9	60.0	17.5	77.4/22.6	80	50	36	26	12.0	11.0	
7,832	175	12.50	58	32	20	12	24	27	745	4.0	0/2	300	3.80	40,100	25,100	4.92	0.01	20.3	5.6	61.0	17.0	78.2/21.8	84	52	42	31	12.0	11.0	

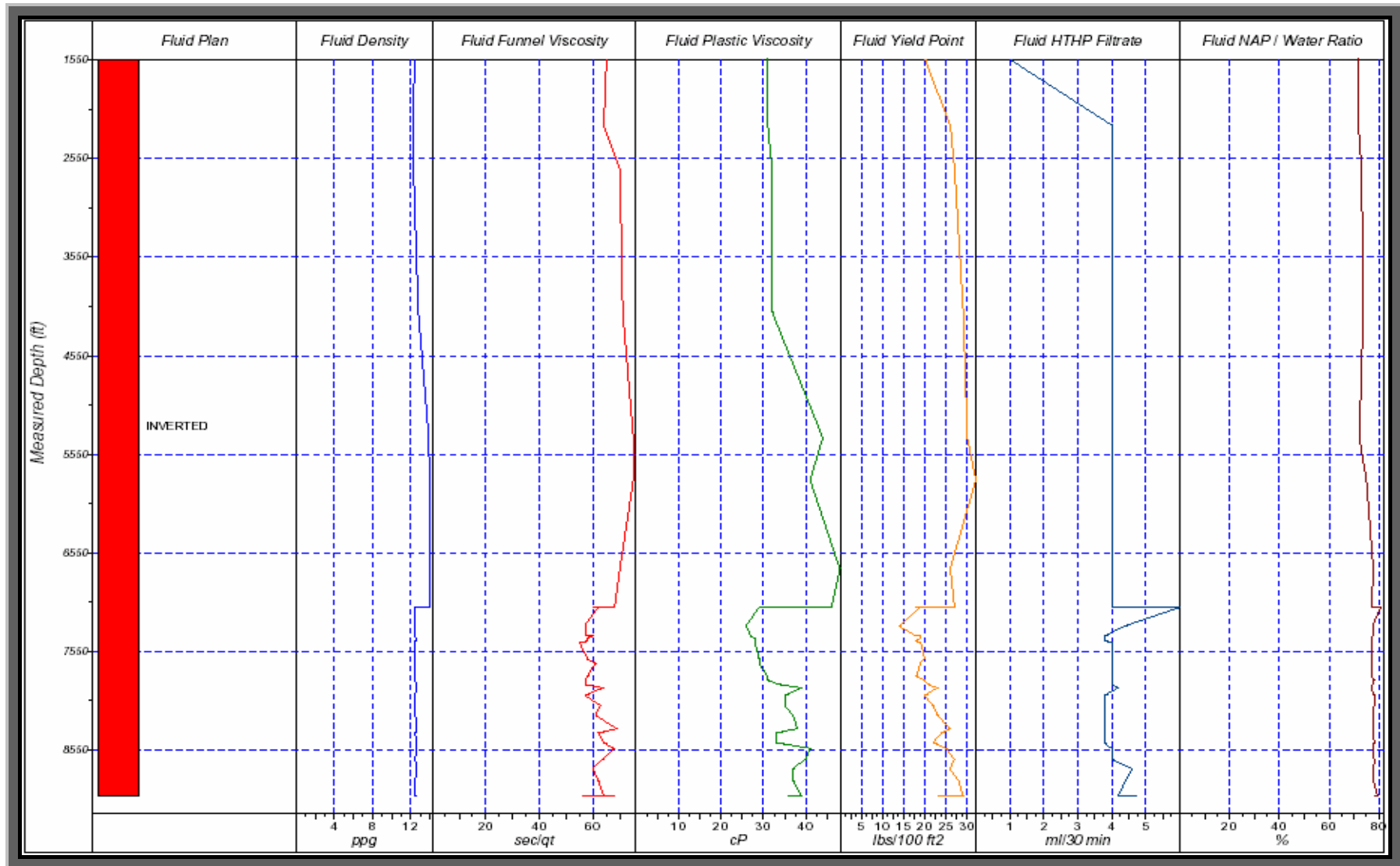
Continuación del APÉNDICE D.2

Depth ft	FL Temp Deg F	Densit ppg	Fun Vis sec/qt	Rheology @ 120F					Elect Stab Volts	Filtration			Whole Fluid Alk ml	Whole Fluid Cl mg/l	Whole Fluid Ca mg/l	Excess Lime ppb	Sand % by Vol	Retort Analysis					Rheometer Dial Reading					
				PV cP	YP lbs/100 RZ	Gels				HTHP ml/30 min	Cake 32nd i	Temp Deg F						Corr Sol % by Vol	LGS % by Vol	NAP % by Vol	Water % by Vol	NAP Water Ratio	600	300	200	100	6	3
						10s	10m	30m																				
7,843	182	12.50	57	31	20	12	25	27	750	4.0	0/2	300	3.50	39,000	24,000	4.53	0.01	20.4	5.6	61.0	17.0	78.2/21.8	82	51	42	32	12.0	11.0
7,861	182	12.50	58	30	21	12	26	28	750	4.0	0/2	300	3.35	39,100	23,500	4.34	0.01	20.4	5.6	61.0	17.0	78.2/21.8	81	51	42	32	12.0	11.0
7,861		12.55	59	31	21	12	23	27	747	4.0	0/2	300	3.25	40,600	23,800	4.21	0.01	20.6	5.7	61.2	16.5	78.8/21.2	83	52	41	32	12.0	11.0
7,865	175	12.55	56	34	20	12	27	30	743	4.0	0/2	300	2.80	38,000	24,000	3.63	0.01	20.4	5.3	60.5	17.5	77.6/22.4	88	54	38	26	12.0	11.0
7,886	182	12.55	57	34	21	12	26	30	745	4.0	0/2	300	3.50	37,500	23,500	4.53	0.01	20.5	5.3	60.5	17.5	77.6/22.4	89	55	44	32	12.0	11.0
7,907		12.55	58	34	20	12	23	28	755	4.0	0/2	300	3.10	39,000	24,000	4.01	0.01	20.4	5.3	60.5	17.5	77.6/22.4	88	54	41	30	12.0	11.0
7,907		12.65	65	38	22	13	27	31	723	4.2	0/2	300	3.65	39,000	24,500	4.73	0.01	20.9	5.5	60.5	17.0	78.1/21.9	98	60	46	35	13.0	12.0
7,917	170	12.55	66	40	23	15	27	31	720	4.2	0/2	300	3.40	38,600	24,500	4.40	0.01	20.4	5.4	60.0	18.0	76.9/23.1	103	63	48	32	13.0	12.0
7,921		12.55	64	39	23	15	22	27	725	4.2	0/2	300	3.30	39,000	25,000	4.27	0.01	20.4	5.4	60.0	18.0	76.9/23.1	101	62	50	38	13.0	11.0
7,921		12.55	66	39	23	15	22	27	745	4.2	0/2	300	3.10	39,000	25,000	4.01	0.01	20.4	5.4	60.0	18.0	76.9/23.1	101	62	50	38	13.0	11.0
7,930	170	12.65	64	43	21	15	27	32	742	4.2	0/2	300	2.90	40,000	25,100	3.76	0.05	20.8	5.6	60.0	17.5	77.4/22.6	107	64	51	40	13.0	12.0
7,969	180	12.50	56	38	20	12	27	30	702	3.8	0/2	300	4.60	37,000	24,100	5.96	0.01	20.4	5.5	60.6	17.5	77.6/22.4	96	58	43	29	12.0	11.0
7,996	182	12.50	57	35	20	14	27	31	715	3.8	0/2	300	3.50	38,000	25,000	4.53	0.01	20.4	5.6	61.0	17.0	78.2/21.8	90	55	42	30	12.0	11.0
8,020	186	12.50	56	35	20	14	26	31	710	3.8	0/2	300	3.80	38,000	24,000	4.92	0.01	20.4	5.7	60.5	17.5	77.6/22.4	90	55	43	31	12.0	11.0
8,048	182	12.50	61	36	21	15	28	30	710	3.8	0/2	300	4.10	37,000	23,800	5.31	0.01	20.5	5.6	61.0	17.0	78.2/21.8	93	57	40	29	12.0	11.0
8,070	182	12.60	63	37	23	15	26	29	690	3.8	0/2	300	3.70	36,000	24,000	4.79	0.01	21.1	6.2	60.4	17.0	78.0/22.0	97	60	46	31	13.0	12.0
8,099	186	12.50	63	35	22	14	26	30	692	3.8	0/2	300	3.50	36,000	24,000	4.53	0.01	20.3	5.3	61.1	17.1	78.1/21.9	92	57	44	31	12.0	11.0
8,117	186	12.50	63	42	24	17	32	35	645	3.8	0/2	300	3.00	36,000	24,000	3.89	0.01	20.3	5.3	60.8	17.4	77.7/22.3	108	66	51	34	14.0	13.0
8,131	190	12.50	65	46	24	18	33	37	683	3.8	0/2	300	2.70	36,000	24,000	3.50	0.01	20.7	6.2	60.3	17.5	77.5/22.5	116	70	57	43	14.0	13.0
8,176	195	12.60	64	37	24	17	32	35	766	3.8	0/2	300	3.85	39,000	25,100	4.99	0.01	20.7	5.6	60.2	17.5	77.5/22.5	98	61	48	32	15.0	14.0
8,195		12.50	61	37	23	16	29	33	710	3.8	0/2	300	3.70	39,000	24,000	4.79	0.01	20.3	5.4	60.7	17.4	77.7/22.3	97	60	48	34	14.0	13.0
8,195		12.50	62	37	24	16	29	33	705	3.8	0/2	300	3.70	39,000	24,000	4.79	0.01	20.3	5.4	60.7	17.4	77.7/22.3	98	61	49	37	14.0	13.0
8,304	180	12.60	69	37	26	16	32	36	719	3.8	0/2	300	3.50	39,500	24,100	4.53	0.01	20.9	6.0	60.0	17.5	77.4/22.6	100	63	48	34	15.0	14.0
8,335		12.60	69	38	26	16	32	37	705	3.8	0/2	300	3.10	39,500	24,000	4.01	0.01	20.7	5.5	60.4	17.3	77.7/22.3	102	64	50	38	15.0	14.0
8,335		12.60	70	38	26	16	32	37	690	3.8	0/2	300	3.10	39,000	24,000	4.01	0.01	20.7	5.5	60.4	17.3	77.7/22.3	102	64	50	38	15.0	14.0
8,340	175	12.55	71	36	26	17	35	41	727	3.8	0/2	300	4.50	38,900	24,100	5.83	0.01	20.4	5.3	60.5	17.5	77.6/22.4	98	62	49	34	16.0	15.0
8,362	185	12.50	68	33	22	15	30	33	732	3.8	0/2	300	4.60	39,000	24,000	5.96	0.01	19.9	4.6	61.0	17.5	77.7/22.3	88	55	43	32	14.0	13.0
8,377	186	12.50	62	33	24	17	31	33	738	3.8	0/2	300	4.80	39,000	24,500	6.22	0.01	19.9	4.6	61.0	17.5	77.7/22.3	90	57	44	31	15.0	14.0
8,393	186	12.50	63	33	23	16	29	32	735	3.8	0/2	300	4.70	39,000	24,600	6.09	0.01	20.4	5.6	61.0	17.0	78.2/21.8	89	56	42	30	15.0	14.0
8,395		12.55	70	33	21	15	29	31	712	3.8	0/2	300	4.70	39,000	24,100	6.09	0.01	20.4	5.2	61.0	17.0	78.2/21.8	87	54	39	28	15.0	14.0
8,478	172	12.55	64	33	22	16	31	33	732	3.8	0/2	300	4.90	40,000	24,800	6.35	0.01	20.3	5.2	61.0	17.0	78.2/21.8	88	55	42	31	15.0	14.0
8,513	192	12.50	63	37	24	21	39	40	720	3.8	0/2	300	5.30	40,000	24,800	6.86	0.01	21.3	7.8	59.5	17.5	77.3/22.7	98	61	47	33	15.0	14.0
8,533	190	12.55	68	41	25	24	39	40	732	4.0	0/2	300	5.00	40,000	24,800	6.48	0.01	22.8	10.5	58.5	17.0	77.5/22.5	107	66	51	35	17.0	16.0

Continuación del APÉNDICE D.2

Depth ft	FL Temp Deg F	Densit ppg	Fun Vis sec/qt	Rheology @ 120F					Elect Stab Volts	Filtration			Whole Fluid Alk ml	Whole Fluid Cl mg/l	Whole Fluid Ca mg/l	Excess Lime ppb	Sand % by Vol	Retort Analysis					Rheometer Dial Reading					
				PV cP	YP lbs/100 ft ²	Gels				HTHP ml/30 min	Cake 32nd i	Temp Deg F						Corr Sol % by Vol	LGS % by Vol	NAP % by Vol	Water % by Vol	NAP Water Ratio	600	300	200	100	6	3
						10s	10m	30m																				
8,565	194	12.50	64	39	26	24	41	45	735	4.0	0/2	300	4.90	40,000	24,800	6.35	0.25	22.8	10.8	58.5	17.0	77.5/22.5	104	65	50	35	16.0	15.0
8,600	195	12.50	65	39	27	24	42	42	815	4.0	0/2	300	2.80	38,000	23,500	3.63	0.25	22.9	10.8	59.5	16.0	78.8/21.2	105	66	52	35	16.0	15.0
8,644	196	12.50	64	40	27	24	42	43	828	4.0	0/2	300	5.40	40,000	24,100	6.99	0.25	22.8	10.8	59.0	16.5	78.1/21.9	107	67	52	37	17.0	16.0
8,661	197	12.50	75	43	30	27	42	42	730	4.0	0/2	300	5.20	40,000	24,100	6.73	0.25	22.9	11.1	56.5	19.0	74.8/25.2	116	73	57	40	19.0	18.0
8,700	200	12.50	62	41	31	26	45	48	820	4.2	0/2	310	4.80	42,000	26,200	6.22	0.25	23.2	11.8	58.0	17.0	77.3/22.7	113	72	56	39	19.0	18.0
8,740	200	12.55	60	37	26	25	39	41	835	4.6	0/2	310	5.50	42,500	26,500	7.12	0.25	23.2	11.4	58.5	16.5	78.0/22.0	100	63	49	35	17.0	16.0
8,764	200	12.50	63	37	28	25	40	40	830	4.8	0/2	310	5.00	39,000	24,800	6.48	0.25	23.4	11.8	59.0	16.0	78.7/21.3	102	65	50	35	17.0	16.0
8,784	205	12.50	62	39	25	24	41	42	815	4.6	0/2	300	2.80	40,000	25,000	3.63	0.25	23.3	11.8	58.5	16.5	78.0/22.0	103	64	51	36	17.0	16.0
8,828	208	12.50	62	39	28	26	41	46	920	4.4	0/2	310	3.50	39,000	24,400	4.53	0.25	23.9	12.7	59.5	15.0	79.9/20.1	106	67	52	36	18.0	17.0
8,864	208	12.50	62	37	28	25	38	40	935	4.4	0/2	310	4.50	39,000	24,800	5.83	0.25	23.9	12.9	58.0	16.5	77.9/22.1	102	65	51	36	18.0	17.0
8,880	210	12.50	0	41	24	25	40	45	945	4.6	0/2	310	5.00	40,000	24,800	6.48	0.25	23.8	12.8	58.5	16.0	78.5/21.5	106	65	53	38	19.0	18.0
8,901	210	12.55	62	39	31	27	41	46	920	4.6	0/2	310	3.50	40,000	25,000	4.53	0.25	24.3	13.5	58.0	16.0	78.4/21.6	109	70	55	39	19.0	18.0
8,925	210	12.50	64	43	31	27	44	48	880	4.6	0/2	310	3.50	40,000	25,000	4.53	0.25	24.3	13.8	58.5	15.5	79.1/20.9	117	74	58	41	20.0	19.0
8,958	210	12.50	62	42	33	28	44	45	900	4.6	0/2	310	4.00	40,000	24,800	5.18	0.25	24.3	13.9	58.0	16.0	78.4/21.6	117	75	59	42	20.0	19.0
8,978	210	12.50	70	39	34	27	45	48	910	4.6	0/2	310	4.50	40,000	24,800	5.83	0.25	24.3	13.9	58.0	16.0	78.4/21.6	112	73	57	41	21.0	20.0
9,015	210	12.50	61	39	29	26	44	47	880	4.4	0/2	310	3.20	38,000	23,750	4.14	0.25	24.9	14.8	58.5	15.0	79.6/20.4	107	68	52	36	17.0	16.0
9,015		12.50	64	39	29	26	44	46	870	4.2	0/2	310	3.10	38,000	23,750	4.01	0.25	24.9	14.8	58.5	15.0	79.6/20.4	107	68	51	36	17.0	16.0
9,015	165	12.70	71	39	29	28	46	48	850	4.5	0/2	310	3.00	38,000	23,750	3.89	0.25	25.4	14.4	58.0	15.0	79.5/20.5	107	68	51	36	17.0	16.0
9,015	186	12.50	66	36	28	26	41	47	890	4.4	0/2	310	3.00	38,500	24,000	3.89	0.25	24.4	13.8	59.0	15.0	79.7/20.3	100	64	50	35	18.0	17.0
9,015		12.50	64	39	29	28	46	48	880	4.4	0/2	310	3.00	38,000	23,750	3.89	0.25	24.4	13.8	59.0	15.0	79.7/20.3	107	68	51	36	17.0	16.0
9,015		12.50	56	36	23	20	34	40	920	4.7	0/2	310	2.80	38,000	23,750	3.63	0.25	24.4	13.8	59.0	15.0	79.7/20.3	95	59	43	30	15.0	14.0
9,015	185	12.60	57	39	23	21	35	37	880	4.6	0/2	310	2.00	40,000	25,000	2.59	0.25	24.3	13.0	59.0	15.0	79.7/20.3	101	62	47	32	15.0	14.0
9,015		12.60	62	38	23	21	34	36	890	4.6	0/2	310	2.00	40,000	26,000	2.59	0.25	24.3	13.0	59.0	15.0	79.7/20.3	99	61	48	35	15.0	14.0
9,015		12.60	64	38	23	21	34	36	860	4.6	0/2	310	2.00	39,000	24,000	2.59	0.25	24.4	13.0	59.0	15.0	79.7/20.3	99	61	48	35	15.0	14.0
9,015		12.60	65	38	23	21	34	36	860	4.6	0/2	310	2.00	39,000	24,000	2.59	0.25	24.4	13.0	59.0	15.0	79.7/20.3	99	61	48	35	15.0	14.0
9,015		12.60	68	39	28	21	40	45	870	4.5	0/2	310	2.80	40,000	24,800	3.63	0.25	24.3	13.1	58.0	16.0	78.4/21.6	106	67	50	35	16.0	15.0

APÉNDICE D.3.- Curvas de las Principales Propiedades Determinadas al Fluido Invertido en las Fases 12 ¼' y 8 ½" del Pozo P2-02.^[16]



APÉNDICE E
Muestra de Cálculos

E.1.- Cálculo de las Propiedades Reológicas.

Las lecturas realizadas con el viscosímetro rotacional Fann 35 A a la muestra de fluido Invertido a 5811 pies de profundidad utilizado en la fase 12 ¼" del pozo P2-02, se presenta a continuación:

Lecturas:

$$L_{600} = 118$$

$$L_{300} = 74$$

$$L_{200} = 68$$

$$L_{100} = 41$$

$$L_6 = 20$$

$$L_3 = 19$$

E.1.1.- Viscosidad Plástica:

La viscosidad plástica se calcula de la siguiente manera:

$$VP (cP) = L_{600} - L_{300} \quad (\text{Ec.- 1.2})$$

De acuerdo a las lecturas tomadas a 600 y 300 rpm, al sustituir en la (Ec.- 1.2) se tiene que:

$$VP = 118 - 74 = 44 \text{ cP}$$

E.1.2.- Viscosidad Aparente:

La viscosidad aparente viene determinada por la (Ec.- 1.3), la cual se muestra a continuación:

$$VA(cP) = \frac{L_{600}}{2}$$

De acuerdo a la lectura medida a 600 rpm con el viscosímetro rotacional y sustituyendo en la (Ec.- 1.3), se obtiene la siguiente expresión:

$$VA = \frac{118}{2} = 59 \text{ cP}$$

E.1.3.- Punto Cedente:

El punto cedente viene dado por la siguiente ecuación:

$$PC (\text{lb}/100 \text{pies}^2) = L_{300} - VP \quad (\text{Ec.- 1.4})$$

Sustituyendo los valores de la viscosidad plástica determinadas con anterioridad y la lectura tomada a 300 rpm en la (Ec.- 1.4), se obtiene que:

$$PC = 74 - 44 = 30 \text{ lb}/100 \text{pies}^2$$

E.2.- Cálculo de la Relación Aceite y Agua.

Los resultados del análisis de retorta efectuado a la muestra de fluido Invertido a 5811 pies de profundidad del pozo P2-02, se indican a continuación:

Porcentajes medidos:

% Aceite en Volumen = 54

% Agua en Volumen = 18

% Sólidos en Volumen = 28

El porcentaje de Aceite se calcula a través de la (Ec.- 1.5), la cual se muestra a continuación:

$$\% \text{ Aceite} = \frac{(\% \text{ Aceite en Volumen})}{(\% \text{ Aceite en Volumen} + \% \text{ Agua en Volumen})} \times (100)$$

sustituyendo los datos en la (Ec.-1.5), se obtiene:

$$\% \text{ Aceite} = \frac{(54)}{(54+18)} \times (100) = 75 \%$$

El porcentaje de Agua se determina por medio de la (Ec.- 1.6), la misma se indica en seguida:

$$\% \text{ Agua} = \frac{(\% \text{ Agua en Volumen})}{(\% \text{ Agua en Volumen} + \% \text{ Aceite en Volumen})} \times (100)$$

Sustituyendo los porcentajes de Agua y Aceite en la (Ec.- 1.6), se tiene:

$$\% \text{ Aceite} = \frac{(18)}{(18+54)} \times (100) = 25 \%$$

La relación aceite y agua se determina a través de la (Ec.-1.8), la cual se indica a continuación:

$$R(O/W) = \frac{(\% \text{ Aceite})}{(\% \text{ Agua})}$$

Por lo tanto, al sustituir los datos en la (Ec 1.8), se obtiene:

$$R(O/W) = \frac{(75\%)}{(25\%)}$$

E.3.- Calculo de Alcalinidad, Exceso de Cal y Salinidad.

Los resultados de los análisis químicos efectuados a la muestra de fluido Invertido a la profundidad de 5811 pies del pozo P2-02, se muestran a continuación:

Resultados:

ml Ácido Sulfúrico 0,1 N = 3,2

ml Nitrato de Plata = 4,4

La alcalinidad del fluido se determina a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Alcalinidad} = \text{ml Ácido Sulfúrico 0,1 N} \quad (\text{Ec.3.1})$$

De la (Ec. - 3.1) se obtiene:

$$\text{Alcalinidad} = 3,2 \text{ ml}$$

El Exceso de Cal se calcula por medio de la (Ec.- 3.1), la cual se indica a continuación:

$$\text{Exceso de Cal (lb/bbl)} = 1,3 * \text{Alcalinidad (ml)}$$

Según la (Ec.- 3.1) se obtiene:

$$\text{Exceso de Cal} = 1,3 * (3,2 \text{ ml}) = 4,16 \text{ lb/bbl}$$

La Sales Totales se calculan por medio de la siguiente ecuación:

Sales Totales (lb/bbl) = ml Nitrato de Plata * 5,48

(Ec.3.3) Se tiene entonces: Sales Totales = 4,4 ml * 5,48 = 24,11 lb/bbl

La Salinidad se puede determinar a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Salinidad (ppm)} = \frac{\text{Sales Totales} (10^6)}{Fw(350ml) + \text{Sales Totales}} \quad (\text{Ec.3.4})$$

Donde:

Fw = fracción de agua en la retorta.

Fw = 0,18

Al sustituir los datos en la (Ec. - 3.4) se obtiene:

$$\text{Salinidad} = \frac{24,11 \text{ lb} / \text{bbl} (10^6)}{0,18 (350 \text{ ml}) + 24,11 \text{ lb} / \text{bbl}} = 276.793 \text{ ppm}$$

APÉNDICE F

***Hoja Técnica de los Aditivos Utilizados en la Formulación del Sistema
Invertido***



INVERMUL[®] NT

Emulsificante

Descripción INVERMUL NT, mezcla de *tall oil* oxidado y de un ácido graso poliaminado, es el ingrediente básico de los fluidos de perforación de emulsión inversa de Baroid. INVERMUL NT estabiliza la emulsión, aporta propiedades de suspensión y reduce el filtrado. INVERMUL NT se utiliza con cal a fin de obtener un jabón cálcico emulsificante *in situ*.

Aplicaciones/Funciones

- Formar emulsiones estables de agua en aceite
- Disminuir las velocidades de filtración
- Aportar estabilidad a altas temperaturas para los fluidos base aceite

Ventajas

- Puede agregarse directamente al sistema
- Resiste la contaminación con electrolitos

Propiedades características

• Apariencia	Líquido de color oscuro
• Punto de inflamación, SETA, °F (°C)	156 (63)
• Peso específico	0.94

Tratamiento aconsejado Para las aplicaciones normales, agregar 4-12 lbs/barril (11.41-34.24 kg/m³). Para temperaturas altas (> 350°F) (> 177°C), agregar 10-25 lbs/barril (28.53-71.33 kg/m³). Para los sistemas de filtrado relajado, agregar 0.25-4.0 lbs/barril (0.71-11.41 kg/m³).
Nota: Por cada libra de INVERMUL NT agregada al sistema, es necesario añadir 0.5 lbs (0.23 kg) de cal.

Presentación INVERMUL NT está disponible en tambores de 55 galones (208 litros).

INVERMUL es una marca registrada en EEUU de Halliburton Energy Services, Inc. • © Copyright 1993, 1999, de Baroid, una compañía de Halliburton • 5/99 • DMD 076

Puesto que las condiciones de uso de este producto están fuera de control del vendedor, la venta se realiza sin garantía alguna, expresa o implícita, y con la condición de que el comprador realice sus propias pruebas para determinar si el producto es apropiado o no para las aplicaciones del comprador. El comprador asume todos los riesgos de uso y manipulación del producto. Se sustituirá el producto en caso de defectos de fabricación, de envase o en caso de encontrarse dañado. A excepción de estos casos de sustitución, el vendedor no es responsable de ningún daño provocado por el producto ni por su utilización. Las afirmaciones y recomendaciones expresadas aquí se hacen en la creencia de que son exactas. Sin embargo, no se da garantía alguna sobre tal exactitud.

Baroid The ~~Complete~~ Fluids Company • P.O. Box 1675 • Houston TX 77251 • (281) 871-5067



EZ MUL[®]

Emulsificante

Descripción EZ MUL, ácido graso poliaminado, se utiliza para emulsificar agua en aceite en los fluidos de perforación base aceite diesel. Se emplea para mejorar las características de humectación en aceite y fue ideado para aplicarlo en fluidos base aceite con alto contenido de sales divalentes (o sea, CaCl₂, MgCl₂) en la fase acuosa del fluido. EZ MUL es el emulsificante primario en los sistemas INVERMUL[®] RF. Cuando se utiliza junto con INVERMUL[®], este producto contribuye a producir un sistema de emulsión inversa estable con bajo filtrado.

Aplicaciones/Funciones

- Preparar sistemas INVERMUL RF
- Promover la humectación con aceite en sistemas de emulsión inversa
- Mejorar la estabilidad eléctrica de la emulsión
- Reducir las propiedades de flujo de las emulsiones inversas

Ventajas

- Efectivo en bajas concentraciones
- Puede agregarse directamente al sistema
- Es estable a temperaturas superiores a los 500°F (260°C)
- Es compatible con otros aditivos para lodos base aceite

Propiedades características

- Apariencia Líquido oscuro y espeso
- Punto de inflamación, PMCC, °F (°C) 178 (81)
- Peso específico 0.95

Tratamiento aconsejado

1. Para sistemas INVERMUL RF, agregar 4-12 lbs/barril (11.4-34.2 kg/m³) directamente al sistema.
2. Para un sistema INVERMUL, agregar 2-6 lbs/barril (5.7-17.1 kg/m³) directamente al sistema.

Presentación EZ MUL está disponible en tambores de 55 galones (189 litros) y a granel.

EZ MUL es una marca registrada en EEUU de Halliburton Energy Services, Inc. • INVERMUL es una marca registrada en EEUU de Halliburton Energy Services, Inc. • © Derechos reservados 1993, 1999, de Baroid, una compañía de Halliburton • 5/99 • DMD 144

Puesto que las condiciones de uso de este producto están fuera de control del vendedor, la venta se realiza sin garantía alguna, expresa o implícita, y con la condición de que el comprador realice sus propias pruebas para determinar si el producto es apropiado o no para las aplicaciones del comprador. El comprador asume todos los riesgos de uso y manipulación del producto. Se sustituirá el producto en caso de defectos de fabricación, de envase o en caso de encontrarse dañado. A excepción de estos casos de sustitución, el vendedor no es responsable de ningún daño provocado por el producto ni por su utilización. Las afirmaciones y recomendaciones expresadas aquí se hacen en la creencia de que son exactas. Sin embargo, no se da garantía alguna sobre tal exactitud.

Baroid The *Complete* Fluids Company • P.O. Box 1675 • Houston TX 77251 • (281) 871-5067



DURATONE[®] HT

Agente de control de filtrado

Descripción	DURATONE HT, leonardita organofílica, se utiliza para controlar la velocidad de filtración en los lodos de perforación base aceite. DURATONE HT es estable a altas temperaturas y puede utilizarse para controlar la velocidad de filtración en pozos profundos con alta temperatura de fondo. También se puede utilizar para aumentar la emulsificación del agua en lodos base aceite y para promover la estabilidad del fluido.	
Aplicaciones/Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Reducir la velocidad de filtración APAT• Promover la estabilidad de fluidos de emulsión inversa	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Aumenta la estabilidad térmica de los fluidos de perforación a temperaturas superiores a los 500°F (260°C)• Es efectivo en todos los sistemas de emulsión inversa y en los sistemas todo aceite	
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia• Densidad a granel, lbs/pie³ (kg/litro)• Peso específico	<ul style="list-style-type: none">Polvo de color gris a negroCompactado 44 (0.74)Sin compactar 31 (0.5)1.8
Tratamiento aconsejado	Agregar 2-20 lbs/barril (5.7-57.1 kg/m ³) de DURATONE HT. La concentración dependerá del grado de control de filtrado deseado.	
Presentación	DURATONE HT está disponible en bolsas de 50 lbs (22.7 kg).	

DURATONE es una marca registrada en EEUU de Halliburton Energy Services, Inc. • Copyright 1993, 1999, de Baroid, una compañía de Halliburton • 5/99 • DMD 058

Puesto que las condiciones de uso de este producto están fuera de control del vendedor, la venta se realiza sin garantía alguna, expresa o implícita, y con la condición de que el comprador realice sus propias pruebas para determinar si el producto es apropiado o no para las aplicaciones del comprador. El comprador asume todos los riesgos de uso y manipulación del producto. Se sustituirá el producto en caso de defectos de fabricación, de envase o en caso de encontrarse dañado. A excepción de estos casos de sustitución, el vendedor no es responsable de ningún daño provocado por el producto ni por su utilización. Las afirmaciones y recomendaciones expresadas aquí se hacen en la creencia de que son exactas. Sin embargo, no se da garantía alguna sobre tal exactitud.

Baroid The ~~Complete~~ Fluids Company • P.O. Box 1675 • Houston TX 77251 • (281) 871-5067



GELTONE® II

Viscosificante

Descripción	GELTONE II, arcilla organofílica, aporta viscosidad y propiedades de suspensión a los fluidos de perforación base aceite. GELTONE II es una arcilla bentonítica tratada con un compuesto de aminas a fin de aumentar su dispersión/rendimiento en los aceites. Este producto fue desarrollado para crear más rápidamente capacidad de suspensión y de acarreo de recortes en los lodos de aceite, con menor corte y temperaturas más bajas.
Aplicaciones/Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Viscosificar cualquier fluido de perforación base aceite• Mejorar la limpieza del pozo durante las operaciones de perforación y completación• Gelificar los lodos de aceite para suspensiones de largo plazo de agentes densificantes en fluidos de empaque y fluidos de empaque en tuberías
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Estable a temperaturas próximas a los 350°F (177°C)• Contribuye al control de filtrado
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia Polvo de color castaño claro grisáceo• Peso específico 1.7
Tratamiento aconsejado	Agregar con lentitud 2-15 lbs/barril (5.71-42.8 kg/m ³) de GELTONE II a través del embudo. <i>Nota:</i> Disminuir el tiempo de mezclado haciendo pasar simultáneamente una pequeña corriente de agua a través del embudo.
Presentación	GELTONE II está disponible en bolsas de 50 lbs (22.7 kg).

GELTONE es una marca registrada en EEUU de Halliburton Energy Services, Inc. • © Copyright 1993, 1999, de Baroid, una compañía de Halliburton • 599 • DMD 071

Puesto que las condiciones de uso de este producto están fuera de control del vendedor, la venta se realiza sin garantía alguna, expresa o implícita, y con la condición de que el comprador realice sus propias pruebas para determinar si el producto es apropiado o no para las aplicaciones del comprador. El comprador asume todos los riesgos de uso y manipulación del producto. Se sustituirá el producto en caso de defectos de fabricación, de envase o en caso de encontrarse dañado. A excepción de estos casos de sustitución, el vendedor no es responsable de ningún daño provocado por el producto ni por su utilización. Las afirmaciones y recomendaciones expresadas aquí se hacen en la creencia de que son exactas. Sin embargo, no se da garantía alguna sobre tal exactitud.

Baroid The *Complete* Fluids Company • P.O. Box 1675 • Houston TX 77251 • (281) 871-5067



BAROID®

Agente densificante

Descripción	El agente densificante BAROID, sulfato de bario molido, satisface la Especificación 13A, Sección 2, de la API para la baritina de fluidos de perforación. Este agente se puede utilizar para aumentar la densidad de fluidos de perforación base aceite y base agua hasta alcanzar 21 lbs/galón (2516 kg/m ³).
Aplicaciones/Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Aumentar la densidad del lodo hasta 21 lbs/galón (2516 kg/m³)• Controlar las presiones de formación• Estabilizar el pozo• Preparar tapones de sólidos para aplicaciones de control de pozos
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Estándar de la industria para agentes densificantes de fluidos de perforación• Químicamente inerte• Eficaz desde el punto de vista de los costos
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia Polvo• Peso específico 4.20 (min.)
Tratamiento aconsejado	Utilizar las siguientes fórmulas en peso para determinar las concentraciones adecuadas que se deben agregar al sistema. <ul style="list-style-type: none">• Para un volumen inicial de 1 barril $X = 1470 (W_F - W_I) / (35 - W_I)$• Para un volumen final de 1 barril $X = 1470 (W_F - W_I) / (35 - W_F)$• Donde X = cantidad necesaria de BAROID, lbs/barril W_I = densidad inicial del lodo, lbs/galón W_F = densidad final deseada del lodo, lbs/galón
Presentación	BAROID está disponible en bolsas de 100 lbs (45.4 kg) y a granel.

BAROID es una marca registrada en EEUU de Halliburton Energy Services, Inc. • © Copyright 1993, 1999, de Baroid, una compañía de Halliburton • 599 • DMD 032

Puesto que las condiciones de uso de este producto están fuera de control del vendedor, la venta se realiza sin garantía alguna, expresa o implícita, y con la condición de que el comprador realice sus propias pruebas para determinar si el producto es apropiado o no para las aplicaciones del comprador. El comprador asume todos los riesgos de uso y manipulación del producto. Se sustituirá el producto en caso de defectos de fabricación, de envase o en caso de encontrarse dañado. A excepción de estos casos de sustitución, el vendedor no es responsable de ningún daño provocado por el producto ni por su utilización. Las afirmaciones y recomendaciones expresadas aquí se hacen en la creencia de que son exactas. Sin embargo, no se da garantía alguna sobre tal exactitud.

Baroid The *Complete* Fluids Company • P.O. Box 1675 • Houston TX 77251 • (281) 871-5067



OMC[®]

Acondicionador de lodos base aceite

Descripción	OMC, sulfonato sódico de petróleo, es un producto efectivo para reducir las propiedades reológicas en los fluidos base aceite. Se recomienda para fluidos que contienen arcillas organofílicas o grandes cantidades de sólidos de perforación.
Aplicaciones/Funciones	OMC se puede utilizar para disminuir el punto de fluencia/cedencia y la resistencia de los geles en los fluidos de perforación base aceite.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Efectivo en bajas concentraciones• Puede agregarse directamente al sistema
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia Líquido de color negro• Peso específico 0.976
Tratamiento aconsejado	Agregar 0.25-1.50 lbs/barril (0.71-4.28 kg/m ³) de OMC directamente al sistema.
Presentación	OMC está disponible en baldes de 15 galones (56.8 litros) y en tambores de 55 galones (208 litros).

OMC es una marca registrada en EEUU de Halliburton Energy Services, Inc. • © Copyright 1993, 1999, de Baroid, una compañía de Halliburton • 5/99 • DMD 086

Puesto que las condiciones de uso de este producto están fuera de control del vendedor, la venta se realiza sin garantía alguna, expresa o implícita, y con la condición de que el comprador realice sus propias pruebas para determinar si el producto es apropiado o no para las aplicaciones del comprador. El comprador asume todos los riesgos de uso y manipulación del producto. Se sustituirá el producto en caso de defectos de fabricación, de envase o en caso de encontrarse dañado. A excepción de estos casos de sustitución, el vendedor no es responsable de ningún daño provocado por el producto ni por su utilización. Las afirmaciones y recomendaciones expresadas aquí se hacen en la creencia de que son exactas. Sin embargo, no se da garantía alguna sobre tal exactitud.

Baroid The ~~Complete~~ Fluids Company • P.O. Box 1675 • Houston TX 77251 • (281) 871-5067