

## TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

# “SELECCIÓN DE UN AGENTE INHIBIDOR DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS DE LOS CRUDOS PROVENIENTES DE LOS CAMPOS QUIRIQUIRE Y JUSEPIN DEL ESTADO MONAGAS”

presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo.  
por: Omar José Licón Silva

Caracas, Marzo de 2003

## TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

# “SELECCIÓN DE UN AGENTE INHIBIDOR DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS DE LOS CRUDOS PROVENIENTES DE LOS CAMPOS QUIRIQUIRE Y JUSEPIN DEL ESTADO MONAGAS”

Tutor Académico: Msc. Maria T. Vives  
Tutor Industrial: Ing. José Méndez

presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo.  
por: Omar José Licón Silva

Caracas, Marzo de 2003

## Dedicatoria

La satisfacción que siento por haber llegado a la meta es inexplicable. Hoy disfruto con mis seres queridos, quienes me brindaron su apoyo y confianza, creyendo que siempre lo lograría. Por esta razón, tengo siempre presente que nunca estuve solo y por eso que con gran orgullo quiero compartir con ellos este hermoso triunfo.

**A Dios Todopoderoso y a la Madre Maria de San José**, por guiarme e iluminarme el camino que sigo día a día, por darme todo lo que tengo, pero por sobre todas las cosas por no desampararme nunca y por concederme todo cuanto les pedí.

**A mis Padres**, base principal de mi vida, su protección y apoyo es indudable. Gracias les doy por ser los mejores padres. Por ser pilar fundamental de este triunfo. Sin su apoyo sé que jamás lo hubiese logrado. Son años de trabajo y de esfuerzo los que han ejercido en sus vidas con el solo propósito de ver crecer a sus hijos llenos de victorias. Que Dios los bendiga, los ilumine siempre y los cubra con toda la felicidad del mundo. Hoy ya podemos compartir este triunfo, el cual es más de ustedes que mío.

**A mis hermanos**, quienes también son parte fundamental de mi vida, son mi orgullo y mi esperanza, y para quienes espero ser siempre ejemplo y apoyo en cuanto necesiten. Mi triunfo también es de ustedes.

**A Patty**, por ser fuente de inspiración para alcanzar este triunfo. Por estar siempre a mi lado. Tu amor y cariño, tu apoyo y comprensión, me sirvieron de estímulo para alcanzar esta meta. Este triunfo también es tuyo. Te Quiero Mucho.

**A mi Abuela** por ser un ejemplo de fortaleza y cariño. **A mis tías Maria, Leti y Olga**, por apoyarme durante todo este tiempo. **A mi primo "Chano"**, quien ha sido un hermano para mí, por su apoyo y estímulo durante todo este tiempo. Solo quiero decirles que este triunfo es de ustedes

## **Agradecimientos**

Agradezco a mi alma mater, la ilustre Universidad Central de Venezuela, por darme la educación y preparación para progresar en la vida.

Agradezco profundamente a mi amigo Juan Landaeta quien gracias a su apoyo y confianza me permitió obtener en parte el triunfo que hoy disfruto. Muchas gracias "Chivo", cuenta siempre conmigo.

Agradezco profundamente a los Ing. Juan Sykora y Eulice Mata por el apoyo y la oportunidad que me dieron de desarrollar mi Trabajo Especial de Grado en PQB de Venezuela.

Agradezco al Ing. José Méndez, su orientación y apoyo para la realización de este trabajo, ha sido, sin duda, fundamental.

A la Prof. Maria T. Vives, por guiarme y prestarme incondicionalmente su apoyo.

Al resto del personal de PQB de Venezuela: Nadeskha Llovera, Verónica Gutiérrez, Carlos Mejías, José Luis Cuellar, Yuraima Hernández, Enyirys Ojeda, Yonarvis Caraballo, Josefina Millán, Geisel Orsini, Yuver Flores, y Julián Rivas, por su apoyo y por la amistad que me ofrecieron durante todo este tiempo. De verdad muchas Gracias..

A mis amigos: Chichi, Nelson, Rubén, Fernando, David, Frank "Neon", Sandrita, Ondina, John, Claudio y Joel, quienes me han brindado en todo momento su amistad incondicional.

**A Todos Muchas Gracias**

---

**Licón S., Omar J.**

**“Selección de un Agente Inhibidor de la Precipitación de los Asfaltenos en los Crudos Provenientes de los Campos Quiriquire y Jusepín del Estado Monagas”**

**Tutor Académico: Msc. Maria Teresa Vives. Tutor Industrial: Ing. José Méndez.  
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.  
Año 2003,160 p.**

**Resumen:**

La precipitación de asfaltenos es uno de los problemas de producción más relevantes que actualmente afecta a algunos de los yacimientos de mayor potencial del país. La misma se ha encontrado tanto en instalaciones de superficie como en las tuberías de producción de los pozos, e incluso a nivel de formación. Esto ha ocasionado desembolsos importantes por trabajos de limpieza y reparación de pozos. La identificación de aditivos químicos inhibidores de la precipitación de asfaltenos es uno de los aspectos claves dentro de las acciones correctivas para los crudos operacionalmente inestables. Este tipo de productos ejerce acción dispersante de las partículas sólidas e impide su adhesión a las tuberías y sistemas de producción, razón por la cual se han ideado sistemas de inyección tanto a fondo de pozo como a nivel de superficie para proveer de dispersante al crudo en el instante preciso que éste abandona tanto la cara de la formación como el pozo. En este trabajo, se presentan los resultados de un estudio experimental tendiente a seleccionar productos químicos inhibidores de la precipitación de los asfaltenos de los crudos provenientes de los pozos PP-4A y XM-48 de los campos Quiriquire y Jusepín, respectivamente; que permitan controlar este problema de manera razonable.

El objetivo macro de la presente tesis consistió en evaluar y seleccionar productos químicos inhibidores de la precipitación de asfaltenos, en el crudo de un pozo perteneciente al Campo Quiriquire y de otro pozo perteneciente al Campo Jusepín, del Estado Monagas. Se concluyó que de un total de 60 productos evaluados mediante los métodos de floculación y de espectrofotometría, existe por lo menos un producto de la empresa PQB de Venezuela que representa una opción de tratamiento técnicamente superior a la ofrecida por otras compañías dedicadas al tratamiento químico en la industria petrolera. Los productos que fueron seleccionados y los cuales se recomiendan para efectuar el tratamiento en el pozo PP-4A del campo Quiriquire, fue el identificado con el nombre P<sub>9</sub> y para el pozo XM-48, el producto seleccionado fue el identificado como P<sub>6</sub>.

**Palabras Claves:** Asfaltenos, Precipitación, Inhibidor, Dispersante, Floculación, Espectrofotometría.

LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABLAS .....	xii

## **I. INTRODUCCIÓN**

## **II. MARCO TEORICO**

2.1 Composición y Características de Crudos Asfálticos. ....	4
2.2 Asfaltenos.....	5
2.3 Resinas.....	6
2.4 Modelos Predictivos de la Precipitación. ....	7
2.5 Modelo de Agregación.....	10
2.6 Composición de los Asfaltenos .....	11
2.7 Estructura de los Asfaltenos.....	11
2.8 Mecanismos de Deposición .....	13
2.8.1. Efecto de Polidispersividad. ....	13
2.8.2. Efectos Coloidales Estéricos. ....	15
2.8.3. Efecto de Agregación. ....	16
2.8.4. Efecto Electrocinético .....	17
2.9 Precipitación.....	18
2.9.1 Parámetros que Influyen en la Precipitación de Asfaltenos .....	19
2.9.1.1 Cambio de la Composición de los Fluidos del Yacimiento.....	19
2.9.1.2 Inyección de Fluidos. ....	21
2.9.1.3 Efectos Electrocinéticos.....	21
2.9.1.4 Solubilidad .....	22
2.9.1.5 Temperatura .....	22
2.9.1.6 Presión .....	23
2.9.1.7 Viscosidad del Petróleo .....	25
2.9.1.8 Otros Factores.....	25

---

2.10 Problemas Ocasionados por la Deposición de Asfaltenos .....	26
2.10.1 Taponamiento del Yacimiento y en la Vecindad del Pozo. ....	26
2.10.2 Taponamiento de Pozo y de la Tubería de Producción.....	27
2.10.3 Taponamiento de Líneas de Flujo y demás Equipos de Superficie.....	27
2.10.4 Formación de Emulsiones Estables. ....	28
2.10.4.1 Mecanismo de Estabilización de la Emulsión. ....	28
2.11 Remoción de Asfaltenos .....	29
2.11.1 Tratamientos Mecánicos. ....	29
2.11.2 Tratamientos Químicos.....	30
2.11.3 Tratamientos Térmicos.....	31
2.11.4 Manipulación de Presión, Temperatura y Tasa de Flujo. ....	31
2.11.5 Aditivos Resinosos .....	32
2.12 Acciones Preventivas.....	32
2.12.1 Inyección de Química .....	32
2.12.1.1 Inyección Continua .....	32
2.12.1.2 Inyección en forma de Batch o Tapones .....	33
2.12.2 Inyección de Producto en el Yacimiento.....	33
2.12.2.1 Selección del producto óptimo. ....	33
2.12.2.2 Limpieza de la tubería de Producción.....	34
2.13 Métodos de Prevención y Control de la Precipitación .....	34
2.13.1 Instalaciones de Superficie. ....	34
2.13.2 Tubería de Producción.....	36
2.13.3 Cara de la Formación .....	40
2.13.3 Yacimientos.....	41
2.14 Seguimiento y Control .....	42
2.14.1 Petróleos Crudos que no Presentan Precipitación de Asfaltenos. ....	42
2.14.2 Petróleos Crudos que Presentan Precipitación de Asfaltenos. ....	42

---

---

### **III. ANÁLISIS DEL PROBLEMA**

3.1 Planteamiento de Problema .....	43
3.2 Objetivos .....	44
3.2.1 Objetivo General.....	44
3.2.2 Objetivos Específicos.....	45
3.3 Metodología. ....	45
3.3.1 Muestreo. ....	45
3.3.2 Caracterización del Crudo .....	46
3.3.3 Método de Floculación.....	47
3.3.3.1 Selección de la Mejor Concentración de Crudo en la Prueba. ....	47
3.3.4 Método Espectrofotométrico. ....	47
3.3.4.1 Curva de Calibración .....	48
3.3.4.2 Evaluación y Selección de los Productos .....	49

### **IV. RESULTADOS**

4.1 Caracterización del Crudo.....	51
4.2 Método de Floculación. ....	52
4.2.1 Selección de la Mejor Concentración de Crudo en la Prueba. ....	52
4.3 Método Espectrofotométrico .....	52
4.3.1 Curva de Calibración.....	52
4.3.2 Evaluación y Selección de los Productos. ....	57
4.3.2.1. Resultados para el Crudo del Pozo PP-4A. ....	57
4.3.2.2. Resultados para el Crudo del Pozo XM-48.....	86



---

<b>V. DISCUSION DE RESULTADOS</b>	
5.1 Caracterización del Crudo.....	111
5.2 Método de Floculación. ....	112
5.2.1 Selección de la Mejor Concentración de Crudo en la Prueba.....	112
5.3 Método Espectrofotométrico.....	112
5.3.1 Curva de Calibración.....	112
5.3.2 Evaluación y Selección de los Productos. ....	113
5.3.2.1. Resultados para el Crudo del Pozo PP-4A. ....	113
5.3.2.2. Resultados para el Crudo del Pozo XM-48.....	116
<b>VI. CONCLUSIONES</b> .....	119
<b>VII. RECOMENDACIONES</b> .....	121
<b>VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b> .....	123
<b>IX. NOMENCLATURAS</b> .....	127
<b>X. GLOSARIO DE TERMINOS</b> .....	128
<b>XI. APENDICES</b>	
Apéndice A. Descripción del Procedimiento.....	132
Apéndice B. Cálculos Tipo.....	147
Apéndice C. Descripción de un Producto.....	158
Apéndice D. Descripción del Espectrófotometro. ....	160

---

**Lista de Figuras**

	Pág.
Figura N° 1: Área de Estudio.....	2
Figura N° 2: Modelo de Molécula de Asfalteno de un Crudo Venezolano.....	5
Figura N° 3: Fuerzas entre dos Partículas de Asfaltenos Rodeadas de Resinas.....	7
Figura N° 4: Proceso de Floculación según el Modelo Termodinámico Coloidal.....	9
Figura N° 5: Modelo de Agregación Molecular de Asfaltenos de un Crudo. ....	10
Figura N° 6: Formas de las Micelas de Asfaltenos.....	12
Figura N° 7: Composición a nivel Microscópico de un Crudo con Contenido de Compuestos Orgánicos Pesados.....	13
Figura N° 8: Efecto del Cambio de Composición sobre la Precipitación de Compuestos Orgánicos Pesados.....	14
Figura N° 9: Peptización de las Moléculas de Asfaltenos y Migración de Moléculas de Resinas.....	15
Figura N° 10: Floculación y Migración de las Moléculas de Asfaltenos. ....	16
Figura N° 11: Posible Modelo de Crecimiento de los Agregados de Asfaltenos. ....	17
Figura N° 12: Deposición Electrocinética y Taponamiento de una Tubería. ....	17
Figura N° 13: Efecto de Composición. ....	20
Figura N° 14: Curva de Dispersión para un Crudo Inestable.....	24
Figura N° 15: Curva de Dispersión para un Crudo Estable.....	25
Figura N° 16: Mojabilidad de un sólido para una interfase petróleo-agua. ....	28
Figura N° 17: Mecanismo de Estabilización de la Emulsión.....	29
Figura N° 18: Métodos de Prevención y Control de la Precipitación a Nivel de Instalaciones de Superficie.....	35
Figura N° 19: Diagrama de Fase Característico de un Crudo con Precipitación de Asfaltenos.....	37
Figura N° 20: Métodos de Prevención y Control de la Precipitación a Nivel de las Tuberías de Producción.....	39

---

Figura N° 21: Métodos de Prevención y Control de la Precipitación a Nivel de la Cara de la Formación.....	40
Figura N° 22: Métodos de Prevención y Control de la Precipitación a Nivel de Yacimiento.....	41
Figura N° 23: Máxima Longitud de Onda.....	54
Figura N° 24: Curva de Calibración. ....	56
Figura N° 25: Evaluación de Productos Disponibles en el Mercado para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm).....	58
Figura N° 26: Evaluación de los Productos N° 1 al N° 10 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	60
Figura N° 27: Evaluación de los Productos N° 11 al N° 20 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	62
Figura N° 28: Evaluación de los Productos N° 21 al N° 30 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	64
Figura N° 29: Evaluación de los Productos N° 31 al N° 40 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	66
Figura N° 30: Evaluación de los Productos N° 41 al N° 50 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	68
Figura N° 31: Evaluación de los Productos N° 51 al N° 60 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	70
Figura N° 32: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	72
Figura N° 33: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A a una Dosis de 500 ppm (1° Grupo). ....	74
Figura N° 34: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A a una Dosis de 500 ppm (2° Grupo). ....	76
Figura N° 35: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo PP-4A (Dosis 500 ppm). ....	78
Figura N° 36: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 400 ppm) .....	80

---

---

Figura N° 37: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo PP-4A (Dosis 400 ppm). .....	81
Figura N° 38: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 300 ppm) .....	83
Figura N° 39: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 200 ppm) .....	85
Figura N° 40: Evaluación de Productos Disponibles en el Mercado para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm). .....	87
Figura N° 41: Evaluación de los Productos N° 1 al N° 10 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	89
Figura N° 42: Evaluación de los Productos N° 11 al N° 20 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm).....	91
Figura N° 43: Evaluación de los Productos N° 21 al N° 30 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	93
Figura N° 44: Evaluación de los Productos N° 31 al N° 40 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	95
Figura N° 45: Evaluación de los Productos N° 41 al N° 50 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	97
Figura N° 46: Evaluación de los Productos N° 51 al N° 60 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	99
Figura N° 47: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	101
Figura N° 48: Evaluación de los Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 500 ppm). .....	103
Figura N° 49: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el XM-48 (Dosis 500 ppm). .....	104
Figura N° 50: Evaluación de los Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 400 ppm) .....	106
Figura N° 51: Evaluación de los Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 300 ppm) .....	108

---

Figura N° 52: Evaluación de los Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 200 ppm)  
..... 110

Figura N° 53: Equipo de Extracción Soxhlet..... 133

Figura N° 54: Dedal de Celulosa..... 134

Figura N° 55: Espectrofotómetro..... 141

---

**Lista de Tablas**

	Pág.
Tabla N° 1: Caracterización de las Muestras de Crudo .....	51
Tabla N° 2: Selección de la Mejor Concentración de Crudo. ....	52
Tabla N° 3: Selección de la Mejor Longitud de Onda. ....	53
Tabla N° 4: Absorbancia de las Soluciones a $\lambda$ : 395 nm.....	55
Tabla N° 5: Evaluación de Productos Disponibles en el Mercado para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm). ....	57
Tabla N° 6: Evaluación de los Productos N° 1 al N° 10 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	59
Tabla N° 7: Evaluación de los Productos N° 11 al N° 20 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	61
Tabla N° 8: Evaluación de los Productos N° 21 al N° 30 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	63
Tabla N° 9: Evaluación de los Productos N° 31 al N° 40 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	65
Tabla N° 10: Evaluación de los Productos N° 41 al N° 50 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	67
Tabla N° 11: Evaluación de los Productos N° 51 al N° 60 para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	69
Tabla N° 12: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm) .....	71
Tabla N° 13: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A a una Dosis de 500 ppm (1° Grupo). ....	73
Tabla N° 14: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A a una Dosis de 500 ppm (2° Grupo). ....	75
Tabla N° 15: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo PP-4A (Dosis 500 ppm). ....	77
Tabla N° 16: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 400 ppm). ..	79

---

---

Tabla N° 17: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo PP-4A (Dosis 400 ppm). .....	81
Tabla N° 18: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 300 ppm) ...	82
Tabla N° 19: Evaluación de los Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 200 ppm) ...	84
Tabla N° 20: Evaluación de Productos Disponibles en el Mercado para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm).....	86
Tabla N° 21: Evaluación de los Productos N° 1 al N° 10 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	88
Tabla N° 22: Evaluación de los Productos N° 11 al N° 20 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	90
Tabla N° 23: Evaluación de los Productos N° 21 al N° 30 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	92
Tabla N° 24: Evaluación de los Productos N° 31 al N° 40 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	94
Tabla N° 25: Evaluación de los Productos N° 41 al N° 50 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	96
Tabla N° 26: Evaluación de los Productos N° 51 al N° 60 para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	98
Tabla N° 27: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm) .....	100
Tabla N° 28: Evaluación de los Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 500 ppm). .....	102
Tabla N° 29: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el XM-48 (Dosis 500 ppm). .....	104
Tabla N° 30: Evaluación de los Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 400 ppm) .....	105
Tabla N° 31: Evaluación de los Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 300 ppm) .....	107
Tabla N° 32: Evaluación de los Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 200 ppm) .....	109

---

Tabla N° 33: Peso de los Materiales Utilizados ..... 147

Tabla N° 34: Peso Final de los Materiales Utilizados. .... 149

Tabla N° 35: Caracterización del Crudo del Pozo XM-48..... 149

Tabla N° 36: Determinación de ° API..... 150

Tabla N° 37: Volumen Requerido para Preparar Nuevas Soluciones. .... 152

Tabla N° 38: Datos para la Construcción de la Ecuación de la Recta. .... 153



---

## **CAPITULO I**

### **Introducción**

La Industria Petrolera Venezolana presenta graves problemas en la pérdida de producción como consecuencia del taponamiento de la formación productora, tuberías de producción y áreas de procesamiento de crudos; lo que dificulta alcanzar los objetivos de producción y el proceso de refinación. Entre los principales causantes de este taponamiento se encuentra el material asfáltico; el cual es uno de los constituyentes de los crudos y en condiciones adecuadas se deposita, hecho preocupante debido a los daños que origina tanto en la tubería de producción como en la formación productora.

La deposición de material asfáltico en las tuberías de producción reducen los volúmenes de petróleo extraídos parcialmente y en ciertos casos totalmente, debido principalmente a la formación de tapones; lo que requiere una frecuente remoción, para el mantenimiento de la producción. Mientras que el daño en la formación productora ocurre por la precipitación de los asfaltenos a nivel de la roca productora, ubicándose en los poros de la formación, dificultando la fluidez en la extracción de los pozos.

El fenómeno de precipitación de asfaltenos se manifiesta en mayor o menor grado en prácticamente todas las facetas asociadas a la producción, transporte y procesamiento de petróleo y en algunos casos, puede constituirse en serio problema; ya que puede ocasionar daños a la formación y taponamiento en sitio, de pozos y equipos de superficie.

En Venezuela, el problema se ha venido presentando desde hace unos cuantos años, tanto en la cuenca de Maracaibo como en la cuenca Oriental. En estos últimos casos (Norte de Monagas), han ocurrido problemas de taponamiento de

pozos por depósitos de asfaltenos, tanto a nivel de la cara de la formación como de la tubería de producción.

En la primera, se ha observado la precipitación de asfaltenos en yacimientos del Eoceno y del Cretáceo de los campos de la Costa Bolívar, en yacimientos del Cretáceo en el área de Urdaneta y Centro Lago, y en el área nueva de Ceuta. En la Cuenca Oriental se han presentado problemas de este tipo en los Campos de Mata y Acema, en los de Nardo, Nigua, Oscurote, Yopales y Oritupano; y más recientemente, en los yacimientos de El Furrial, Musipán y Carito en el Norte del Estado Monagas (Rivas, 1994).

Uno de los aspectos claves dentro de las acciones correctivas a este problema, es la identificación de productos químicos capaces de inhibir la precipitación de los asfaltenos. En este sentido, el objetivo fundamental de este trabajo es seleccionar a nivel de laboratorio este tipo de productos, para un pozo del Campo Quiriquire (PP-4A) y un pozo del Campo Jusepín (XM-48), ambos campos en el Estado Monagas.

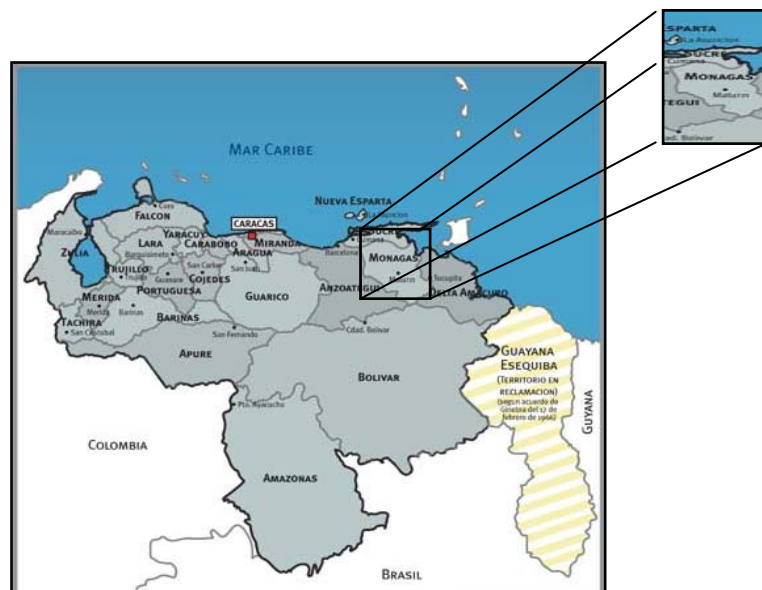


Figura N° 1: Área de Estudio.

El Campo Quiriquire se encuentra al noreste de Venezuela, en el extremo sureste de la serranía del interior, 25 Km. al norte de la Ciudad de Maturín, mientras que, el Campo Jusepín, esta situado al norte del Estado Monagas, 30 Km. al oeste de Maturín.

Para cumplir con los objetivos de la investigación, el trabajo se dividió en 3 etapas: Primera etapa. Basamento Teórico. Esta información se refleja en el **Marco Teórico** en temas sobre teoría acerca de los asfaltenos, mecanismos de deposición de los asfaltenos, parámetros que influyen en la precipitación, problemas ocasionados por su deposición, métodos de remoción de asfaltenos, así como las acciones que deben ser tomadas para controlar dicho problema.

Segunda etapa. Se desarrolla la investigación mediante el **Análisis del Problema**, éste contiene: planteamiento del problema, objetivos de la investigación, y metodología utilizada. Se complementa en los **Apéndices** con la descripción de los procedimientos utilizados en el laboratorio. El método de extracción soxhlet, procedimiento utilizado en la caracterización del crudo, así como también los métodos de floculación y espectrofotométrico, procedimientos empleados en la evaluación y selección de los productos químicos inhibidores de la precipitación de los asfaltenos.

Tercera etapa. Se lleva a cabo la evaluación de los productos inhibidores de la precipitación de asfaltenos y posterior selección de aquellos con un óptimo rendimiento. Se detalla esta información en **Resultados** y se discuten en **Discusión de los Resultados**. Seguidamente se concluye y recomienda según los resultados de la investigación en **Conclusiones y Recomendaciones**.

Se espera que este trabajo sirva para la evaluación de productos químicos inhibidores de la precipitación de asfaltenos en otros pozos de los Campos Quiriquire y Jusepín, así como en otros campos.

---

**CAPITULO II**  
**Marco Teórico****2.1 Composición y Características de Crudos Asfalténicos.**

Los crudos asfalténicos son una mezcla compleja formada por compuestos que están en el rango desde los alifáticos no polares e hidrocarburos nafténicos a moléculas aromáticas altamente polares que contienen heteroátomos tales como oxígeno, nitrógeno y azufre. Así mismo, contienen iones metálicos de transición formando complejos con diferentes moléculas polares como las porfirinas. Se puede caracterizar los crudos asfalténicos en grupos compuestos ampliamente definidos, cuyas polaridades aumentan progresivamente: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (Análisis SARA).

La fracción Saturada consiste de material no polar incluyendo hidrocarburos saturados lineales, ramificados y cíclicos. La fracción Aromática, contiene uno o más anillos aromáticos, los cuales son más polarizables. Las dos fracciones restantes, las resinas y los asfaltenos, tienen sustituyentes polares. Las proporciones de cada fracción SARA en un crudo, esta relacionada a la estabilidad de los asfaltenos en el petróleo (Fan et al, 2002).

## 2.2 Asfaltenos

Los asfaltenos son moléculas complejas definidas por ser solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno pero insolubles en n-alcanos de bajo peso molecular como el n-pentano y pueden derivarse del petróleo y/o carbón (Kokal y Sayegh, 1995). Son partículas sólidas semicristalinas de color marrón oscuro a negro que contienen carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y se encuentran en suspensión coloidal o en forma micelar dependiendo de la polaridad y de la presencia de otros compuestos en el petróleo (Mansoori et al, 2001).

Los asfaltenos constituyen una clase general de sustancias del tipo aromático que son definidas en base a su solubilidad (Speight et al, 1984). Las moléculas de asfaltenos existen como agregados de núcleos de anillos aromáticos condensados unidos en sus bordes por sistemas alquílicos y alicíclicos. Yen, 1974, citado por Mansoori (2002), sugirió, luego de ciertos análisis, que los asfaltenos, moléculas de alto peso molecular con un rango de 1.000 a 50.000 gr/grmol, se caracterizan por ser de tipo polar, de estructura amorfa y de fórmula empírica promedio  $C_{74}H_{87}NS_2O$ .

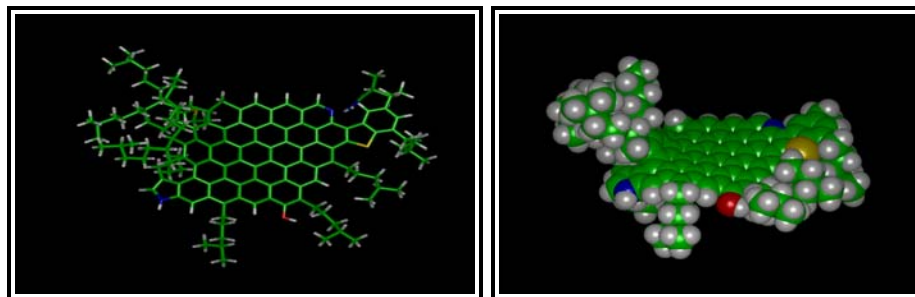


Figura N° 2: Modelo de Molécula de Asfalteno de un Crudo Venezolano (<http://tiger.uic.edu/mansoori/~mansoori/Asphaltene.Molecule.html>.)

Bajo el término "asfaltenos" se agrupa a los componentes que quedan como fracción insoluble luego de tratar una mezcla en determinadas condiciones (solventes, temperaturas, etc.). La composición de esta fracción insoluble varía de petróleo en petróleo y la característica común, que los hace importantes en el estudio de los yacimientos y en la producción de petróleo, es que suelen originar precipitados (sólidos) que dañan el medio poroso o bloquean las tuberías de producción.

### **2.3 Resinas**

Las resinas son definidas como la fracción del crudo constituidas por agregados de anillos aromáticos fusionados entre si, la cual es insoluble en propano líquido, pero soluble en n-heptano. La estructura de las resinas es similar a los asfaltenos, pero son más pequeñas en peso molecular con un rango de 250 a 1000 gr/grmol. Poseen una relación mas alta de cadenas alifáticas/anillos aromáticos que los asfaltenos, los cuales son recubiertos por las resinas. Éstas se constituyen en una interfase de transición entre el núcleo de asfalteno y el resto de la matriz del crudo, la cual tiene usualmente una relación alta de parafinas/aromáticos (Bermúdez, 2000).

Las resinas son conocidas por tener una fuerte influencia en la estabilización de los asfaltenos dentro de un crudo. Su acción, normalmente descrita como peptización, puede representarse como su absorción en la periferia de la micela de asfalteno y actúan como dispersante, estabilizando la interfase entre los asfaltenos y el resto del crudo.

La diferencia existente entre las resinas y los asfaltenos radica en que las resinas son solubles en algunos n-alcanos, como el n-pentano y el n-heptano, mientras que los asfaltenos no los son.

## 2.4 Modelos Predictivos de la Precipitación.

Han aparecido varias publicaciones en las que se trata de desarrollar modelos para predecir las condiciones bajo las cuales los asfaltenos precipitan de un crudo determinado. Entre estas publicaciones cabe mencionar los trabajos presentados por Hirschberg et al. (1984), Burke et al. (1988), Kawanaka et al (1988) y Nghiem et al. (1993) en las cuales se considera que los asfaltenos son moléculas disueltas en el petróleo como cualquier otra molécula. Todos estos modelos se conocen como Modelos Termodinámicos Moleculares, en los cuales el impedimento principal, es que no tiene en cuenta el efecto de las resinas sobre el comportamiento de fase de los asfaltenos.

Por otra parte, Leontaritis y Mansoori (1987) desarrollaron un modelo denominado Termodinámico Coloidal para predecir el comportamiento de fase de los asfaltenos en el petróleo crudo, tal como se ilustra en la Figura N° 3.

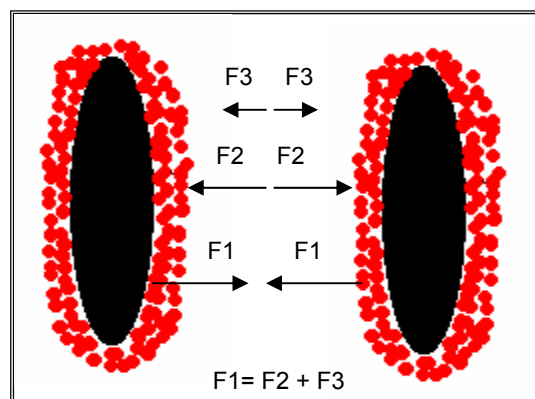


Figura N° 3: Fuerzas entre dos partículas de asfaltenos rodeadas de resinas.  
(Leontaritis y Mansoori, 1987)

En esta figura se puede observar un balance de fuerza sobre la micela de asfalteno en donde este balance es originado por las fuerzas de atracción de los núcleos ( $F_1$ ), las fuerzas de repulsión de la capa peptizante ( $F_2$ ) y la fuerza de repulsión debido al efecto de cargas similares ( $F_3$ ).

En este modelo se considera que los asfaltenos son partículas sólidas y existen en el petróleo como una suspensión coloidal, y son estabilizados por resinas absorbidas en su superficie. Las resinas sumamente polares actúan como agentes peptizantes para los asfaltenos y son atraídos según su carga. Ellas son adsorbidas por los asfaltenos y actúan como una capa protectora, con lo cual impiden que los asfaltenos se unan entre si y precipiten. El sistema de asfaltenos, unido a las resinas, constituye una partícula coloidal denominada micelas.

La naturaleza coloidal del crudo fue propuesta por primera vez por Nellesteyn (1938) y un modelo coloidal por Pfeiffer y Saal (1940). Desde entonces, numerosos estudios han confirmado la aplicabilidad de este modelo en el petróleo. Basados en la naturaleza coloidal de los asfaltenos, Leontaritis y Mansoori (1987) propusieron un modelo termodinámico coloidal, para predecir el comportamiento de fase de los asfaltenos en el petróleo crudo.

El principio básico detrás de la formulación del Modelo, es que la transferencia de agentes peptizantes (resinas) de la fase de asfaltenos a la fase de petróleo y viceversa es responsable por la agregación de micelas de asfaltenos y su floculación en moléculas más grandes que causan su precipitación. Los centros muy polares de las micelas tienen una tendencia natural a atraerse, flocularse, y como resultado, se produce su precipitación.

En la Figura N° 4, se presenta el proceso de floculación según este modelo. En este caso, los cambios en las condiciones de presión, temperatura, composición u otra variable relevante, hacen que las resinas que se encuentran absorbidas a la superficie de la partícula de asfalto, se transfieran a la fase líquida, por lo que los asfaltenos al quedar desprotegidos pueden agregarse y eventualmente flocular.



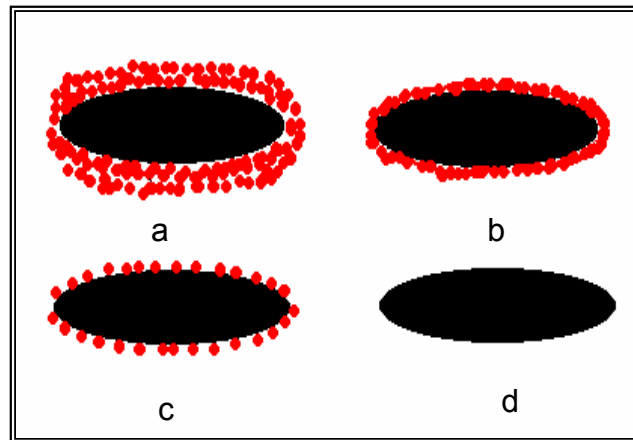


Figura N° 4: Proceso de floculación según el Modelo Termodinámico Coloidal.  
(Leontaritis y Mansoori, 1987)

En la figura se puede observar que en el proceso de floculación, en las etapas (a), (b) y (c) las resinas se transfieren de los asfaltenos a la fase líquida, y en la etapa (d), los asfaltenos no son mantenidos en suspensión por las resinas, lo que originaría su posible floculación.

Varios estudios han reportado que los asfaltenos pueden ser precipitados por el flujo a través de los capilares y los medios porosos. Esto confirma que las micelas (asfaltenos-resinas) están eléctricamente cargadas y que pueden precipitar por la aplicación de un potencial eléctrico generado por el flujo de petróleo a través de la arena. Semejantemente, la aplicación de un potencial opuesto puede prevenir la precipitación de asfaltenos del petróleo crudo que fluye a través del medio poroso. Basado en estas observaciones, el modelo físico que mejor se ajusta al sistema de crudo/asfaltenos/resinas es uno coloidal.

## 2.5 Modelo de Agregación

Basado en el modelo termodinámico coloidal, fue desarrollado un modelo de agregación capaz de predecir el comienzo y la cantidad de deposición de asfaltenos del petróleo bajo la influencia de solventes miscibles (Park y Mansoori, 1988). Este modelo esta basado en el hecho de que las resinas juegan un papel importante en la solubilización de los asfaltenos debido a que estas reducen su agregación. En otros términos, el grado de solubilidad de los asfaltenos en el petróleo depende del papel peptizante de las resinas con respecto a los asfaltenos (es decir, el cambio de concentración de la resina en el petróleo debido a la adición de un solvente miscible).

La adición de un solvente miscible en este sistema puede producir una nueva condición en donde las partículas de asfaltenos y sus agregados se adherirían rígidamente unos a otros. Es decir, al chocar, estos podrían quedar unidos, y formarían un nuevo agregado en donde continuarían difundiéndose como uno solo, con la posibilidad de colisionar y combinarse con otro agregado. De esta manera, la población de agregados resultantes disminuiría, mientras que el tamaño de estos se incrementa.

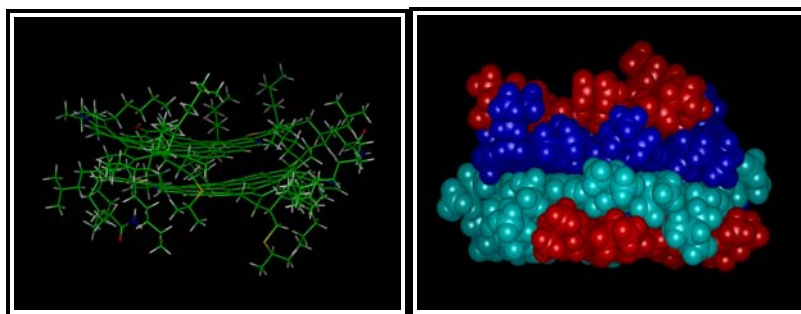


Figura N° 5: Modelo de Agregación Molecular de Asfalteno de un Crudo Venezolano

([http://tigger.uic.edu/mansoori/~mansoori/Asphaltene.Molecule\\_html.](http://tigger.uic.edu/mansoori/~mansoori/Asphaltene.Molecule_html.))

## 2.6 Composición de los Asfaltenos

Los asfaltenos son sólidos friables de color marrón oscuro a negro, sin el punto de fusión definido. Ellos se descomponen por calentamiento, se funden y por posterior enfriamiento se resolidifican. Los resultados de análisis elementales realizados a varias muestras de asfaltenos precipitadas por el n-pentano y n-heptano de diferentes crudos del mundo poseen cantidades de carbono e hidrógeno que varían encima de un rango muy pequeño:  $82 \pm 3\%$  en peso para el carbono;  $8,1 \pm 0,7\%$  en peso para el hidrógeno. Esto indica que la relación de H/C también es bastante constante:  $1.15 \pm 0.05$ . La relación constante de H/C sugiere que los asfaltenos tienen una composición definida (Kokal y Sayegh, 1995)

Además las relaciones encontradas de H/C en los asfaltenos precipitados con n-heptano son más bajas que aquellos asfaltenos precipitados con n-pentano lo que hace pensar en un grado más alto de aromaticidad en los asfaltenos precipitados con n-heptano. Los asfaltenos del n-heptano contienen una relación más alta de heteroátomos que es indicada por las altas relaciones de N/C, O/C y S/C.

## 2.7 Estructura de los Asfaltenos

Los asfaltenos son lipofilicos con respecto a los aromáticos en que ellos están formando soluciones micelares sumamente dispersas. Específicamente, son moléculas lipofóbicas con respecto a parafinas como el pentano y suelen formar complejas macromoléculas altamente polares (Pacheco y Mansoori, 1997). Se ha comprobado que estructuralmente los asfaltenos son una fracción de compuestos que existen naturalmente en el crudo como agregados de núcleos aromáticos condensados, sustituidos por grupos alifáticos y nafténicos, los cuales poseen heteroátomos (nitrógeno, azufre, oxígeno). Así como la presencia de metales como el vanadio, níquel y hierro, los cuales encuentran en estructuras porfirínicas.

Las moléculas de asfaltenos pueden tener un diámetro promedio molecular alrededor de 5 Nm, las micelas de asfaltenos pueden tener un tamaño promedio alrededor de 25 Nm, mientras que el coacervado micelar puede tener tamaños mayores de 25 Nm. Las partículas de asfaltenos pueden asumir varias formas cuando se unen a otras moléculas, dependiendo del tamaño relativo y polaridad de las partículas presentes en el crudo. Varias investigaciones experimentales han indicado que las micelas de asfaltenos podrían ser de forma esférica, cilíndrica o de disco (Yen y Chilingarian, 1994).

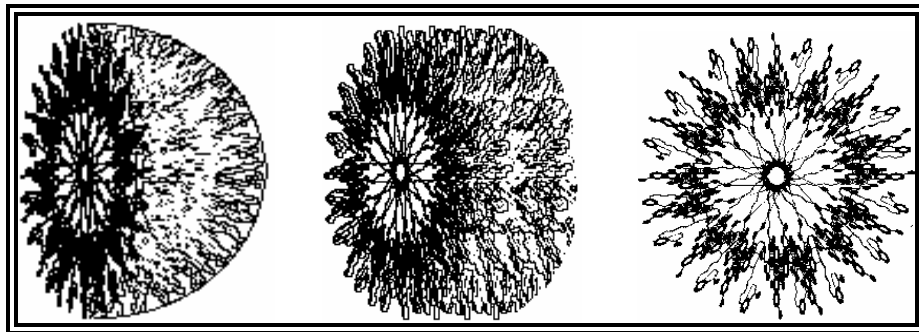


Figura N° 6: Formas de las micelas de asfaltenos formadas en presencia de grandes cantidades de solventes polares o aromáticos. (Mansoori, 2001).

Observaciones sugieren que al aumentar el peso molecular de la fracción de asfaltenos, se incrementa la aromaticidad y la proporción de los heteroátomos, los cuales determinan las asociaciones entre las moléculas del crudo. Así, los asfaltenos, moléculas polares de alto peso molecular y, por tanto, insolubles, son solubilizadas por las resinas, moléculas muy polares de peso molecular intermedio, a través de enlaces de hidrogeno (Mansoori, 2001).

## 2.8 Mecanismos de Deposición

La clase y cantidad de deposición de compuestos orgánicos pesados en los fluidos petrolíferos varia dependiendo del hidrocarburo presente en el petróleo y la cantidad relativa de cada familia de compuestos orgánicos pesados (Escobedo y Mansoori, 1992). Se conocen cuatro efectos diferentes (mecanismos) para la deposición. Uno o más de estos mecanismos puede describir la deposición de compuestos orgánicos que puede ocurrir durante la producción, transporte o procesamiento de petróleo. En la figura que se presenta a continuación, se puede observar la composición de un crudo con contenido de compuestos orgánicos pesados a nivel microscópico.

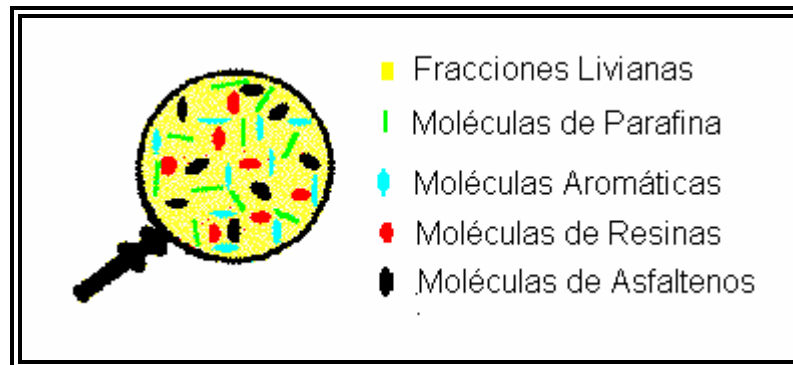


Figura Nº 7: Composición de un petróleo crudo con contenido de compuestos orgánicos pesados.

(<http://tiger.uic.edu/labs/trl/PhysicochemicalBasisOfFouling.html>)

### 2.8.1. Efecto de Polidispersividad.

El grado de dispersión de compuestos orgánicos pesados en el petróleo depende de la composición química del petróleo (Kawanaka, 1991). La relación de moléculas polares/no polares y de partículas livianas/pesadas en el petróleo son los factores principalmente responsables de mantener la estabilidad de la mezcla de petróleo polidispersa. La deposición de compuestos orgánicos pesados puede

explicarse por una perturbación en el balance polidisperso de la composición del petróleo (Mansoori, 1996)

Cualquier cambio en la temperatura, presión y composición así como la adición de un solvente miscible en el petróleo, puede desestabilizar al petróleo. Por ejemplo, un incremento del contenido de hidrocarburos aromáticos de un crudo (la adición de un solvente polar miscible) originaria que las partículas de asfaltenos formen agregados del tipo micela, las cuales no crecen de tamaño cuando se incrementa la concentración.

Por otra parte, debido al incremento del contenido de hidrocarburos parafínicos de un crudo, las partículas de asfaltenos pueden separarse en una fase de agregados sólidos. Los segmentos de las fracciones separadas las cuales contienen azufre, nitrógeno, oxígeno y/o hidrógeno pueden comenzar a flocular y como resultado produce los depósitos de compuestos orgánicos pesados las cuales pueden ser insolubles en solventes (Mansoori, 1996). En esta figura se puede observar la micelización de las moléculas de asfaltenos debido al incremento en la aromaticidad y su precipitación debido al incremento en parafinas livianas contenidas en el crudo.

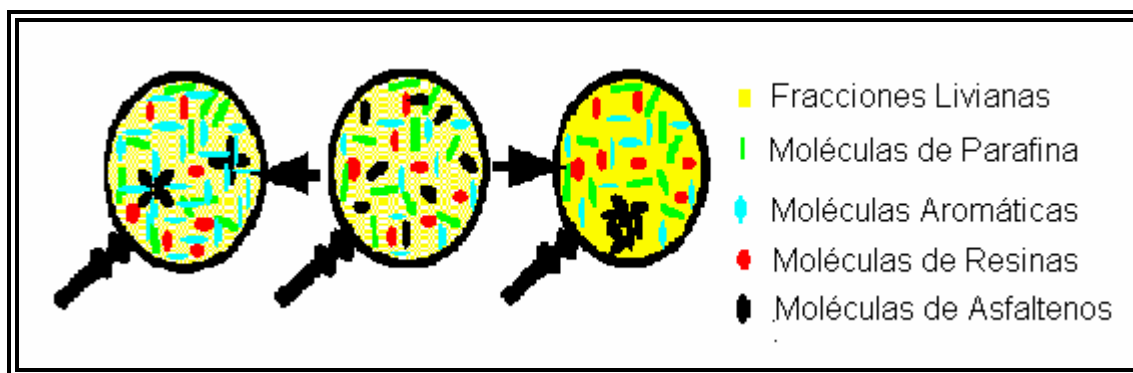


Figura N° 8: Efecto del cambio de composición sobre la precipitación de compuestos orgánicos pesados.

(<http://tigger.uic.edu/labs/trl/PhysicochemicalBasisOfFouling.html>)

### 2.8.2. Efectos Coloidales Estéricos.

Se ha demostrado que algunos de los componentes del petróleo, especialmente los asfaltenos tienen una fuerte tendencia para la auto asociación. Por un incremento prolongado del contenido de hidrocarburos parafínicos de un crudo, alguno de los compuestos orgánicos pesados (especialmente los asfaltenos) formaran coloides, se separarán de la fase de petróleo en un agregado (partículas grandes) y luego permanecerán suspendidas en el petróleo por algún agente de peptización como las resinas, las cuales serán adsorbidas en su superficie y las mantendrían en suspensión (Mansoori, 1997)

La estabilidad de dichos coloides, se considera que es una función de la concentración del agente de peptización en la solución, la fracción de la superficie de las partículas de asfaltenos ocupados por el agente de peptización y las condiciones de equilibrio entre el agente peptizante en la solución y la superficie de las partículas asfaltenos. La cantidad del agente peptizante adsorbida es principalmente una función de su concentración en el petróleo (Mansoori, 1994).

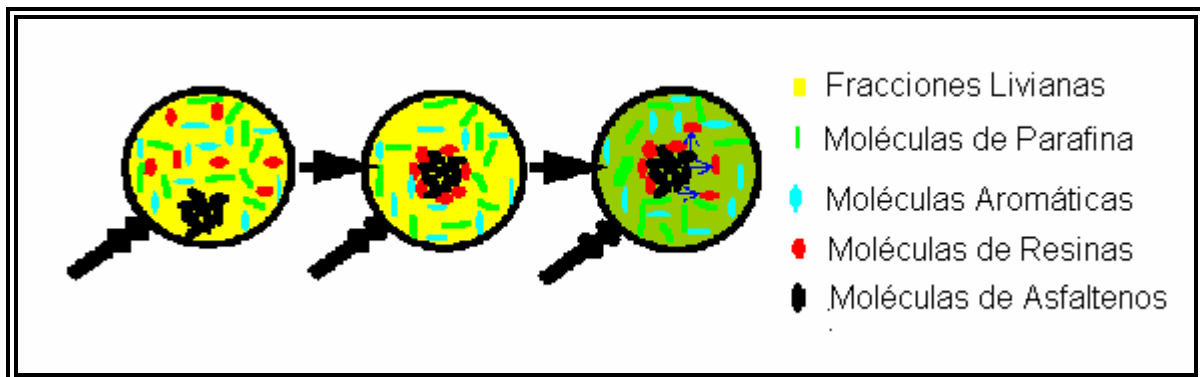


Figura N° 9: Peptización de las moléculas de Asfaltenos y Migración de moléculas de Resinas.

(<http://tigger.uic.edu/labs/trl/PhysicochemicalBasisOfFouling.html>)

En la figura N° 9, se aprecia la peptización de moléculas de asfaltenos precipitados por resinas para formar coloides y la migración de las moléculas de resinas de la superficie de las moléculas de asfaltenos debido al incremento de parafinas livianas.

### 2.8.3. Efecto de Agregación.

Una variación en la concentración del agente peptizante (resina) en el petróleo causará que la cantidad adsorbida sobre la superficie de las partículas de asfaltenos cambien. La concentración de agentes de peptización en un petróleo caerá hasta un punto en el cual su cantidad adsorbida no será lo suficientemente alta para cubrir toda la superficie de las partículas de asfaltenos. Esto permitirá que las partículas de asfaltenos se unan (agregación), aumenten de tamaño y floculen (Mansoori, 1996).

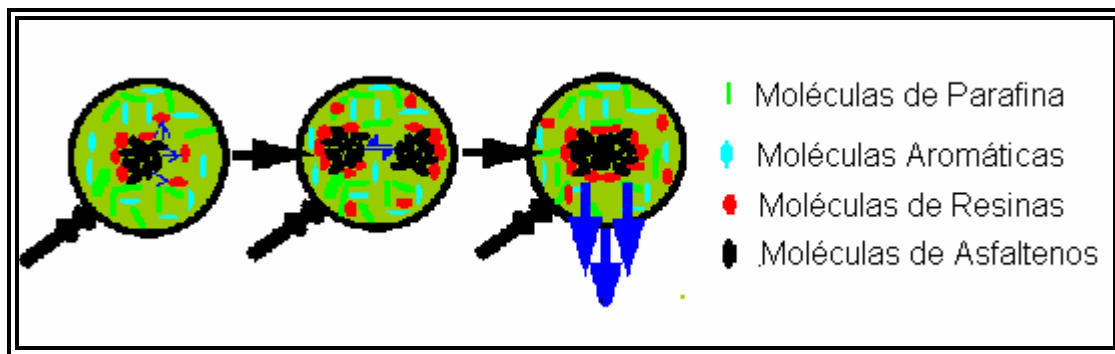


Figura N° 10: Floculación y Precipitación de las moléculas de Asfaltenos.

(<http://tiger.uic.edu/labs/trl/PhysicochemicalBasisOfFouling.html>)

En la figura anterior se puede observar el efecto de agregación de las partículas de asfaltenos ocasionado por la disminución de la concentración de resinas en el crudo, de igual manera se observa el crecimiento de estas moléculas y su eventual deposición.



Se considera que los agregados de asfaltenos siguen un patrón de crecimiento de agregación, como se muestra en la Figura N° 11.

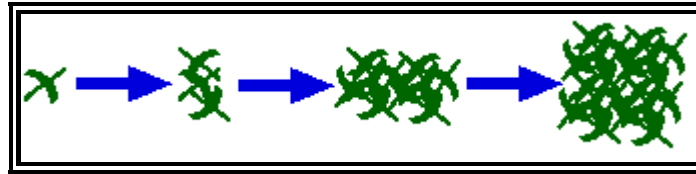


Figura N° 11: Posible Modelo de Crecimiento de los agregados de Asfaltenos.  
(<http://tigger.uic.edu/labs/trl/PhysicochemicalBasisOfFouling.htm>)

#### 2.8.4. Efecto Electrocinético

Cuando el petróleo fluye en un conducto (medio poroso, pozo, tubería, etc.) existe un efecto adicional (efecto electrocinético) que debe ser considerado en la deposición de sus constituyentes orgánicos pesados (Mansoori, 1994). Esto es debido al desarrollo de una diferencia de potencial eléctrico a lo largo de la longitud del conducto, generado por el movimiento de partículas coloidales cargadas. Esta diferencia de potencial eléctrico podría entonces causar un cambio en las cargas de las partículas coloidales conducto abajo, produciendo como resultado final la deposición y taponamiento del conducto. Lo anteriormente expuesto se ilustra en la figura N° 12.

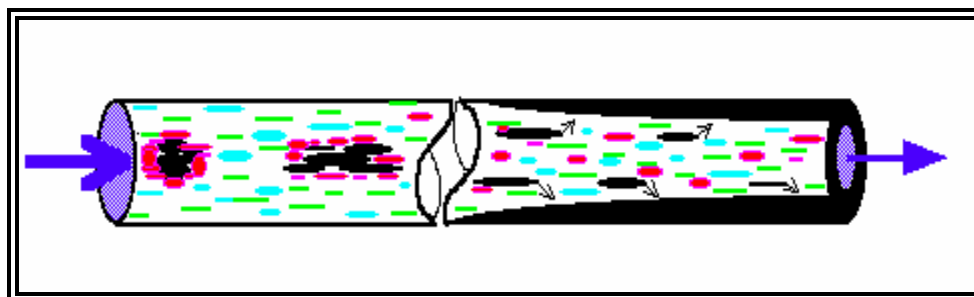


Figura N° 12: Deposición electrocinética y taponamiento en una tubería.  
(<http://tigger.uic.edu/labs/trl/PhysicochemicalBasisOfFouling.htm>)

## 2.9 Precipitación

La precipitación de asfáltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo determinado, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase sólida insoluble, de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos, los cuales son definidos como la familia de componentes del crudo, que son insolubles en n-heptano (Rivas, 1994).

La precipitación de asfaltenos reduce la permeabilidad del yacimiento en las cercanías de las perforaciones del pozo causando daños a la formación y taponando las perforaciones y tuberías del pozo. Los asfaltenos son poco sensibles a la temperatura, pero muy sensibles a la presión. A altas presiones éstos se hallan disueltos en el crudo; pero a medida que la presión va descendiendo, se forman cristales de asfaltenos, ocasionando problemas bastante serios en la explotación de un yacimiento.

La precipitación de asfaltenos inducida por cambios composicionales o por variación de presión puede tener un efecto considerable en el flujo de los fluidos de yacimiento. Se ha encontrado que la cantidad de asfalteno soluble en un crudo pasa por un mínimo a la presión de burbuja. Esto implica que los problemas relacionados con la deposición de asfaltenos corresponden primordialmente a los yacimientos subsaturados (Hirschberg et al, 1.984).

La probabilidad de que ocurra deposición de asfaltenos se incrementa para los crudos livianos. Para presiones por debajo del punto de burbuja, la despresurización del crudo puede causar un rápido incremento en la solubilidad de los asfaltenos, ocasionando cambios en la composición de la fase líquida. En general, los crudos pesados presentan pocos problemas de deposición de asfaltenos a nivel de yacimiento, a pesar de tener un mayor contenido de éstos que los crudos livianos (Boer et al, 1.992).

La precipitación de asfaltenos no depende del contenido de éstos en el crudo, pero sí de la proporción de parafinas y aromáticos presentes. De hecho, el petróleo venezolano Boscán contiene 17% de asfaltenos y es producido sin problemas, mientras que el Hassi-Messaoud de Argelia con sólo 0,062% de asfaltenos presenta problemas durante la producción (Boer, 1.992).

### **2.9.1 Parámetros que Influyen en la Precipitación de Asfaltenos**

#### **2.9.1.1 Cambio de la Composición de los Fluidos del Yacimiento.**

La composición de un fluido del yacimiento puede cambiar como consecuencia de un agotamiento normal durante la producción primaria del mismo. Esto resultará en la pérdida de los componentes más livianos del petróleo causando una disminución en la relación gas-petróleo (RGP) y un aumento en la densidad de los fluidos.

Como una regla general, ambos efectos reducirán la tendencia de precipitación de asfaltenos de los fluidos del yacimiento. Esto es porque tanto el gas como los asfaltenos compiten por la solvencia en el petróleo crudo y cuando el petróleo pierde sus fracciones ligeras, más asfaltenos puede ir en solución. Por consiguiente, como la producción en el yacimiento declina, la presión disminuye y el petróleo se hace más pesado, debe esperarse que los problemas de asfaleno disminuyan (Kokal y Sayegh, 1995).

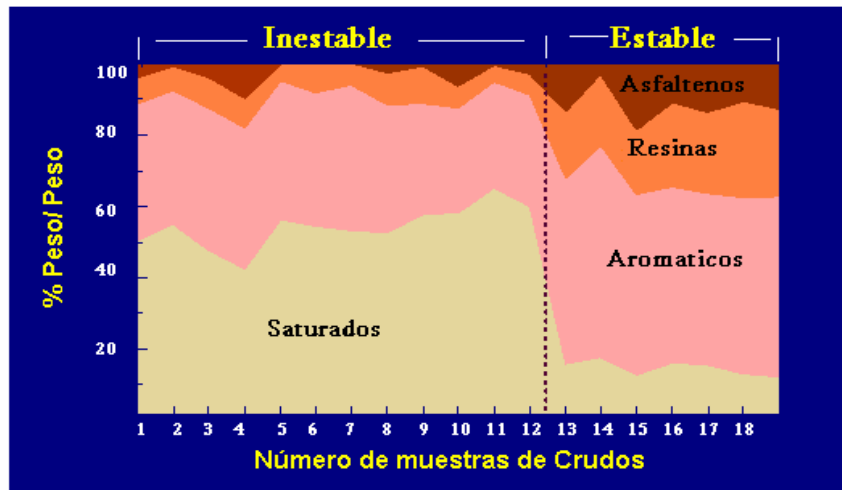


Figura N° 13: Efecto de Composición. Relación entre Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos sobre la estabilidad de varios crudos. (Alí, 1999)

Como se observa en la Figura N° 13, crudos con un alto contenido de hidrocarburos saturados, pocos hidrocarburos aromáticos y resinas tendrán mayor probabilidad de precipitación de asfaltenos que los petróleos con pequeña cantidad de hidrocarburos saturados. La determinación de los porcentajes de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos presentes en el petróleo crudo se lleva como una medida de control de la precipitación.

El porcentaje presente de asfaltenos en el petróleo es indicativo de la probabilidad de precipitación en el sistema. La determinación del porcentaje del asfaltenos es aplicable a cualquier tipo de petróleo crudo y permite determinar la segregación de petróleos crudos, para tomar control de los pozos candidatos para la instalación de un sistema de inyección química así como la caracterización de yacimientos donde se encuentran los pozos de petróleo. (Ali et al, 1999)

### **2.9.1.2 Inyección de Fluidos.**

La deposición de asfaltenos puede ocurrir cuando se aplican procesos de recuperación secundaria, como la inyección de un fluido miscible como por ejemplo, etano, dióxido de carbono, gas natural, etc., para el desplazamiento del petróleo residual. Las operaciones de acidificación también son conocidas por causar la floculación y posterior deposición de los asfaltenos. El desplazamiento dinámico del petróleo en los medios porosos con la inyección de fluidos se hace compleja si la floculación de asfaltenos ocurre en sitio (Zekri et al, 2001).

La miscibilidad del solvente con el petróleo del yacimiento es una propiedad que también puede llevar a la precipitación de asfaltenos dentro de la matriz del yacimiento y su deposición dentro de la roca. La mayoría de los solventes miscibles tienen el potencial para causar la floculación de asfaltenos. Como cada vez más los solventes se disuelve en el petróleo crudo, el problema de asfaltenos tiende a aumentar a medida que avanza el proceso de inyección con el tiempo (Kokal y Sayegh, 1995).

### **2.9.1.3 Efectos Electrocinéticos.**

Como se mencionó, el potencial generado durante el flujo de petróleo a través de los poros del yacimiento o la tubería de producción puede ayudar en la deposición de asfaltenos por electro-deposición. El problema de asfaltenos será mayor en las cercanías del pozo dónde la velocidad es más alta. Para reducir la deposición por efectos electro-cinéticos la velocidad de los fluidos en el yacimiento deben mantenerse a un mínimo.

Deben ser evitadas las altas caídas de presión como consecuencia de altas velocidades de los fluidos en la formación y los pozos. Para crudos asfálticos, el pozo debe limpiarse adecuadamente después de períodos cerrados o trabajos de reacondicionamiento. La tasa de flujo debe ser pequeña durante las etapas iniciales de producción y la apertura excesiva de los estranguladores en la

---

superficie debe ser evitada ya que promueve la floculación y deposición de asfaltenos (Kokal y Sayegh, 1995).

#### **2.9.1.4 Solubilidad**

Los asfaltenos pueden ser clasificados según la parafina particular usada para el precipitado del petróleo crudo, y se ha demostrado con varios solventes las cantidades diferentes precipitadas de asfaltenos. Desde este punto de vista, se puede definir los asfaltenos de forma diferente, dependiendo de la parafina utilizada para precipitarlos, así que se tiene: asfaltenos al pentano, asfaltenos al hexano, asfaltenos al heptano, etc.

Estudios realizados demostraron que la cantidad de precipitado es mayor a medida que disminuye el número de carbonos del agente precipitante y también que a partir del n-heptano, la cantidad precipitada muestra una diferencia muy pequeña con respecto a los n-alcanos mas pesados, lo que indica que los componentes más polares y por lo tanto más insolubles precipitan con n-heptano. (Rivas, 1994)

Una de las causas de la precipitación de los asfaltenos es la pérdida de solubilidad en los crudos, la cual puede ser generada por cambios en las condiciones físicas bajo las cuales son producidos los fluidos. El principal factor físico que afecta la solubilidad son los cambios en la presión.

#### **2.9.1.5 Temperatura**

Los efectos de temperatura son importantes ya que mientras más alta sea la temperatura mayor es la solubilidad de las resinas en los n-alcanos y por consiguiente los asfaltenos son menos solubles en el crudo. (Takhar, 1995).

### **2.9.1.6 Presión**

La presión es uno de los factores más importantes que influencia los depósitos de sólidos en crudos asfálticos. El efecto de la presión es más intenso cuando el petróleo es rico en fracciones livianas y esta cercano a su punto de burbujeo (Leontaritis y Mansoori, 1988)

Cuando la presión cae por debajo del punto de burbujeo permitiendo la formación de la fase gaseosa, comienza a ocurrir diferentes fenómenos los cuales originan una rápida deposición de asfaltenos. Estos fenómenos incluyen la pérdida de los hidrocarburos livianos, liberación de gas disuelto en solución y pérdida de volumen molar debido a la vaporización de los constituyentes más livianos. La expansión de los gases y la subsiguiente evaporación de los materiales volátiles a medida que el crudo deja la formación y entra al pozo van acompañadas de la disminución de la temperatura (Álvarez, 2001)

En 1984, Hirschberg y sus colaboradores desarrollaron un modelo termodinámico bajo condiciones de equilibrio, mediante el cual se puede determinar el comportamiento de los asfaltenos con la presión. Con el que demostraron que para una temperatura y composición constante, existe un valor de presión a partir del cual se inicia la floculación de asfaltenos, el cual es conocido como "Onset" o "Umbral de Floculación". El perfil de la curva generalmente es el mismo para cualquier tipo de crudo asfáltico y se conoce como curva de dispersión, y la misma es construida a partir de estudios de laboratorio, en celdas destinadas para tal fin.

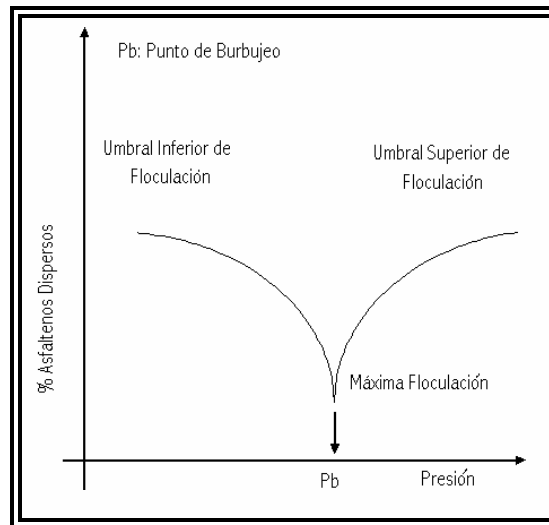


Figura N° 14: Curva de Dispersión para un Crudo Inestable (Álvarez, 2001).

La Figura N° 14, representa una curva típica de floculación, Asfaltenos dispersos vs. Presión, en la que se puede observar que para este tipo de sistemas existen dos umbrales de floculación, un "umbral superior" y un "umbral inferior", que se encuentran a valores de presión superiores e inferiores a la presión de burbujeo, respectivamente. Es importante señalar que el hecho de que el contenido de asfaltenos en solución descienda hasta llegar a un mínimo, indica que la cantidad de asfaltenos que han precipitado es máxima.

En los casos en donde el crudo no presenta problemas de precipitación de asfaltenos, es decir, crudos estables, la curva de dispersión no presenta ni punto de máxima floculación ni umbral de floculación. En la figura N° 15 se presenta una curva típica para crudos sin problemas de precipitación de asfaltenos.



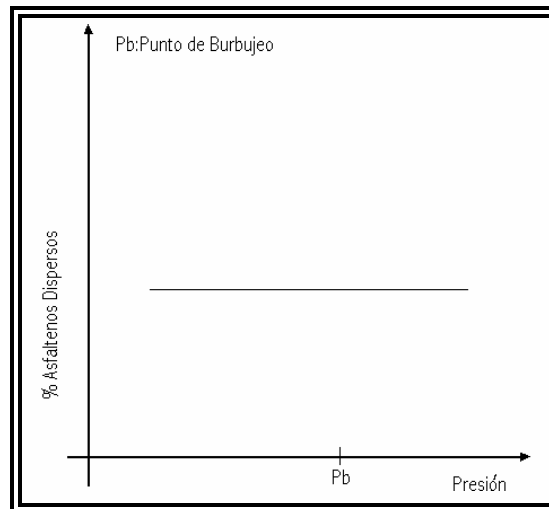


Figura N° 15: Curva de Dispersión para un Crudo Estable (Álvarez, 2001).

### 2.9.1.7 Viscosidad del Petróleo

Esta es afectada tanto por la presión como por la temperatura. Una disminución en la presión al igual que un aumento en la temperatura causa una disminución en la viscosidad.

Además, se tiene que en crudos pesados en comparación con los medianos y livianos, la alta viscosidad impide la formación de depósitos, por ser menos probable la agrupación de los flóculos, la cual es atribuida a la alta resistencia molecular que debe ser vencida, siendo más probable la deposición de asfaltenos en crudos medianos y livianos. (Boer, 1992)

### 2.9.1.8 Otros Factores

Hay evidencia que cualquier sólido suspendido en el crudo (finos de arcilla o minerales, limaduras de metales, sedimentos, etc.) pueden favorecer la precipitación de asfaltenos. Estas partículas, suspendidas en el crudo, pueden servir de "sitios de nucleación" que causan la adhesión de las partículas de asfaltenos, formándose así partículas de mayor tamaño, que tienden a precipitar más rápidamente de la solución de crudo.

## 2.10 Problemas Ocasionados por la Deposición de Asfaltenos

Los problemas asociados a la deposición de asfaltenos ocurren tanto en el subsuelo como en superficie, afectando la explotación efectiva de los yacimientos petrolíferos. A continuación se presentan los problemas típicos ocasionados por la precipitación de asfaltenos:

Problemas ocasionados por los asfaltenos

- Taponamiento del yacimiento y en la vecindad del pozo.
- Taponamiento de la tubería de producción.
- Taponamiento de las líneas de flujo y demás equipos de superficie.
- Deterioro de la calidad del crudo por la formación de emulsiones estables.

### 2.10.1 Taponamiento del Yacimiento y en la Vecindad del Pozo.

Un problema de gran relevancia es cuando la deposición de los asfaltenos ocurre a nivel del yacimiento y en las cercanías del pozo, debido a que en esta zona ocurren las mayores caídas de presión en el yacimiento, pudiéndose alcanzar condiciones por debajo del umbral superior de precipitación. Debido a que en esta zona el área de flujo es pequeña, la mayor cantidad de flóculos se adhiere a la roca o es retenida en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de la formación, ya que sólo una pequeña cantidad de estos es transportada por los fluidos hasta la tubería del pozo.

### **2.10.2 Taponamiento de Pozo y de la Tubería de Producción**

Quizás el lugar dónde el problema de asfaltenos es muy agudo es en el pozo y en la tubería de producción. Durante la producción, el crudo sufre cambios de presión y temperatura a medida que fluye desde el yacimiento hasta la superficie. Dependiendo de estas variaciones y de la composición del mismo, puede suceder que el crudo a condiciones de yacimiento, se separe en dos o tres fases (gas-liquido o gas-liquido-sólido), mientras se encuentra fluyendo en la tubería de producción.

En muchos casos el depósito de asfaltenos taponan el pozo y resulta en pérdidas de producción. Las pérdidas de producción y la limpieza del pozo por la precipitación de asfaltenos conducen a un incremento de los costos y pueden afectar la economía de un proyecto de recuperación del petróleo.

### **2.10.3 Taponamiento de Líneas de Flujo y demás Equipos de Superficie.**

La incidencia del problema de precipitación de asfaltenos no sólo se limita al yacimiento, en el pozo y en la tubería de producción, pero puede ocurrir en las líneas de flujo y en las instalaciones de superficie. Los problemas de precipitación de asfaltenos ocurren principalmente en las estaciones de flujo y en las instalaciones y equipos asociadas a los sistemas de manejo, transporte y compresión del gas.

Estudios hechos sobre la deposición de los asfaltenos en los gasductos, han determinado que la presencia de estos en los sistemas de compresión, transporte y manejo del gas, se debe fundamentalmente al arrastre de líquidos por corrientes de gas en los separadores (Álvarez, 2001).

### 2.10.4 Formación de Emulsiones Estables.

De estudios experimentales se ha concluido que la presencia de material asfáltico favorece la formación de emulsiones en la mayor parte de los crudos que lo contienen. A mayor contenido de este material, las emulsiones agua-crudo son mas estables; ya que las sustancias asfálticas envuelven a las partículas de agua(Álvarez, 2001).

#### 2.10.4.1 Mecanismo de Estabilización de la Emulsión.

La mojabilidad de las partículas juega un rol importante en el proceso de estabilización de una emulsión. La mojabilidad es el grado en que el petróleo o el agua mojan un sólido cuando ambos están presentes. A continuación en la figura N° 16 se presentan los tres casos de mojabilidad en términos del ángulo de contacto.

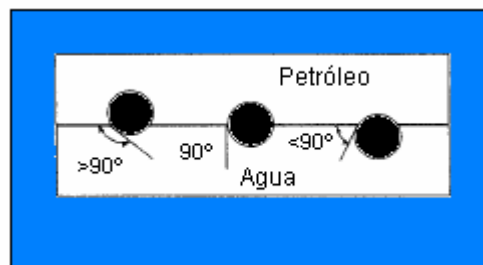


Figura N° 16: Mojabilidad de un sólido para una interfase petróleo-agua

Cuando el ángulo del contacto, es menor de  $90^\circ$ , el sólido es preferencialmente mojado por petróleo. Similarmente, cuando el ángulo del contacto es mayor que  $90^\circ$  el sólido es preferencialmente mojado por agua. Si un sólido es mojado completamente por el petróleo o por el agua, este no actuara como un estabilizador de la emulsión. Para que esto suceda, debe estar presente en la interfase y debe ser mojado por el petróleo y por el agua para actuar como un estabilizador de la emulsión. Cuando el ángulo de contacto es cercano a  $90^\circ$ , esto resultará en un sólido de mojabilidad intermedia y generalmente producirá emulsiones estables.

En estas emulsiones, las partículas mojadas por agua cambian a una mojabilidad intermedia por una capa de asfalteno. Cuando los sólidos son mojados por petróleo y agua (mojabilidad intermedia), ellos se aglomeran en la interfase y retardan la coalescencia de los sólidos. En la figura N° 17, se muestra el mecanismo de estabilización de la emulsión por estas partículas.

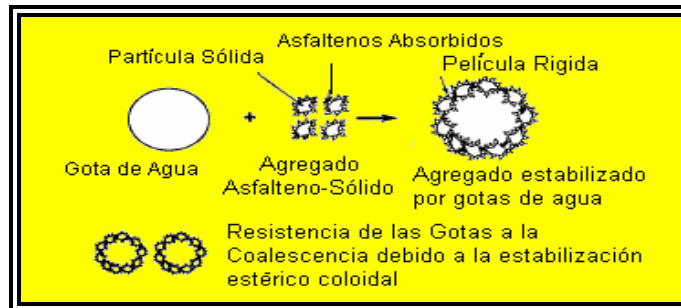


Figura N° 17: Mecanismo de Estabilización de la Emulsión.

La acumulación de éstos sólidos de mojabilidad intermedia en la interfase resulta en la formación de una película rígida. Cuando tal película se forma, esta actúa como una barrera para evitar la coalescencia de las gotas. Para que esto suceda, la película se debe romper y drenar. La presencia de asfaltenos y sólidos puede retardar el drenaje de esta película naturalmente. El principal mecanismo involucrado en este retraso es la repulsión estérica u obstáculo causado por los materiales de alto peso molecular en la película (Mclean y Kilpatrick, 1997)

## 2.11 Remoción de Asfaltenos

Los pozos parcial o completamente tapados de los depósitos de asfalteno son limpiados usando varios métodos.

### 2.11.1 Tratamientos Mecánicos.

Los siguientes tratamientos son usados para remover los depósitos de asfaltenos de las líneas de flujo y tuberías de producción. Estos métodos incluyen raspadores

de barra, raspadores de guaya fina, raspadores de línea de flujo, pistón raspador de libre-flotación y tuberías de guaya fina.

Las ventajas del método mecánico son la buena limpieza, es seguro y un daño mínimo a la formación (Straub y Autry, 2001). Pero por otro lado, las desventajas son:

- (a) tratamientos Costosos y restringidos para los equipos de producción pero no para la formación productora,
- (b) la aplicación es limitada por los equipos involucrados y por el tiempo, y
- (c) Peligro de pesca de herramientas que pueden perderse en el hoyo.

### **2.11.2 Tratamientos Químicos.**

Los métodos químicos son los más comunes para el tratamiento de asfaltenos ya que pueden usarse para tratar las deposiciones en el pozo y/o en las formaciones productoras. Numerosos solventes, aditivos y químicos comerciales están disponibles por muchas compañías para disolver los asfaltenos depositados. El tratamiento químico (Allen y Roberts, 1982) se clasifica en tres clases principales:

(a) Tratamiento con Solventes: Los solventes (como el tolueno, el xileno y otros solventes como la piridina y bisulfuro de carbono) generalmente se usan para disolver depósitos de asfaltenos, pero su uso ha sido limitado debido a su costo, consideraciones de seguridad y otros problemas. (Kokal y Sayegh, 1995)

(b) Detergentes de Asfaltenos: Los detergentes (Allen y Roberts, 1982) son una clase de agentes surfactantes. Se usan para fracturar los depósitos de asfaltenos y también les impide re-aglomerarse.

(c) Modificadores de cristal: Estos son polímeros usados para alterar el crecimiento del cristal rompiendo los "sitios de nucleación", cristalización, o modificando los cristales de parafina. (Bernadiner, 1993)

Para todos los tipos de tratamientos químicos, la seguridad medioambiental y los riesgos de exposición personal deben ser considerados, ya que produce desventajas adicionales y restricciones para muchos materiales de tratamiento químico. El procedimiento de limpieza generalmente se diseña para satisfacer un pozo en particular. En muchos casos una inyección química de solvente (para ablandar el depósito) puede ser seguida de una raspadura mecánica.

### **2.11.3 Tratamientos Térmicos.**

Esta categoría de métodos de tratamiento incluye: lubricación caliente, calentadores hoyo abajo de agua o vapor.

(a) Lubricación Caliente: La lubricación caliente consiste en el proceso de inyectar crudo caliente para remover los depósitos de asfaltenos de un pozo. La lubricación caliente causa daños a la formación y no es bueno si los depósitos acumulados son grandes (Zekri y Shedid, 2001)

(b) Calentadores Hoyo abajo: El calentador hoyo abajo representa una fuente continua de calor que puede usarse para fundir los depósitos de asfaltenos o de parafina en el pozo o en la tubería por un período de tiempo, después el material fundido puede ser bombeado a la superficie con la producción de petróleo. Esta técnica tiene las siguientes limitaciones: restricciones económicas, mantenimiento costoso del sistema de calentamiento, y disponibilidad de energía eléctrica. (Bernardiner, 1993)

### **2.11.4 Manipulación de Presión, Temperatura y Tasa de Flujo.**

Una de las maneras para prevenir o reducir la precipitación de asfaltenos dentro de los pozos es controlar la presión de operación, la temperatura y/o la tasa de producción para evitar las condiciones en las que tenga lugar la precipitación de asfaltenos. Un método es usar un aislante de los fluidos en el espacio anular para evitar las pérdidas de calor excesivas y mantener las temperaturas de los fluidos.

---

Una disminución de la relación gas-petróleo reduce la floculación. Por consiguiente el método más simple y menos costoso para controlar el problema de la precipitación es aumentar el tamaño del estrangulador en superficie (disminuir presión) para reducir la relación de gas-petróleo disuelta (Kokal y Sayegh, 1995).

#### **2.11.5 Aditivos Resinosos**

En algunos casos el añadir aditivos resinosos ha prevenido o reducido la precipitación de asfaltenos. Sin embargo, este método no ha sido muy común y necesita más preparativos para que su aplicación sea exitosa (Kokal y Sayegh, 1995)

#### **2.12 Acciones Preventivas.**

Una vez determinado que un pozo presenta precipitación de asfaltenos debe ser controlado a corto y largo plazo.

##### **2.12.1 Inyección de Química**

La inyección de química o tratamiento químico es una técnica ampliamente usada. Existen dos tipos o formas de Inyección de Química:

- Inyección Continua.
- Inyección en forma de Batch o Tapones.

##### **2.12.1.1 Inyección Continua**

Es el método más común para la inyección de química, puede considerarse como la forma más efectiva de evitar la precipitación de asfaltenos en la tubería de producción y/o instalaciones de superficie. Esta puede efectuarse a fondo de pozo, en el cabezal o en otras instalaciones de superficie dependiendo del lugar donde se encuentre la zona de máxima precipitación.

En un sistema de inyección continua a fondo de pozo debe tomarse en cuenta el producto inhibidor de la precipitación óptimo a condiciones de presión y



temperatura de fondo, así como la dosificación óptima, de igual forma, se debe instalar un sistema de inyección en superficie que cumpla con las características de presión de descarga, caudal de dosificación y materiales apropiados resistentes a las características químicas de inhibidor. También debe llevarse a cabo un análisis previo del producto que demuestre su eficiencia para ese tipo de crudo en particular.

Por otra parte, es necesario planificar el reacondicionamiento del pozo, que incluya la instalación del sistema capilar, el cual debe diseñarse para que cumpla con las especificaciones de las presiones de estallido y de colapso y también debe ser resistente a las características químicas (Alí y Betancourt, 1999).

### **2.12.1.2 Inyección en forma de Batch o Tapones**

Este tipo de inyección de química es ampliamente utilizado en la industria petrolera para la limpieza de pozos y/o tuberías. La forma de inyección es discontinua y generalmente se realiza a fondo de pozo. Comúnmente se establece un programa de limpieza periódica para así evitar problemas de taponamiento a gran escala. La inyección se efectúa dependiendo de las condiciones (presión y temperatura) de cada pozo.

### **2.12.2 Inyección de dispersante en el Yacimiento.**

En casos donde la zona de máxima probabilidad de precipitación está en la proximidad de las perforaciones, la medida preventiva conveniente para minimizar la probabilidad de precipitación de asfaltenos será la inyección del inhibidor de precipitación de asfaltenos en la formación. En el tal caso debe considerarse tomar las siguientes acciones:

#### **2.12.2.1 Selección del producto óptimo.**

Esta selección debe hacerse considerando las limitaciones del producto para las condiciones de presión y temperatura de la formación, también, debe llevarse a

cabo un análisis previo del dispersante que demuestre la eficiencia del producto para ese tipo de crudo en particular. En esos casos dónde el dispersante óptimo es conocido se puede proceder a usar ese producto.

#### **2.12.2.2 Limpieza de la tubería de Producción**

La tubería de la producción debe limpiarse para evitar la introducción de asfaltenos o cualquier tipo de depósitos que pueden haber ocurrido en la tubería.

#### **2.13 Métodos de Prevención y Control de la Precipitación (Rivas, 1994).**

Desde un punto de vista de producción, la precipitación de asfaltenos y otros sólidos puede ocurrir en:

- Instalaciones de Superficie.
- Tuberías de Producción.
- Cara de la Formación.
- Yacimiento.

##### **2.13.1 Instalaciones de Superficie.**

En las instalaciones de superficie el problema de precipitación de asfaltenos ocurre principalmente en las estaciones de flujo, y en las estaciones y equipos corriente abajo de las mismas, asociadas a los sistemas de manejo, transporte y compresión de las corrientes de gas. A continuación, en la figura N° 18 se presentan en forma esquemática los métodos utilizados y recomendados en este caso.

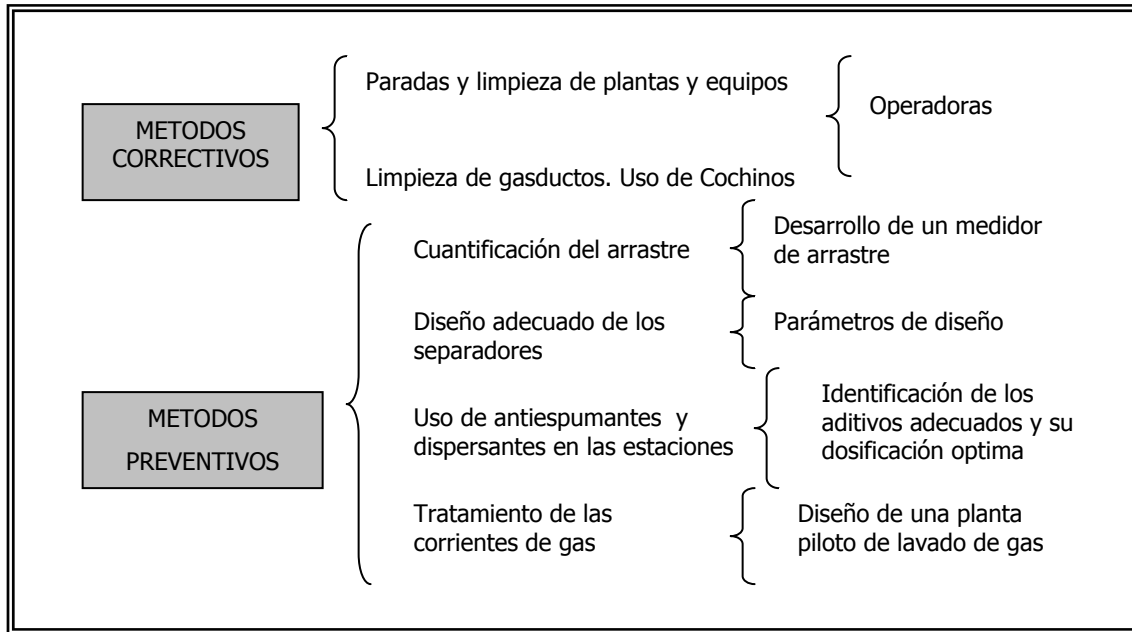


Figura N° 18: Métodos de Prevención y Control de la Precipitación a nivel de instalaciones de Superficie.

Cuando la precipitación ha ocurrido en forma masiva, las filiales operadoras deben tomar medidas correctivas que consisten fundamentalmente en paradas totales o parciales de las plantas y equipos afectados, a fin de realizar la limpieza de los mismos mediante métodos mecánicos y la utilización de solventes. En el Norte de Monagas, por ejemplo, los pulmones de los gasductos han sufrido taponamientos por depósitos de asfaltenos, lo que ha obligado a la apertura de los mismos, para así poder efectuar su limpieza por medios mecánicos.

Estudios han determinado, que la presencia de asfaltenos en los sistemas de compresión, transporte y manejo del gas se debe fundamentalmente al arrastre de líquidos por las corrientes de gas en las estaciones de separación. De esta forma, los asfaltenos y otros componentes de alto peso molecular contenidos en el líquido arrastrado entran en los sistemas de gas y precipitan entonces corriente abajo cuando las condiciones de presión, temperatura y composición así lo determinan.

En vista de lo anterior, las medidas preventivas deben estar dirigidas a eliminar, o en todo caso minimizar, el arrastre de líquidos en los separadores de las estaciones de flujo. Por lo que estos estudios arrojaron que la solución óptima al problema en las instalaciones consiste en inyectar dosificaciones continuas de inhibidores de la precipitación de los asfaltenos así como de antiespumantes.

### **2.13.2 Tubería de Producción.**

A medida que el petróleo fluye desde el yacimiento hasta la superficie a través de la tubería de producción, sufre cambios simultáneos de presión (P) y temperatura (T). Dependiendo de la composición del crudo, la disminución de presión y temperatura puede ocasionar que el crudo, usualmente líquido monofásico a condiciones de yacimiento, se separe en dos y hasta tres fases (gas-líquido o gas-líquido-sólido), mientras el mismo se encuentra todavía fluyendo en la tubería de producción.

Lo anterior se ilustra en la Figura Nº 19, en la que se muestra un diagrama de fases P-T característico de un crudo que presenta precipitación de sólidos. En este diagrama se pueden identificar cuatro zonas:

- Zona 1: Por encima del umbral superior de precipitación, en donde a cualquier presión y temperatura el petróleo existirá siempre como fase líquida.
- Zona 2: Compreendida entre el umbral superior de precipitación y la curva de puntos de burbuja, donde coexistirán una fase sólida y una fase líquida en equilibrio.
- Zona 3: Compreendida entre la curva de burbujeo y el umbral inferior de precipitación, donde existen simultáneamente una fase gaseosa, una fase líquida y una fase sólida.
- Zona 4: Por debajo del umbral inferior de precipitación, en donde la fase sólida desaparecerá y a estas condiciones solo quedarán la fase gaseosa y la fase líquida en equilibrio.

En la figura N° 19 también se muestra la trayectoria de los fluidos del yacimiento a medida que fluyen hacia la superficie.

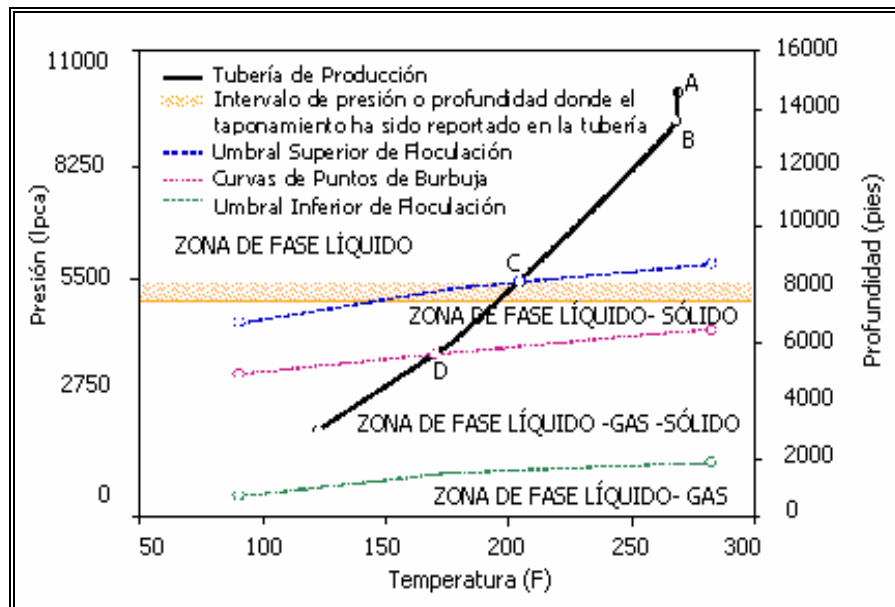


Figura N° 19: Diagrama de Fases Característico de un Crudo que presenta Precipitación de Asfaltenos.

En esta figura se puede observar la trayectoria de los fluidos del yacimiento a medida que fluyen hacia la superficie, la cual se describe a continuación.

El punto (A) corresponde a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, lejos del pozo. Entre los puntos (A) y (B) hay una caída de presión a temperatura constante correspondiente al flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, a través de la formación y las perforaciones del mismo.

A partir del punto (B), los fluidos empiezan a subir por la tubería de producción, en la que se registran presiones cada vez menores, debido fundamentalmente a la disminución de la columna hidrostática. La temperatura también disminuye a partir de este punto en virtud de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes;

las cuales, por estar a menor profundidad que el yacimiento, se encuentran a menor temperatura que los fluidos que pasan por la tubería.

A partir del punto (C), correspondiente a la profundidad del pozo a la cual la presión y la temperatura se encuentran sobre la curva superior de precipitación (umbral de precipitación), se empezarán a formar flóculos de sólidos, algunos de los cuales serán transportados hacia la superficie por los fluidos de producción. Otros, debido al movimiento browniano y a los remolinos característicos del flujo turbulento, se moverán desde el seno del fluido hacia las paredes de las tuberías donde, en virtud de las fuerzas interfaciales podrán adherirse, acumularse y, eventualmente, producir taponamientos parciales o totales. La relación entre la cantidad de los flóculos que se adhieren a la pared y la cantidad de los que son transportados por los fluidos, dependerá tanto de las condiciones de presión y temperatura, como del régimen de flujo en la tubería, caracterizado por el número de Reynolds.

En el punto (D) se empezará a formar la fase gaseosa, y es en este momento cuando la cantidad de fase sólida en equilibrio generalmente alcanza un máximo. A partir del punto (D) la temperatura disminuye más drásticamente debido al enfriamiento adicional causado por la formación de un volumen cada vez mayor de fase gaseosa.

La formación de una fase gaseosa no reviste mayores consecuencias y es una ocurrencia rutinaria en la explotación de yacimientos. La formación de una fase sólida, por el contrario, puede causar serios problemas desde un punto de vista económico, ya que se conoce de un alto número de casos en los que los taponamientos ocasionados por la presencia de una fase sólida han producido pérdidas parciales y, en algunos casos, pérdidas totales de producción de los pozos.

En la Figura N° 20, se muestra en forma esquemática, las acciones tanto correctivas como preventivas que se deben tomar cuando ocurre un problema de esta naturaleza. Una vez que el taponamiento se produce, el mismo se puede eliminar inyectando un solvente adecuado y dejando la instalación en remojo por varias horas, con el fin de disolver el depósito. Sin embargo, esta medida no es suficiente, ya que por lo general el depósito no está constituido por materia orgánica solamente, sino que puede contener cantidades significativas de material inorgánico. En estos casos es necesario emplear una unidad de "snubbing" para realizar una limpieza mecánica en combinación con el mejor solvente.

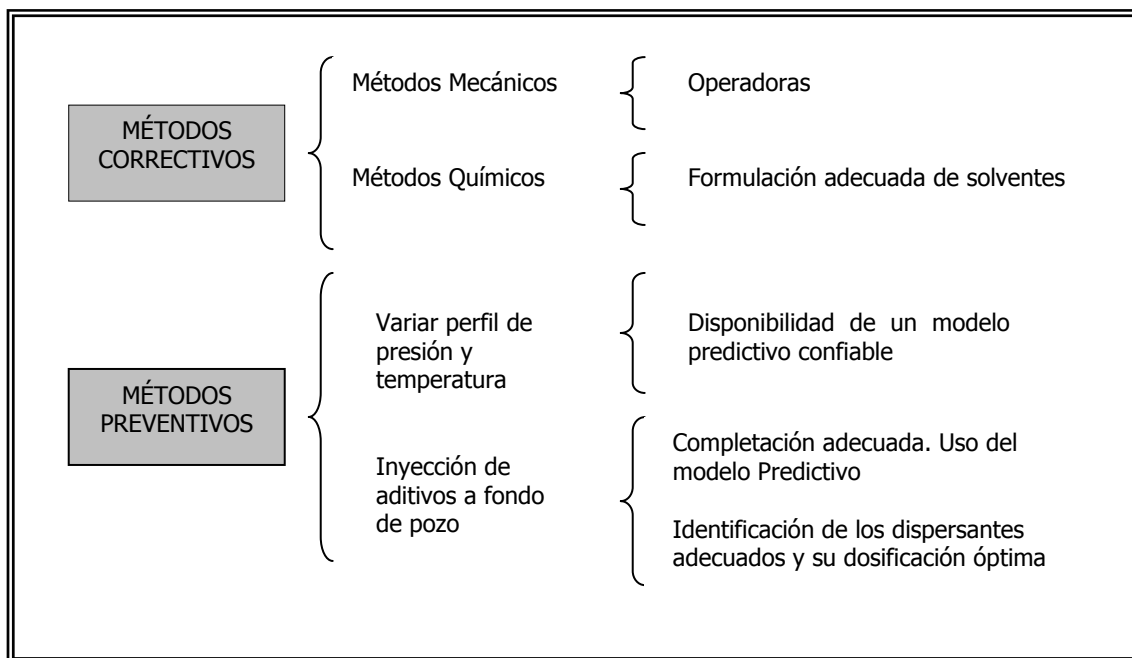


Figura N° 20: Métodos de Prevención y Control de la Precipitación a nivel de las Tuberías de Producción.

### 2.13.3 Cara de la Formación

Uno de los sitios donde es más susceptible y a la vez más grave que ocurra la precipitación de asfaltenos es en la zona del yacimiento adyacente al fondo del pozo. En esta zona suceden las mayores caídas de presión en el yacimiento, por lo que a menos que se tomen precauciones estrictas al respecto, en este sitio se pueden alcanzar presiones por debajo del umbral superior de precipitación. Como en esta zona el área de flujo es pequeña y, a diferencia de la tubería, el medio poroso es una roca comparativamente poco permeable, solo una pequeña cantidad de los flóculos es transportada por los fluidos hasta la tubería del pozo, mientras la mayor parte se adhiere a la roca o se retiene en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de la formación. Cuando esto sucede es necesario realizar un trabajo de fracturamiento o una estimulación con un tratamiento que elimine los depósitos, o ambos, tal como se muestra en la figura N° 21.

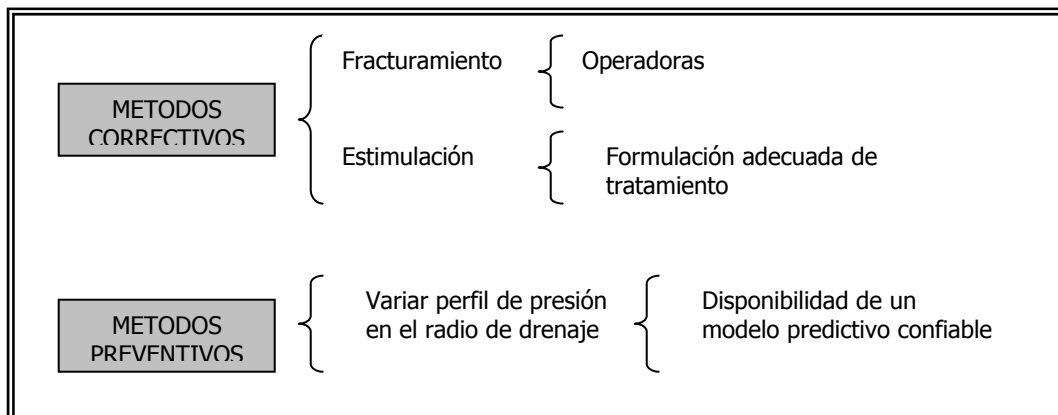


Figura N° 21: Métodos de Prevención y Control de la Precipitación a Nivel de la Cara de la Formación.

Cuando el daño es causado por una combinación de asfaltenos y migración de finos, el tratamiento debe consistir en una acidificación precedida de una mezcla de solventes y dispersantes, que permita prevenir las películas viscosas y emulsiones que se forman cuando el ácido se pone en contacto con crudos que contienen asfaltenos inestables.



Una de las limitaciones de los tratamientos de la cara de la formación, es que son medidas temporales, ya que si persisten las condiciones de precipitación, eventualmente la formación se volverá a taponar y será necesario realizar un nuevo trabajo de estimulación.

#### 2.13.4 Yacimientos

Una vez que la precipitación de asfaltenos ha ocurrido en el yacimiento, lejos del pozo, prácticamente no existe ninguna medida correctiva viable, tal como se muestra en la figura N° 22.

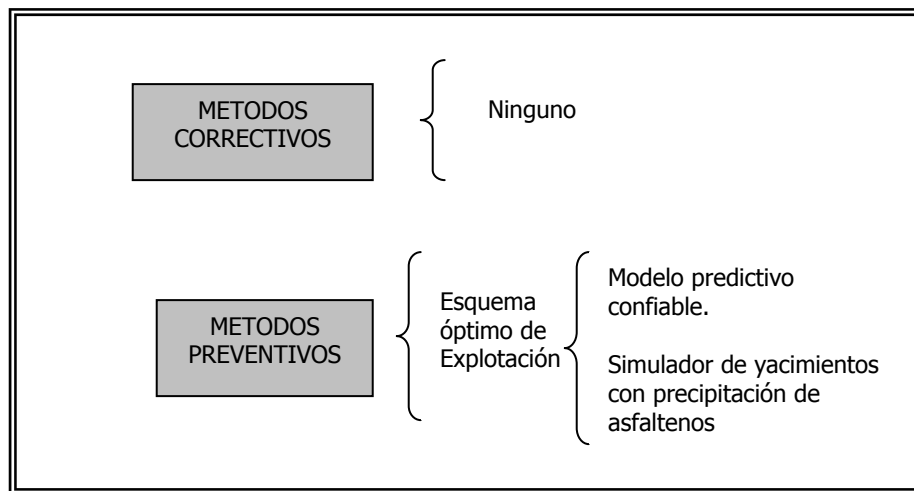


Figura N° 22: Métodos de Prevención y Control de la Precipitación a nivel de Yacimiento.

Sin embargo, a este nivel el problema es relativamente menos grave que cuando sucede en la cara de la formación, ya que lejos del pozo, el área de flujo es mucho mayor y las velocidades mucho más bajas. En el yacimiento, la medida preventiva viable consiste en mantener la presión de la formación por encima del umbral de floculación, mediante la inyección de fluidos que sustituyan al crudo producido. Para implementar el proyecto de inyección se recomienda realizar estudios que permitan la determinación experimental de curvas de dispersión, a fin de determinar el umbral de precipitación a la temperatura del yacimiento.

Mediante estos estudios, se debe también determinar la compatibilidad de los fluidos inyectados, ya que dependiendo de la composición de los mismos la precipitación se pudiera inducir en lugar de prevenirse.

### **2.14 Seguimiento y Control**

El seguimiento y control de la precipitación de asfaltenos así como la eficiencia del producto químico usado para prevenirla se debe llevar a cabo a través de la determinación del contenido presente de asfalto en el petróleo crudo. Al determinar el contenido de asfaltenos podrían ocurrir dos situaciones:

#### **2.14.1 Petróleos Crudos que no Presentan Precipitación de Asfaltenos.**

Si la variación en el contenido sólido original de asfaltenos con respecto al contenido actual es menor al 10% puede ser considerado que el pozo es estable. Por consiguiente la precipitación del asfalto no debe ser un problema. Sin embargo, deben verificarse frecuentemente los siguientes parámetros: la presión del cabezal del pozo, la relación gas-petróleo, el estrangulador, la tasa de producción, y hacer regularmente un análisis del contenido de asfaltenos.

#### **2.14.2 Petróleos Crudos que Presentan Precipitación de Asfaltenos.**

Si la variación en el contenido sólido original de asfaltenos con respecto al actual es mayor o igual a 10%, puede inferirse que el proceso de precipitación de asfaltenos a comenzado. Deben tomarse las acciones preventivas para perfeccionar las condiciones de operación.

---

## **CAPITULO III**

### **Análisis del Problema**

#### **3.1 Planteamiento de Problema**

Actualmente la producción del Campo Quiriquire es operada por una empresa transnacional La empresa PQB de Venezuela es responsable del tratamiento químico de la producción de crudo, agua y gas manejada en este campo; el cual es llevado a cabo utilizando productos químicos formulados y manufacturados por dicha empresa. Asimismo, realiza las operaciones de control, seguimiento y prevención del tratamiento químico en este campo.

Una vez activada la producción de un pozo recientemente perforado e incluido en la producción general (PP-4A) se observó a nivel de los tanques de lavado, mediante un análisis a estos, la formación de un "colchón" con material sólido en la interfase crudo-agua; lo que provocaba una deshidratación poco efectiva del crudo; además se observó la deposición de sólidos a nivel de los filtros coalescedores de la estación principal. En vista de que estos problemas no se presentaban con anterioridad; se sospechó en primer lugar que eran originados por el crudo proveniente del pozo PP-4A, por lo que se hizo necesario recolectar muestra del crudo proveniente del pozo, con el objeto de implementar acciones que condujeran a mantener bajo control la precipitación de los sólidos mediante un tratamiento químico, utilizando un producto inhibidor de la precipitación.

En el caso del Campo Jusepín el cual es operado por otro consorcio internacional, también se observaron problemas de deposición de sólidos. Por esta razón la empresa PQB de Venezuela fue invitada para que seleccionara un producto químico capaz de inhibir la precipitación de estos sólidos. En este caso se observaron problemas de taponamiento a nivel de las líneas de flujo, en el tramo comprendido entre el pozo XM-48 y la Estación de Flujo.

A ambas muestras de petróleo crudo se les realizó una caracterización en cuanto a: porcentaje de asfaltenos, porcentaje de parafinas, porcentaje de materia inorgánica, porcentaje de hidrocarburos saturados y gravedad API. La metodología utilizada es descrita en detalle en el **Apéndice A**. De esta caracterización se llegó a la conclusión que el problema era originado posiblemente por los asfaltenos presentes en el crudo.

Detectado el posible origen del problema; se procedió a evaluar y seleccionar productos químicos inhibidores de la precipitación de los asfaltenos para ambas muestras de crudo. El total de productos evaluados fue de 72 productos, de los cuales 60 de estos correspondían a productos formulados y manufacturados por PQB de Venezuela, y los 12 restantes a productos disponibles en el mercado. La evaluación de los productos disponibles en el mercado se realiza con la finalidad de verificar si es o no necesario la formulación de un nuevo producto, en caso de resultar más eficiente alguno de estos. La evaluación de los productos se llevó a cabo mediante los métodos de floculación y espectrofotométrico; los cuales son descritos en detalle en el **Apéndice A**

Es importante mencionar que este trabajo de investigación está limitado en cuanto al número de muestras de crudos, ya que sólo se dispuso de una muestra por campo. Un número mayor de muestras por campo hubiese permitido realizar un mejor análisis comparativo en cuanto al comportamiento y a las características de dichas muestras.

## **3.2 Objetivos**

### **3.2.1 Objetivo General.**

Identificar a nivel de laboratorio, siguiendo una metodología de evaluación preestablecida, un agente inhibidor de la precipitación de los asfaltenos de los crudos provenientes de los Campos Quiriquire y Jusepín del Estado Monagas.

### **3.2.2 Objetivos Específicos.**

- Evaluar diferentes agentes inhibidores de la precipitación de asfaltenos desarrollados por PQB de Venezuela, C.A y compararlos con otros productos existentes en el mercado desarrollados por otras compañías.
- Manejar las metodologías de evaluación de laboratorio conocidas como “Método de Floculación” y “Método Espectrofotométrico” e interpretar los resultados obtenidos.
- Obtener una opción de tratamiento técnicamente superior a la existente en el mercado.
- Recomendar la realización de una prueba de campo a fin de confirmar los resultados obtenidos a nivel de laboratorio.

### **3.3 Metodología.**

El principal objetivo, está referido a evitar la precipitación de los asfaltenos de los crudos provenientes de los pozos PP-4A y XM-48, utilizando productos inhibidores de la precipitación de asfaltenos. El procedimiento aplicado para la evaluación y selección de estos productos, se llevó a cabo mediante el uso del método de floculación y el método espectrofotométrico. A continuación se mencionan los métodos y procedimientos aplicados, los cuales están ordenados, según la secuencia en que se realizó el trabajo.

#### **3.3.1 Muestreo.**

El muestreo forma parte de los métodos y procedimientos, éste se aplica como fase inicial del trabajo. Consiste en una toma correcta del crudo, realizando una transferencia de la muestra líquida de la línea de producción a un recipiente, purgando la línea con anterioridad y llenando dicho recipiente.

Esta primera etapa consistió en muestrear el día 07/08/02 el pozo PP-4A; el cual tiene una producción de 2300 Bbl/D, Presión de Cabezal de 1200 lpc y una

Temperatura de 93 °F, y el día 12/09/02 el pozo XM-48, con una producción de 3700 Bbl/D, una Presión de Cabezal de 800 lpc y una Temperatura de 200 °F.

### 3.3.2 Caracterización del Crudo

El primer paso para determinar la posibilidad de precipitación de los asfaltenos, es ejecutar una caracterización detallada de la muestra de crudo para conocer su composición. Entre esos parámetros están:

- % Asfaltenos
- % Parafinas
- % Hidrocarburos Saturados.
- % de Materia Inorgánica
- °API

Para determinar el contenido de asfaltenos, parafinas, hidrocarburos saturados y materia inorgánica se utilizó el método de extracción soxhlet, que consiste básicamente en la separación de estos componentes de la muestra de crudo debido a la acción de solventes. A grandes rasgos, consiste en el "lavado" de una muestra de crudo que se encuentra en un dedal de celulosa por la acción de los solventes, en donde inicialmente se hace circular hexano en el equipo, produciéndose en esta etapa, la precipitación de los asfaltenos, los cuales son retenidos en el dedal, y la solubilización de los hidrocarburos saturados y las parafinas en el hexano; permitiendo posteriormente, determinar el contenido de cada uno de ellos.

Luego se circula a través del equipo otro solvente (tolueno), permitiendo determinar el contenido de asfaltenos. Finalmente, debido a que la materia inorgánica no es soluble con ninguno de los solventes utilizados anteriormente, esta permanece en el dedal, por lo que la diferencia de peso con el dedal vacío, permite determinar el contenido de materia inorgánica. El procedimiento descrito anteriormente es explicado en detalle en el **Apéndice A**.

Para la determinación de la gravedad A.P.I se empleó el método D-287 según las normas A.S.T.M, el cual describe el procedimiento para determinar mediante hidrómetros de vidrio, la gravedad A.P.I del petróleo crudo y sus derivados que son líquidos a temperatura ambiente o moderadamente alta .

### **3.3.3 Método de Floculación.**

El método de floculación consiste en inducir la floculación de los asfaltenos mediante la adición de un solvente (hexano) en el cual los asfaltenos son insolubles, provocando el agrupamiento de los flóculos, y por ende el crecimiento de estos y la subsiguiente precipitación.

#### **3.3.3.1 Selección de la Mejor Concentración de Crudo en la Prueba.**

Este procedimiento consistió en seleccionar la mejor concentración de crudo en la prueba. Esta concentración se refiere a aquella en la cual se rompe la estabilidad del crudo originando la precipitación de los asfaltenos y la subsecuente deposición en un porcentaje visiblemente apreciable. La selección de la mejor concentración de crudo se realiza con el propósito de tener un punto de referencia al momento de la evaluación de los productos; es decir, es el punto de comparación, al momento de la evaluación, entre soluciones con tratamiento y una solución con la misma concentración de crudo sin tratamiento. El procedimiento aplicado se describe en el **Apéndice A**.

### **3.3.4 Método Espectrofotométrico.**

Con el propósito de seleccionar los productos más eficientes en cuanto a inhibir la precipitación de los asfaltenos, se aplicó el método espectrofotométrico. El método espectrofotométrico está basado en la medida directa de la absorción de radiación electromagnética por parte de una muestra, cuantificable a través de la absorbancia, y la correlación de esta variable con la concentración de la especie de interés de dicha muestra.

Si un haz de luz blanca pasa a través de una celda de vidrio que ha sido llenada con un líquido, la radiación emergente es de menor intensidad que la radiación que entra. Esta pérdida se debe fundamentalmente a las reflexiones en la superficie y a la difusión provocada por las partículas en suspensión que se encuentran en el fluido. Para compensar estos efectos, la potencia del haz transmitido a través de la celda que contiene la solución absorbente se compara con la de un haz que pasa a través de una celda idéntica que sólo contiene el solvente; es lo que se llama hacer el Blanco.

Una vez evaluados los productos a una dosis determinada, se seleccionaban aquellos que cumplieran con el criterio de selección establecido, para posteriormente ser evaluados a una dosis menor. El criterio de selección establecido consistía en seleccionar a aquellos productos que mostraran una eficiencia igual o mayor a 98%. En el **Apéndice A** se puede observar el procedimiento utilizado para determinar la eficiencia de los productos.

#### **3.3.4.1 Curva de Calibración**

Para llevar a cabo el análisis cuantitativo de una especie, mediante la espectrofotometría, es preciso realizar una etapa previa de calibración. En dicha etapa se mide la absorbancia de varias muestras de concentración conocida; las cuales serán utilizadas para, mediante "comparación", calcular la concentración de una muestra problema tras medir su absorbancia.

Para llevar a cabo la etapa de calibración, se representa la absorbancia de las muestras de concentración conocida (llamadas patrones) a la longitud de onda de máxima absorbancia, frente a la concentración de dichas muestras. El máximo de absorbancia obtenido en el espectro de absorción, nos dará la longitud de onda que proporciona la mayor sensibilidad posible. El procedimiento aplicado para realizar la curva de calibración se describe en el **Apéndice A**.



### 3.3.4.2 Evaluación y Selección de los Productos

Esta etapa se realizó siguiendo la metodología establecida, la cual se explica en detalles en el **Apéndice A** y consistía, a grandes rasgos, en evaluar el efecto del producto sobre el crudo, teniendo como punto de referencia, como se mencionó anteriormente, el efecto del producto sobre la concentración de crudo determinada en el punto 3.3.3.1. De esta manera se podía apreciar la efectividad del producto sobre la muestra, y mediante el método espectrofotométrico se cuantificaba la eficiencia de cada uno de ellos.

Es de suma importancia considerar en la evaluación que se le realice a un producto químico inhibidor de la precipitación de asfaltenos, la dosis mínima a la que puede todavía puede funcionar, en un 100% de eficiencia. Por lo que el criterio de selección aplicado en esta evaluación, fue considerar a aquellos productos cuyo desempeño fuera mayor o igual a 98%, y aquellos que no cumplieran con este criterio eran descartados de dicha selección. Si un producto puede trabajar a una baja dosis, entonces permite reducir los costos del tratamiento; ya que al acortar el volumen de producto químico que se inyecta en el campo, se disminuyen los costos por consumo.

La evaluación se inició con los 12 productos disponibles en el mercado a una dosis de 600 ppm, con el propósito de seleccionar a aquel o aquellos que cumplieran con el criterio de selección. Los productos disponibles en el mercado fueron identificados como  $C_n$ , donde  $n$  corresponde al número del producto. Seguidamente, se evaluaron los 60 productos disponibles en esta empresa, a la misma dosis. En vista de que el número de productos era considerable para ser evaluados en una misma prueba, se separaron en grupos de diez productos. De igual manera, los productos disponibles en esta empresa fueron identificados como  $P_n$ , donde  $n$  corresponde al número del producto.

Es importante mencionar, que en cada grupo de productos evaluados , también se evaluaba el producto disponible en el mercado, hasta que dejara de cumplir con el criterio de selección establecido.

Una vez evaluados a una dosis de 600 ppm, se seleccionaron aquellos que cumplieran con el criterio de selección establecido, en el cual se consideraba a aquellos productos con una eficiencia mayor o igual a 98%; seguidamente se evaluaron los productos seleccionados a una dosis de 500 ppm, y de igual manera se procedió a evaluarlos a dosis de 400 ppm, 300 ppm y 200 ppm.

**CAPITULO IV****Resultados**

A continuación se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo de este trabajo de investigación y serán discutidos en el **Capítulo V, Discusión de Resultados**.

**4.1 Caracterización del Crudo.**

La muestra de crudo del pozo PP-4A, fue tomada el día 07/08/02, y la caracterización de la muestra se realizó el día 08/08/02. En el caso del pozo XM-48 la muestra se tomó el día 12/09/02 y la caracterización se realizó el día 13/09/02, los resultados de la caracterización de ambas muestras se presentan en la Tabla N° 1:

**Tabla N° 1: Caracterización de las muestras de Crudo**

Pozo	°API	Hidrocarburos Saturados (% peso/peso)	Parafinas (%peso/peso)	Asfaltenos (%peso/peso)	Materia Inorgánica (%peso/peso)
PP-4A	30,90	97,16	0,80	1,84	0,20
XM-48	27,6	90,37	3,36	5,26	1,01

La metodología utilizada para llevar a cabo este análisis es descrita en detalle en el **Apéndice A**.

## 4.2 Método de Flocculación.

### 4.2.1 Selección de la Mejor Concentración de Crudo en la Prueba.

Esta selección se realizó con la finalidad de determinar la concentración de crudo a la cual se observaba una considerable deposición de asfaltenos, ya que se necesita tener un parámetro como comparación al momento de evaluar los productos. El procedimiento utilizado para realizar la selección de la mejor concentración de crudo en la prueba es descrita en el **Apéndice A**. La tabla que se muestra a continuación presenta los resultados obtenidos en esta prueba.

**Tabla N° 2: Selección de la Mejor Concentración de Crudo**

Pozo	Concentración (ppm)	% Depositado
PP-4A	25.000	3,0
XM-48	20.000	3,0

## 4.3 Método Espectrofotométrico

### 4.3.1 Curva de Calibración.

Como se mencionó en el **Capítulo III**, para llevar a cabo el análisis cuantitativo de una especie mediante el método espectrofotométrico, es necesario realizar una etapa previa de calibración. La metodología utilizada para realizar la curva de calibración es descrita en el **Apéndice A**. El primer paso para construir la curva de calibración, es seleccionar la longitud de onda a la cual se produce la mayor absorbancia. En la tabla N° 3 se presentan los resultados obtenidos para ambos crudos.

**Tabla N° 3: Selección de la Mejor Longitud de Onda**

$\lambda$ onda (nm)	Pozo PP-4A	Pozo XM-48
	Absorbancia	
395	0,028	0,050
400	0,027	0,040
425	0,019	0,030
450	0,012	0,024
475	0,010	0,019
500	0,007	0,017
525	0,007	0,015
550	0,005	0,013
575	0,008	0,007
600	0,011	0,012

En la tabla N° 3 se observa que en ambos casos la mayor absorbancia se obtiene a una longitud de onda de 395 nm, por lo que es utilizada para determinar la absorbancia de las demás soluciones con las diferentes concentraciones de crudo. Con los datos obtenidos se elaboró un gráfico: Absorbancia vs. Longitud de Onda.

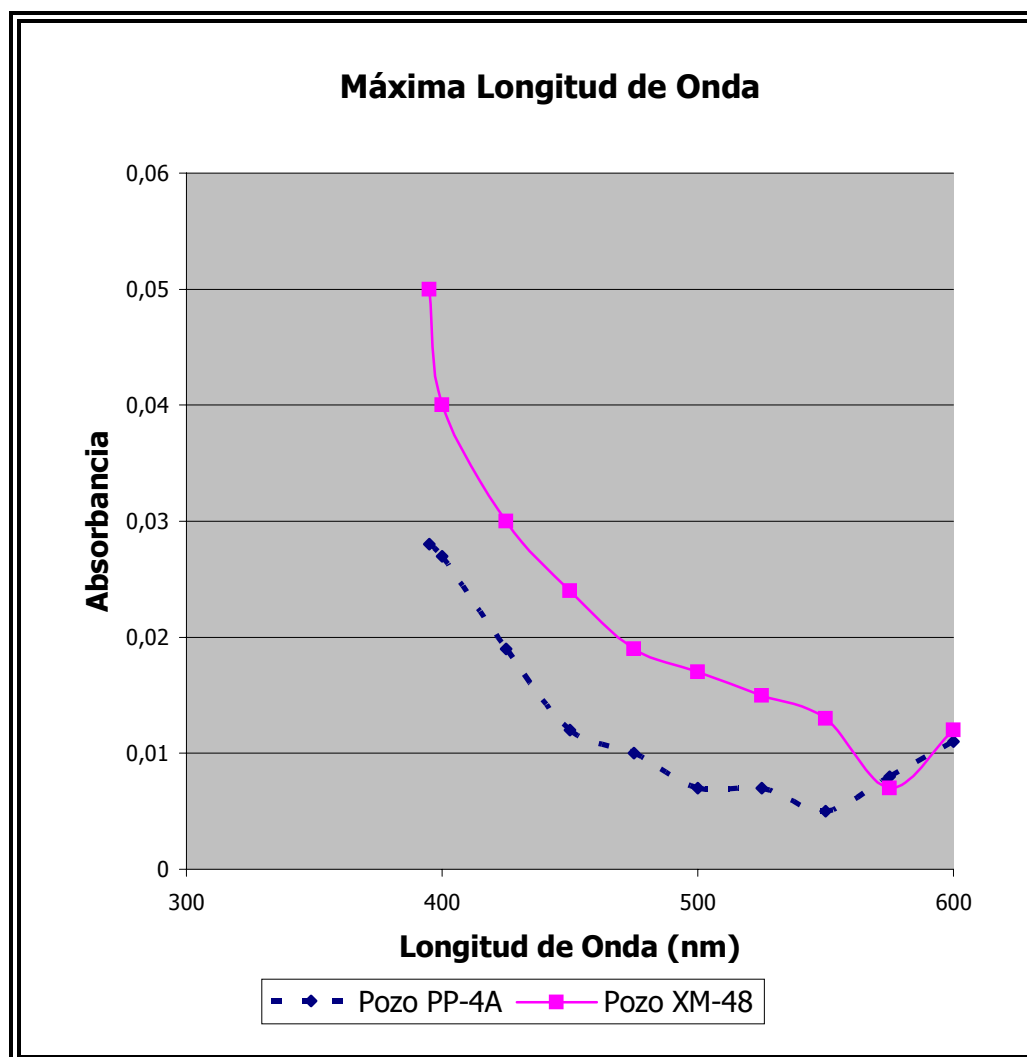


Figura N° 23: Máxima Longitud de Onda

Posteriormente se determinó la absorbancia para el resto de las soluciones a la mejor longitud de onda, la cual resultó ser 395 nm en ambos casos. La tabla N° 4 muestra los valores de absorbancia obtenidos para cada una de ellas.

**Tabla N° 4: Absorbancia de las soluciones a  $\lambda$ : 395 nm**

Concentración (ppm)	Pozo PP-4A	Pozo XM-48
	Absorbancia	
5	0,028	0,050
10	0,038	0,069
20	0,084	0,107
30	0,110	0,163
40	0,155	0,199
50	0,183	0,252
60	0,220	0,296
70	0,260	0,349
80	0,262	0,399
90	0,343	0,443
100	0,375	0,502

Finalmente, con los valores de esta tabla se construyó la curva de calibración para ambas muestras de crudo, representando gráficamente los valores de concentración de crudo vs. valores de absorbancia. En la figura N° 24, se muestra dicha curva.

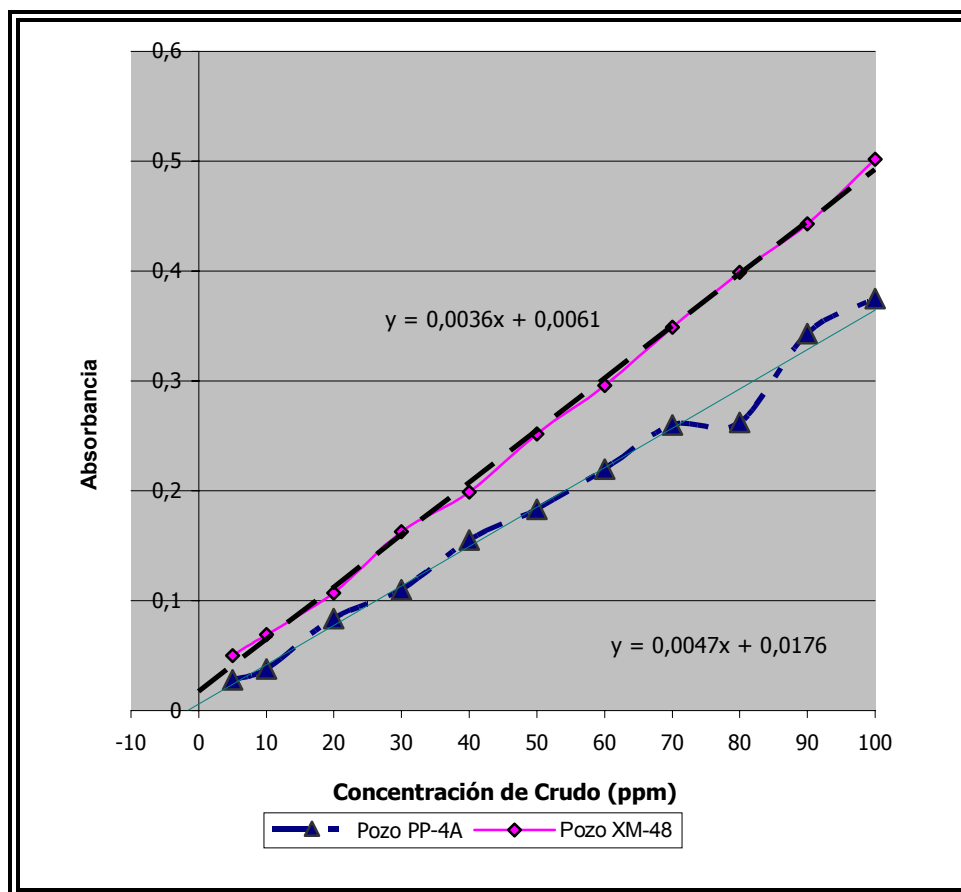


Figura N° 24: Curva de Calibración

En la figura N° 24 se puede apreciar la curva de calibración para ambas muestras de crudo, también se presentan las ecuaciones de la recta para cada una de ellas, la cual es  $y = 0,0047x + 0,0176$  para el caso del crudo proveniente del pozo PP-4A y la ecuación  $y = 0,0036x + 0,0061$  para el crudo proveniente del pozo XM-48. El procedimiento aplicado para construir la curva de calibración, se detalla en el **Apéndice A**.



### 4.3.2 Evaluación y Selección de los Productos.

Finalmente, se procedió a evaluar los productos disponibles en el mercado y los existentes en PQB de Venezuela , con la finalidad de seleccionar aquel o aquellos productos que demostraran tener una alta eficiencia para inhibir la precipitación de los asfaltenos El procedimiento utilizado es descrito en el **Apéndice A**.

#### 4.3.2.1. Resultados para el Crudo del Pozo PP-4A.

Inicialmente se realizó la evaluación y selección de productos disponibles en el mercado a una dosis de tratamiento de 600 ppm, dichos resultados obtenidos se pueden observar en la siguiente tabla.

**Tabla N° 5: Evaluación y Selección de Productos Disponibles en el Mercado**

	Absorbancia	Concentración (ppm)
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,802	24.943,06
<b>Blanco con Hexano</b>	1,208	16.693,06

Producto	Absorbancia	Concentración (ppm)	Eficiencia (%)
C <sub>1</sub>	1,798	24.887,50	99,33
C <sub>2</sub>	1,240	17.137,50	5,39
C <sub>3</sub>	1,426	19.720,83	36,70
C <sub>4</sub>	1,263	17.456,94	9,26
C <sub>5</sub>	1,324	18.304,17	19,53
C <sub>6</sub>	1,458	20.165,28	42,09
C <sub>7</sub>	1,725	23.873,61	87,04
C <sub>8</sub>	1,489	20.595,83	47,31
C <sub>9</sub>	1,385	19.151,39	29,80
C <sub>10</sub>	1,305	18.040,28	16,33
C <sub>11</sub>	1,262	17.443,06	9,09
C <sub>12</sub>	1,695	23.456,94	81,99
C <sub>13</sub>	1,357	18.762,50	25,08

En la figura N° 25 se puede observar gráficamente los resultados obtenidos en esta prueba.

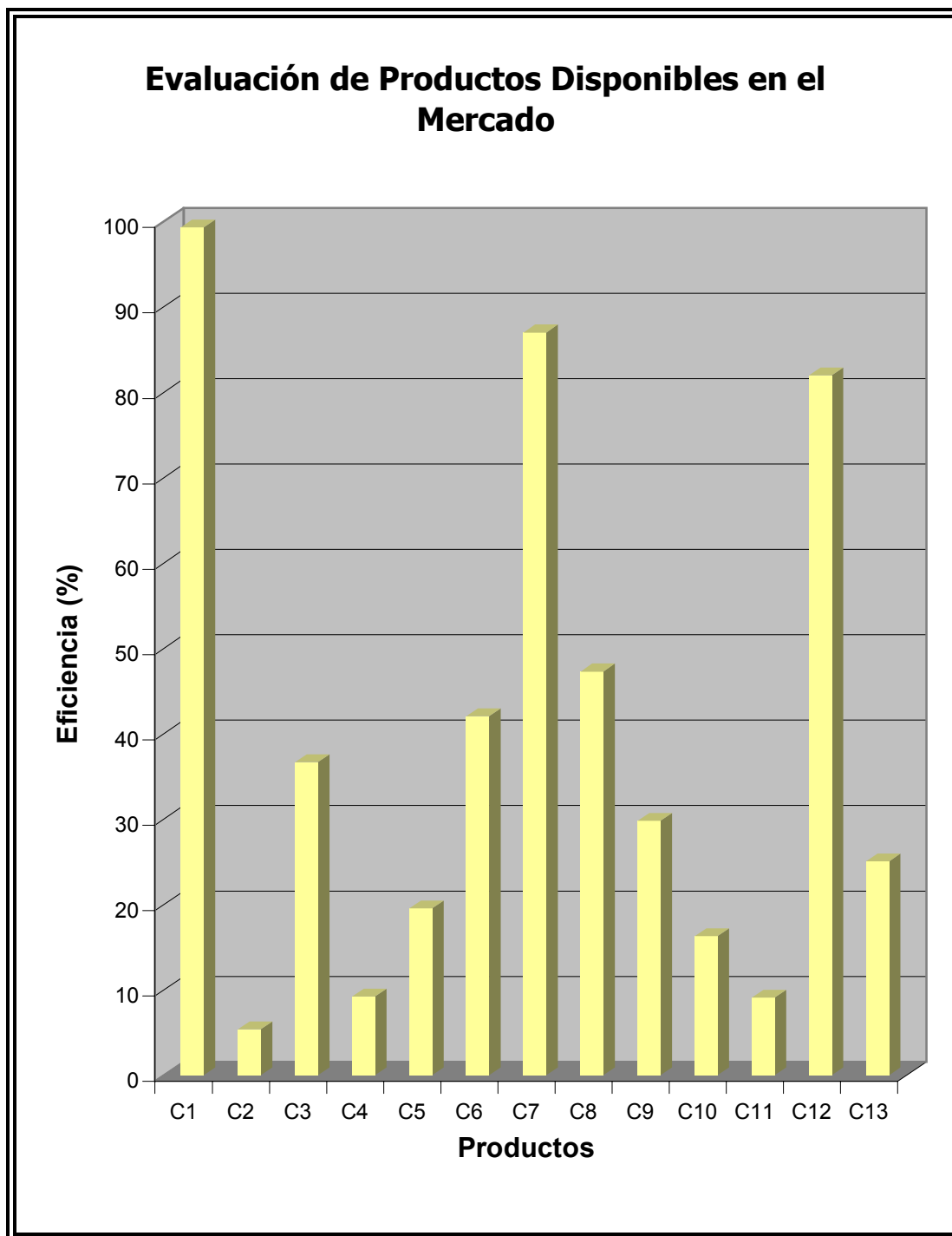


Figura N° 25: Evaluación de los Productos Disponibles en el Mercado para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm)

Seguidamente se evaluaron los productos pertenecientes a esta empresa a la dosis de 600 ppm y se seleccionaron aquellos que cumplieron con el criterio de selección establecido (Eficiencia mayor o igual a 98%). Estos resultados obtenidos se discuten en el **Capítulo V**. En vista del elevado número de productos para ser evaluados en una misma prueba, se separaron en grupos de 10 productos. Es importante mencionar que además de los 10 productos por grupo, también se evaluó el producto identificado como C<sub>1</sub>, el cual fue seleccionado de los productos disponibles en el mercado.

**Tabla N° 6: Evaluación de los Productos N°1 al N° 10  
(Dosis 600 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,804	24.970,83
<b>Blanco con Hexano</b>	1,206	16.665,28

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,795	24.845,83	98,49
P <sub>1</sub>	1,799	24.901,39	99,16
P <sub>2</sub>	1,557	21.540,28	58,70
P <sub>3</sub>	1,312	18.137,50	17,73
P <sub>4</sub>	1,796	24.859,72	98,66
P <sub>5</sub>	1,421	19.651,39	35,95
P <sub>6</sub>	1,378	19.054,17	28,76
P <sub>7</sub>	1,330	18.387,50	20,74
P <sub>8</sub>	1,373	18.984,72	27,93
P <sub>9</sub>	1,793	24.818,06	98,16
P <sub>10</sub>	1,384	19.137,50	29,77

En la figura N° 26, se representan los valores obtenidos en esta prueba. En donde el color amarillo, representa al producto disponible en el mercado (C<sub>1</sub>) y el color azul, los productos de esta empresa.

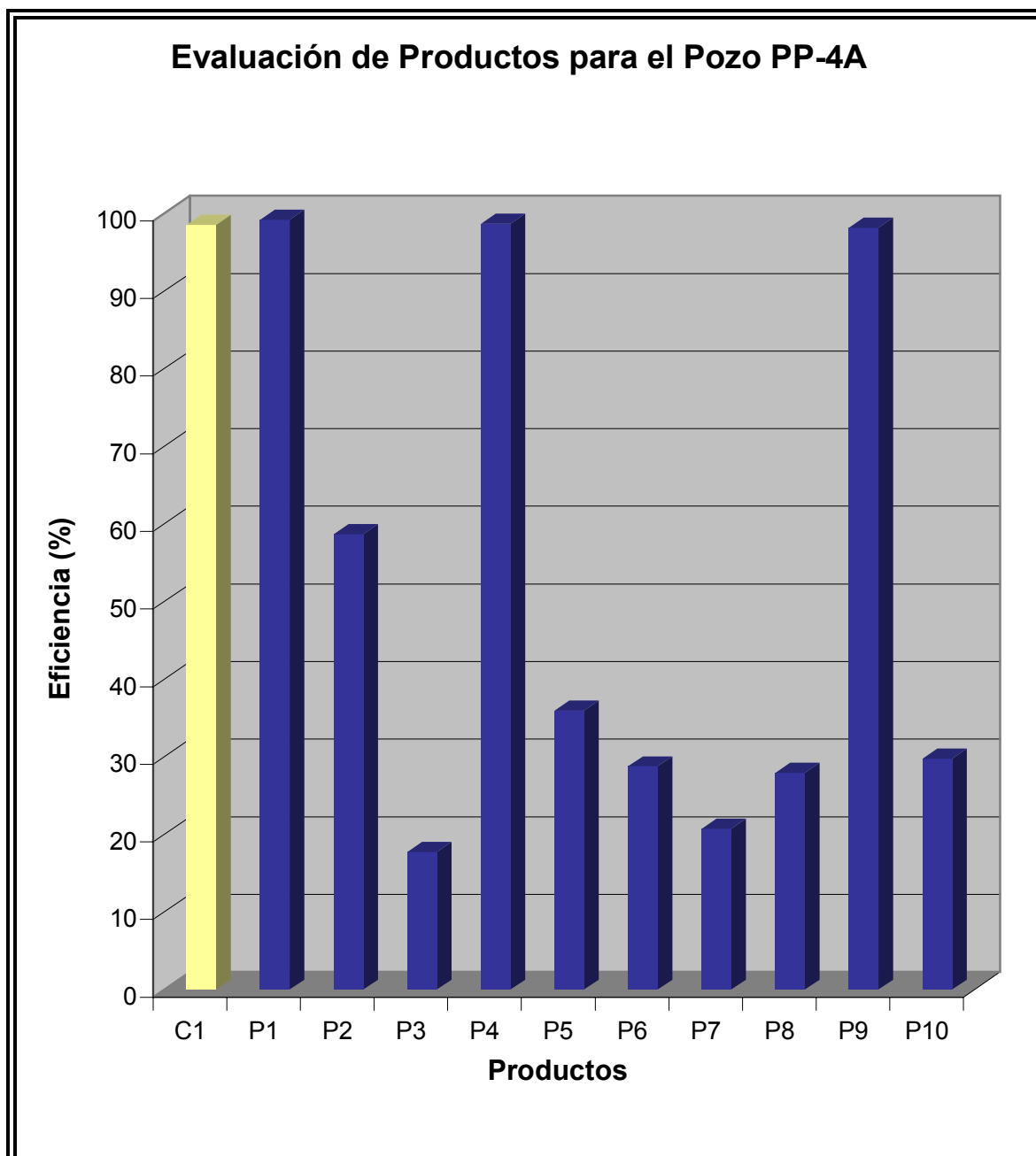


Figura N° 26: Evaluación de los Productos N° 1 al N° 10 para el Pozo PP-4A  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 7: Evaluación de los Productos N° 11 al N° 20  
(Dosis 600 ppm).**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,802	24.943,06
<b>Blanco con Hexano</b>	1,201	16.595,83

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,796	24.859,72	99,00
P <sub>11</sub>	1,799	24.901,39	99,50
P <sub>12</sub>	1,366	18.887,50	27,45
P <sub>13</sub>	1,406	19.443,06	34,11
P <sub>14</sub>	1,125	15.540,28	-12,65
P <sub>15</sub>	1,392	19.248,61	31,78
P <sub>16</sub>	1,398	19.331,94	32,78
P <sub>17</sub>	1,248	17.248,61	7,82
P <sub>18</sub>	1,052	14.526,39	-24,79
P <sub>19</sub>	1,181	16.318,06	-3,33
P <sub>20</sub>	1,292	17.859,72	15,14

En esta tabla se observan los resultados de la evaluación de los productos N° 11 al N° 20 y en la figura N° 27 se representan gráficamente estos resultados.

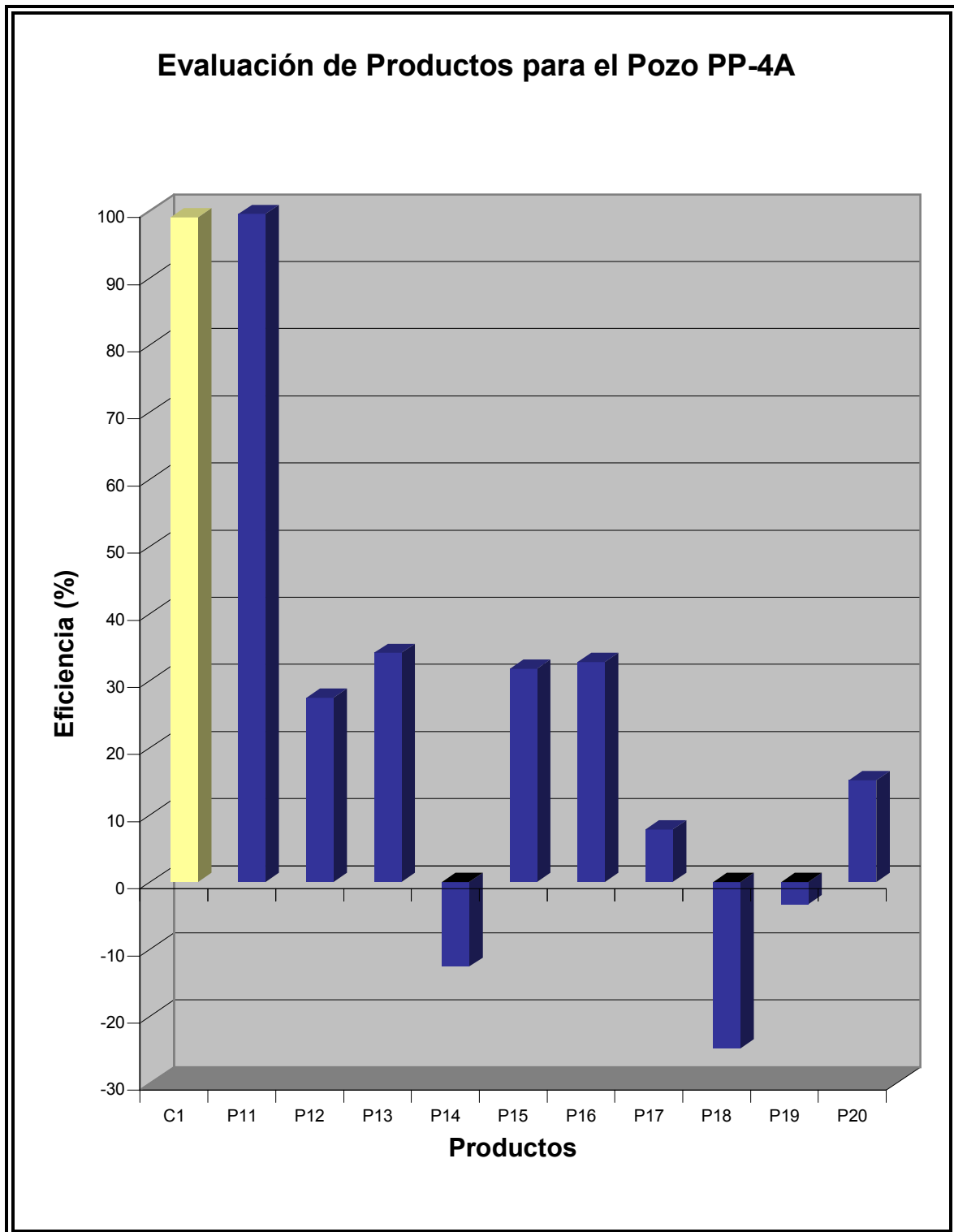


Figura N° 27: Evaluación de los Productos N° 11 al N° 20 para el Pozo PP-4A  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 8: Evaluación de los Productos N° 21 al N° 30  
(Dosis 600 ppm).**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,796	24.859,72
<b>Blanco con Hexano</b>	1,208	16.693,06

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,796	24.859,72	100,00
P <sub>21</sub>	1,278	17.665,28	11,90
P <sub>22</sub>	1,459	20.179,17	42,69
P <sub>23</sub>	1,243	17.179,17	5,95
P <sub>24</sub>	1,789	24.762,50	98,81
P <sub>25</sub>	1,446	19.998,61	40,48
P <sub>26</sub>	1,390	19.220,83	30,95
P <sub>27</sub>	1,528	21.137,50	54,42
P <sub>28</sub>	1,788	24.748,61	98,64
P <sub>29</sub>	1,791	24.790,28	99,15
P <sub>30</sub>	1,790	24.776,39	98,98

En esta tabla se observan los resultados de la evaluación de los productos N° 21 al N° 30 y en la figura N° 28 se representan gráficamente estos resultados.

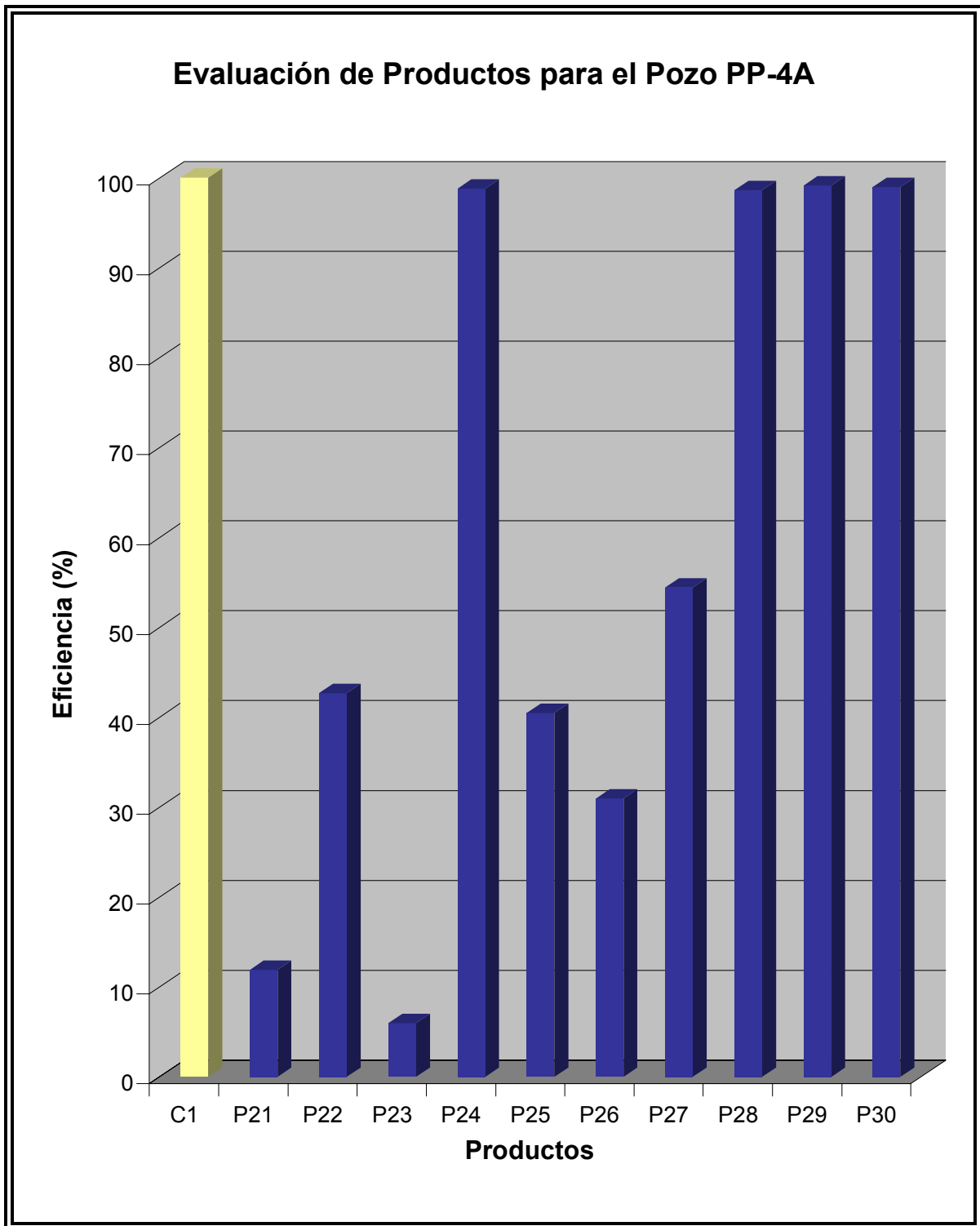


Figura N° 28: Evaluación de los Productos N° 21 al N° 30 para el Pozo PP-4A  
(Dosis 600 ppm)



**Tabla N° 9: Evaluación de los Productos N° 31 al N° 40  
(Dosis 600 ppm).**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,798	24.887,50
<b>Blanco con Hexano</b>	1,205	16.651,39

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,796	24.859,72	99,66
P <sub>31</sub>	1,791	24.790,28	98,82
P <sub>32</sub>	1,426	19.720,83	37,27
P <sub>33</sub>	1,263	17.456,94	9,78
P <sub>34</sub>	1,794	24.831,94	99,33
P <sub>35</sub>	1,458	20.165,28	42,66
P <sub>36</sub>	1,425	19.706,94	37,10
P <sub>37</sub>	1,489	20.595,83	47,89
P <sub>38</sub>	1,795	24.845,83	99,49
P <sub>39</sub>	1,787	24.734,72	98,15
P <sub>40</sub>	1,263	17.456,94	9,78

En esta tabla se puede observar los resultados de la evaluación de los productos N° 31 al N° 40 En la figura N° 29, se representan los valores obtenidos en esta prueba.

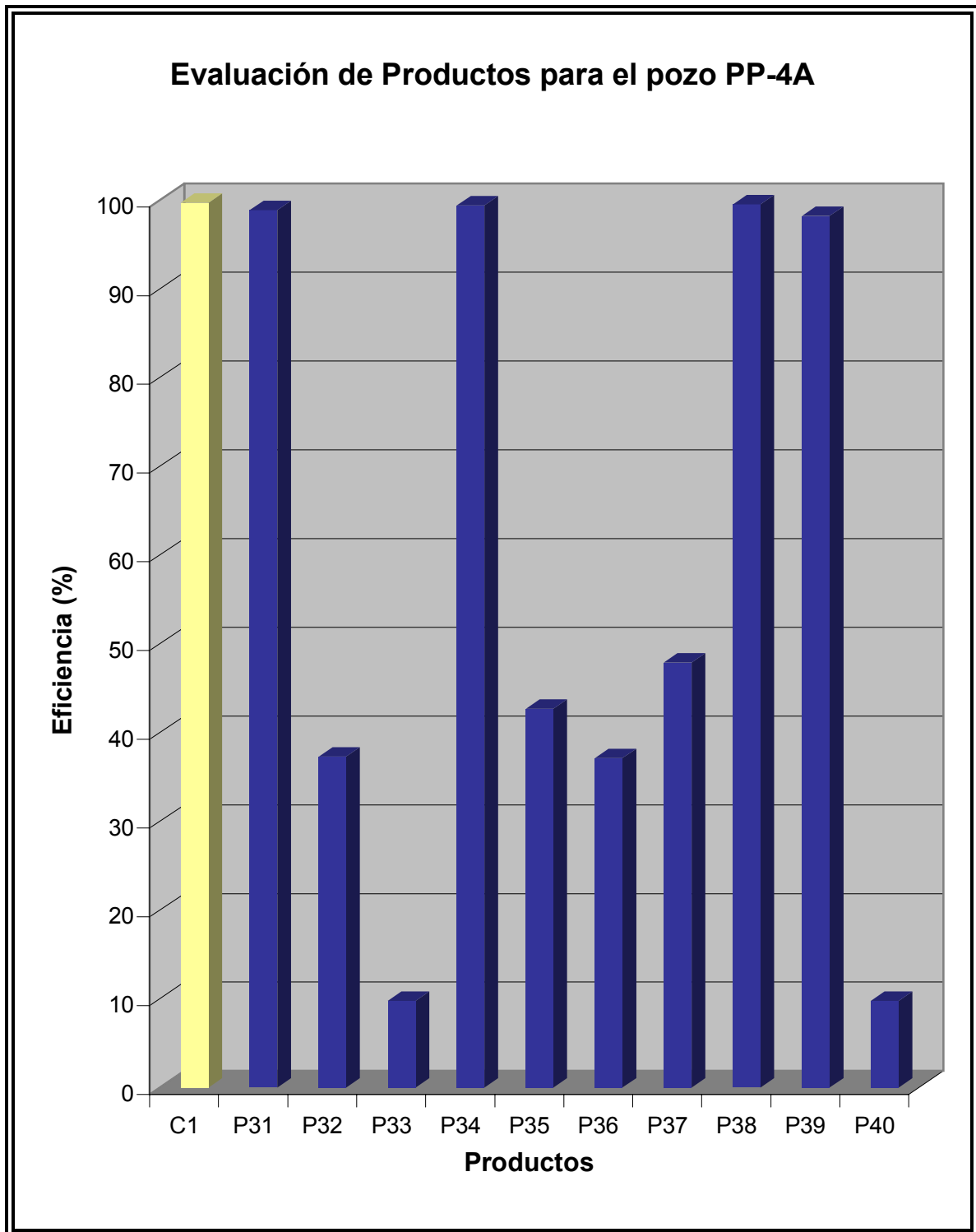


Figura N° 29: Evaluación de los Productos N° 31 al N° 40 para el Pozo PP-4A  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 10: Evaluación de los Productos N° 41 al N° 50  
(Dosis 600 ppm).**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,800	24.915,28
<b>Blanco con Hexano</b>	1,204	16.637,50

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,795	24.845,83	99,16
P <sub>41</sub>	1,243	17.179,17	6,54
P <sub>42</sub>	1,426	19.720,83	37,25
P <sub>43</sub>	1,263	17.456,94	9,90
P <sub>44</sub>	1,791	24.790,28	98,49
P <sub>45</sub>	1,458	20.165,28	42,62
P <sub>46</sub>	1,425	19.706,94	37,08
P <sub>47</sub>	1,489	20.595,83	47,82
P <sub>48</sub>	1,485	20.540,28	47,15
P <sub>49</sub>	1,305	18.040,28	16,95
P <sub>50</sub>	1,263	17.456,94	9,90

En esta tabla se puede observar los resultados de la evaluación de los productos N° 41 al N° 50 En la figura N° 30, se representan los valores obtenidos en esta prueba.

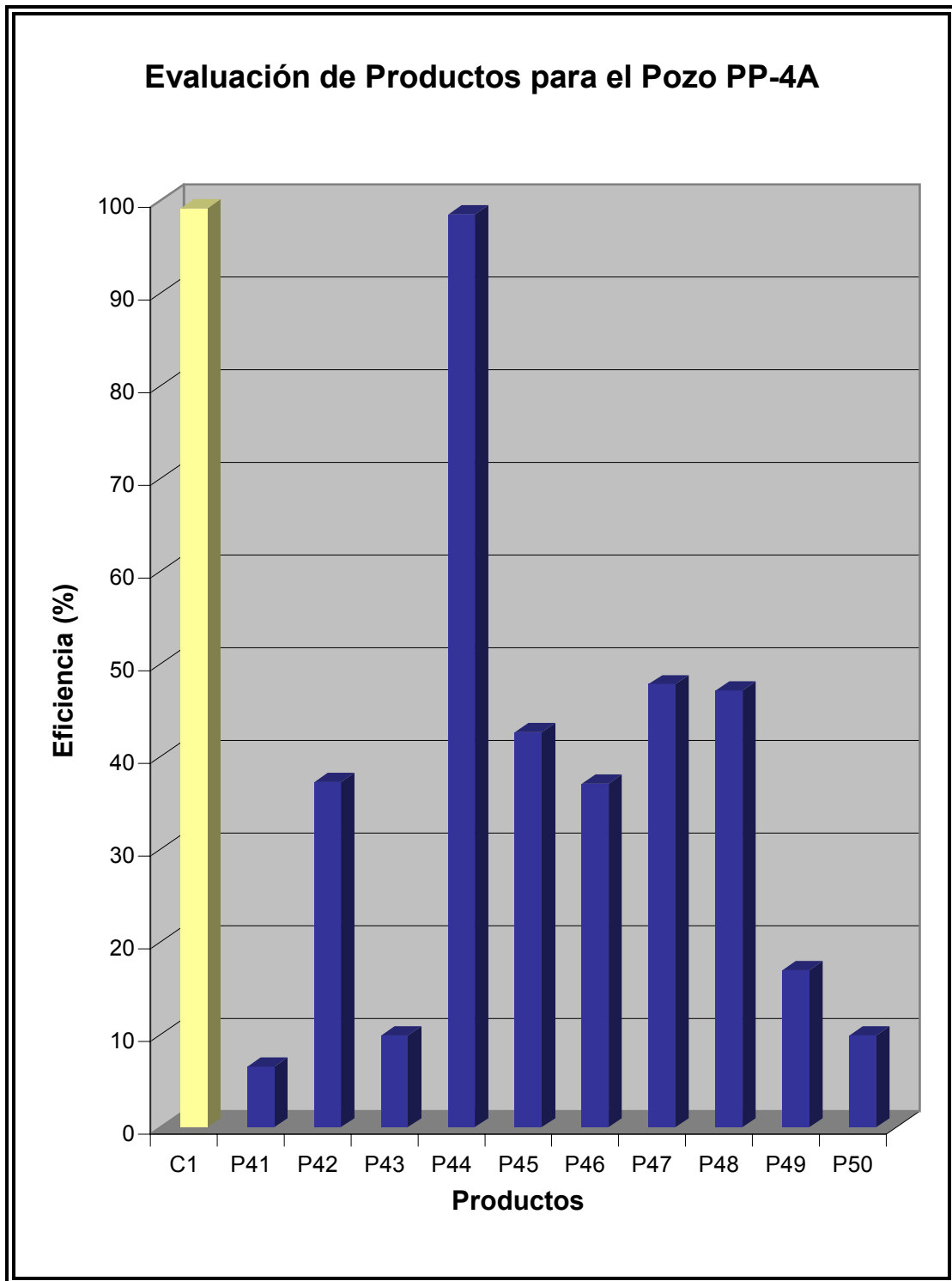


Figura N° 30: Evaluación de los Productos N° 41 al N° 50 para el Pozo PP-4A  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 11: Evaluación de los Productos N° 51 al N° 60  
(Dosis 600 ppm).**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,799	24.901,39
<b>Blanco con Hexano</b>	1,209	16.706,94

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,799	24.901,39	100,00
P <sub>51</sub>	1,24	17.137,50	5,25
P <sub>52</sub>	1,426	19.720,83	36,78
P <sub>53</sub>	1,799	24.901,39	100,00
P <sub>54</sub>	1,798	24.887,50	99,83
P <sub>55</sub>	1,458	20.165,28	42,20
P <sub>56</sub>	1,425	19.706,94	36,61
P <sub>57</sub>	1,489	20.595,83	47,46
P <sub>58</sub>	1,485	20.540,28	46,78
P <sub>59</sub>	1,795	24.845,83	99,32
P <sub>60</sub>	1,263	17.456,94	9,15

En esta tabla se puede observar los resultados de la evaluación de los productos N° 41 al N° 50 En la figura N° 31, se pueden observar gráficamente estos resultados.

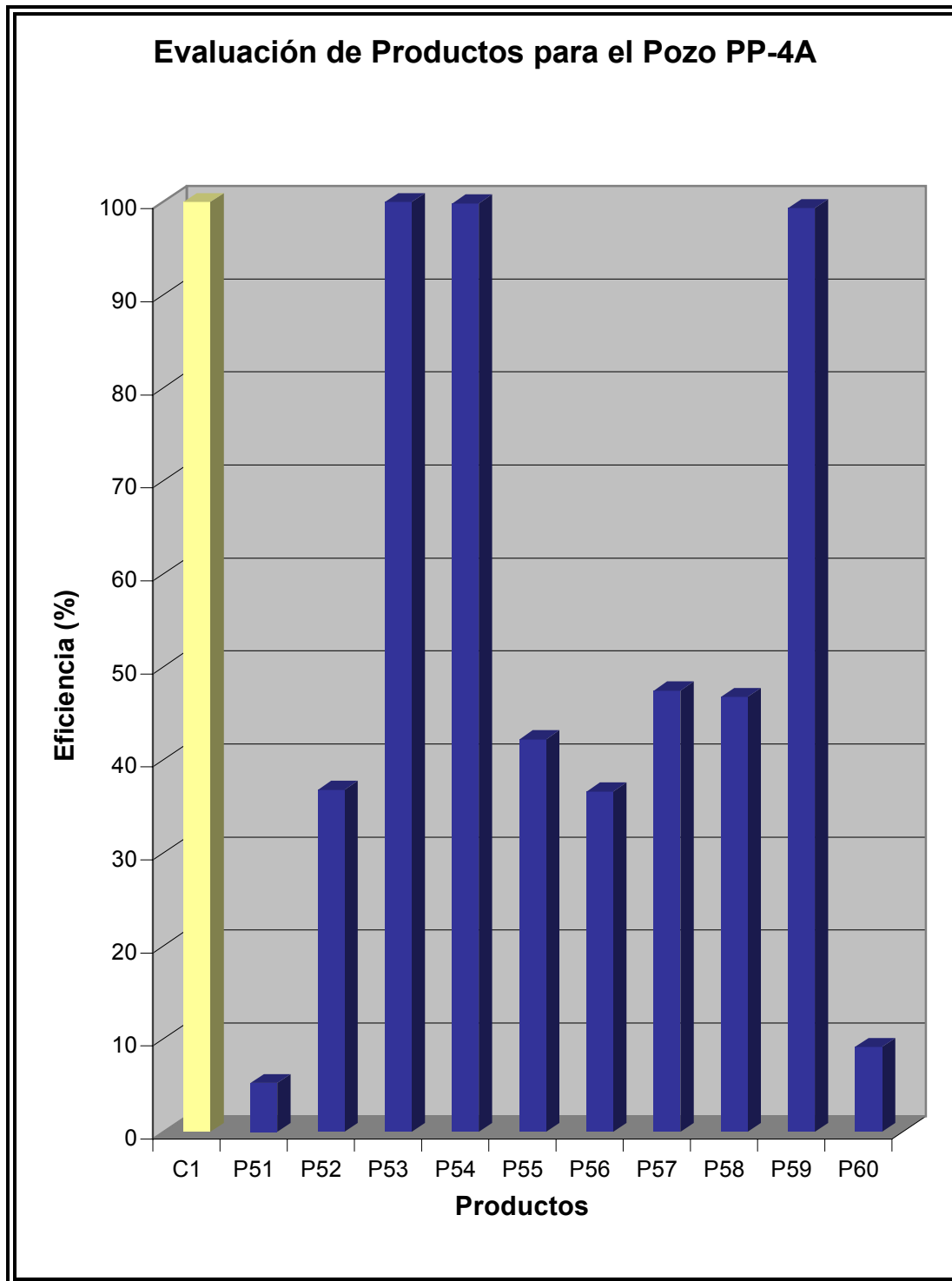


Figura N° 31: Evaluación de los Productos N° 51 al N° 60 para el Pozo PP-4A  
(Dosis 600 ppm)

De un total de 60 productos evaluados a una dosis de 600 ppm, 16 de ellos mostraron un buen desempeño, mientras que el resto de estos productos mostraron una actividad deficiente. A continuación se muestran los 16 productos seleccionados, así como la eficiencia mostrada para inhibir la precipitación de los asfaltenos.

**Tabla N° 12: Productos Seleccionados para el Pozo PP-4A  
(Dosis 600 ppm).**

<b>Producto</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
P <sub>1</sub>	99,16
P <sub>4</sub>	98,66
P <sub>9</sub>	98,16
P <sub>11</sub>	99,50
P <sub>24</sub>	98,81
P <sub>28</sub>	98,64
P <sub>29</sub>	99,15
P <sub>30</sub>	98,98
P <sub>31</sub>	98,82
P <sub>34</sub>	99,33
P <sub>38</sub>	99,49
P <sub>39</sub>	98,15
P <sub>44</sub>	98,49
P <sub>53</sub>	100,00
P <sub>54</sub>	99,83
P <sub>59</sub>	99,32

A continuación se representan gráficamente los resultados mencionados anteriormente en la tabla N° 12.

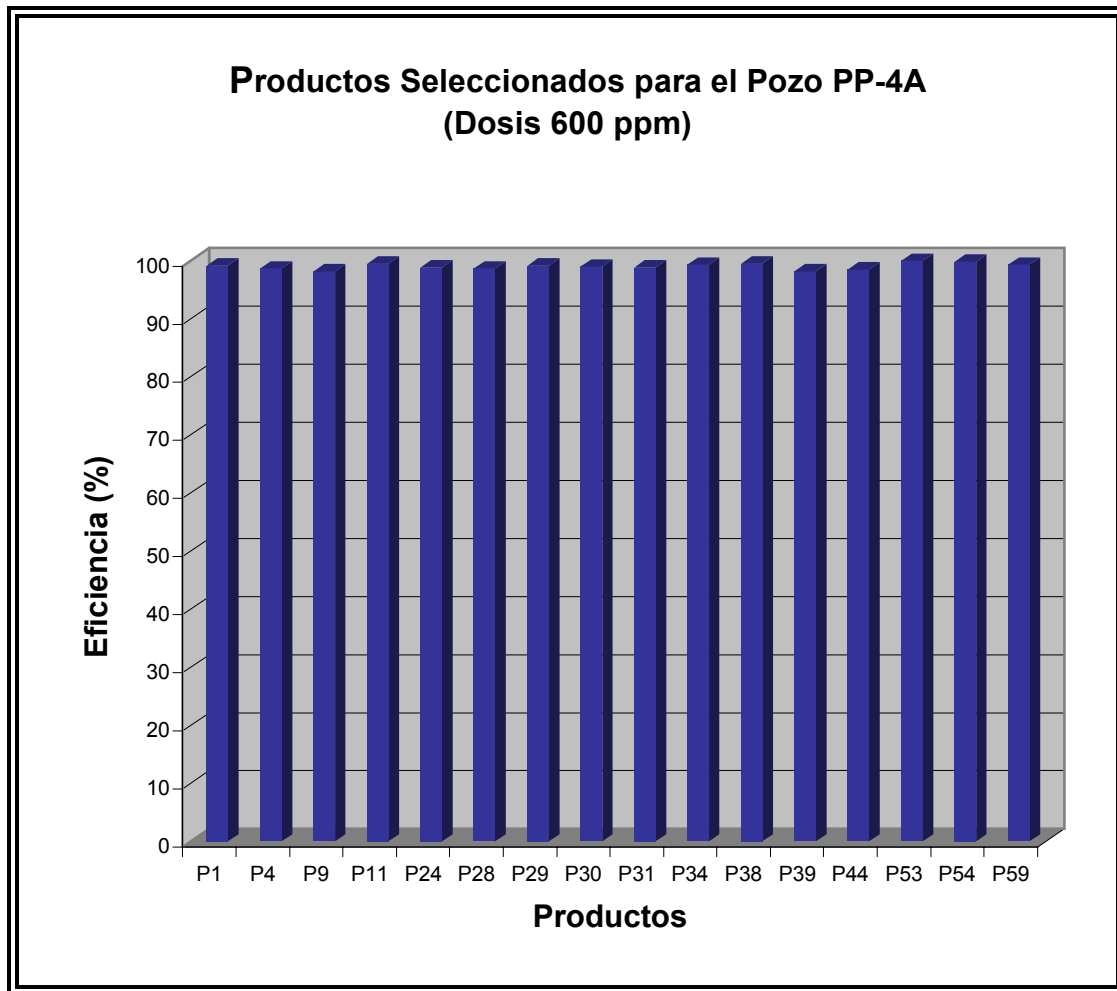


Figura N° 32: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo PP-4A (Dosis 600 ppm).

Una vez seleccionados los productos con un buen desempeño a una dosis de 600 ppm, se procedió a evaluar tanto al producto existente en el mercado ( $C_1$ ) de otra compañía, el cual mostró tener un buen rendimiento, como a los productos de PQB de Venezuela a una dosis de 500 ppm. La evaluación de estos productos se separó en dos grupos. En las tablas N° 13 y N° 14 se pueden observar los resultados obtenidos en esta evaluación.



**Tabla N° 13: Evaluación de Productos a una Dosis de 500 ppm  
(1° Grupo).**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,795	24.845,83
<b>Blanco con Hexano</b>	1,208	16.693,06

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,792	24.804,17	99,49
P <sub>1</sub>	1,794	24.831,94	99,83
P <sub>4</sub>	1,674	23.165,28	79,39
P <sub>9</sub>	1,791	24.790,28	99,32
P <sub>11</sub>	1,603	22.179,17	67,29
P <sub>24</sub>	1,685	23.318,06	81,26
P <sub>28</sub>	1,591	22.012,50	65,25
P <sub>29</sub>	1,652	22.859,72	75,64
P <sub>30</sub>	1,533	21.206,94	55,37

Estos resultados se pueden observar gráficamente en la figura N° 33.

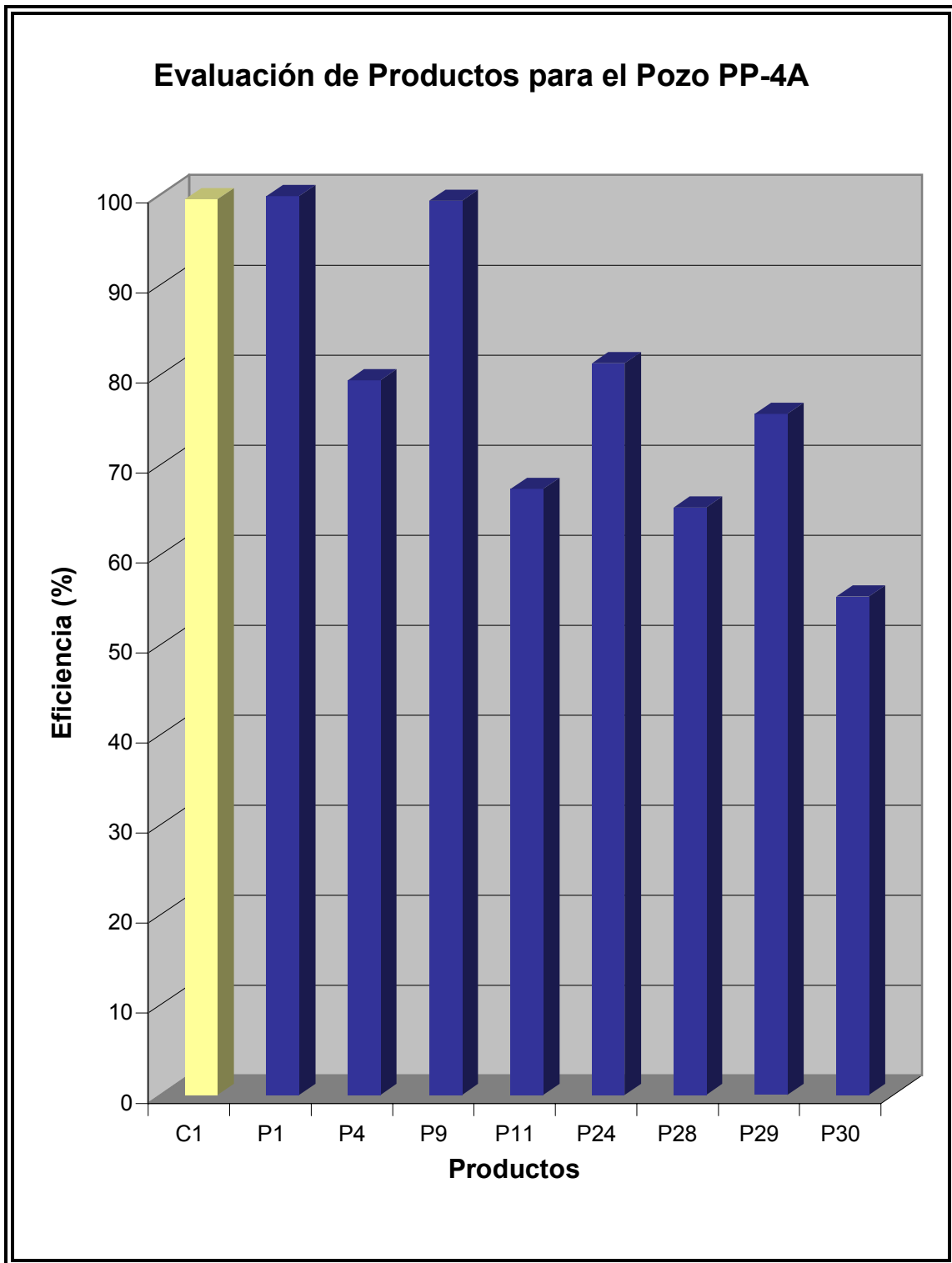


Figura N° 33: Evaluación de Productos para el Pozo PP-4A a una Dosis de 500 ppm (1º Grupo)

**Tabla N° 14: Evaluación de Productos a una dosis de 500 ppm  
(2° Grupo)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,795	24.845,83
<b>Blanco con Hexano</b>	1,208	16.693,06

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,792	24.804,17	99,49
P <sub>31</sub>	1,786	24.720,83	98,47
P <sub>34</sub>	1,587	21.956,94	64,57
P <sub>38</sub>	1,526	21.109,72	54,17
P <sub>39</sub>	1,549	21.429,17	58,09
P <sub>44</sub>	1,642	22.720,83	73,94
P <sub>53</sub>	1,794	24.831,94	99,83
P <sub>54</sub>	1,790	24.776,39	99,15
P <sub>59</sub>	1,659	22.956,94	76,83

En la figura N° 34 se representan gráficamente estos resultados.

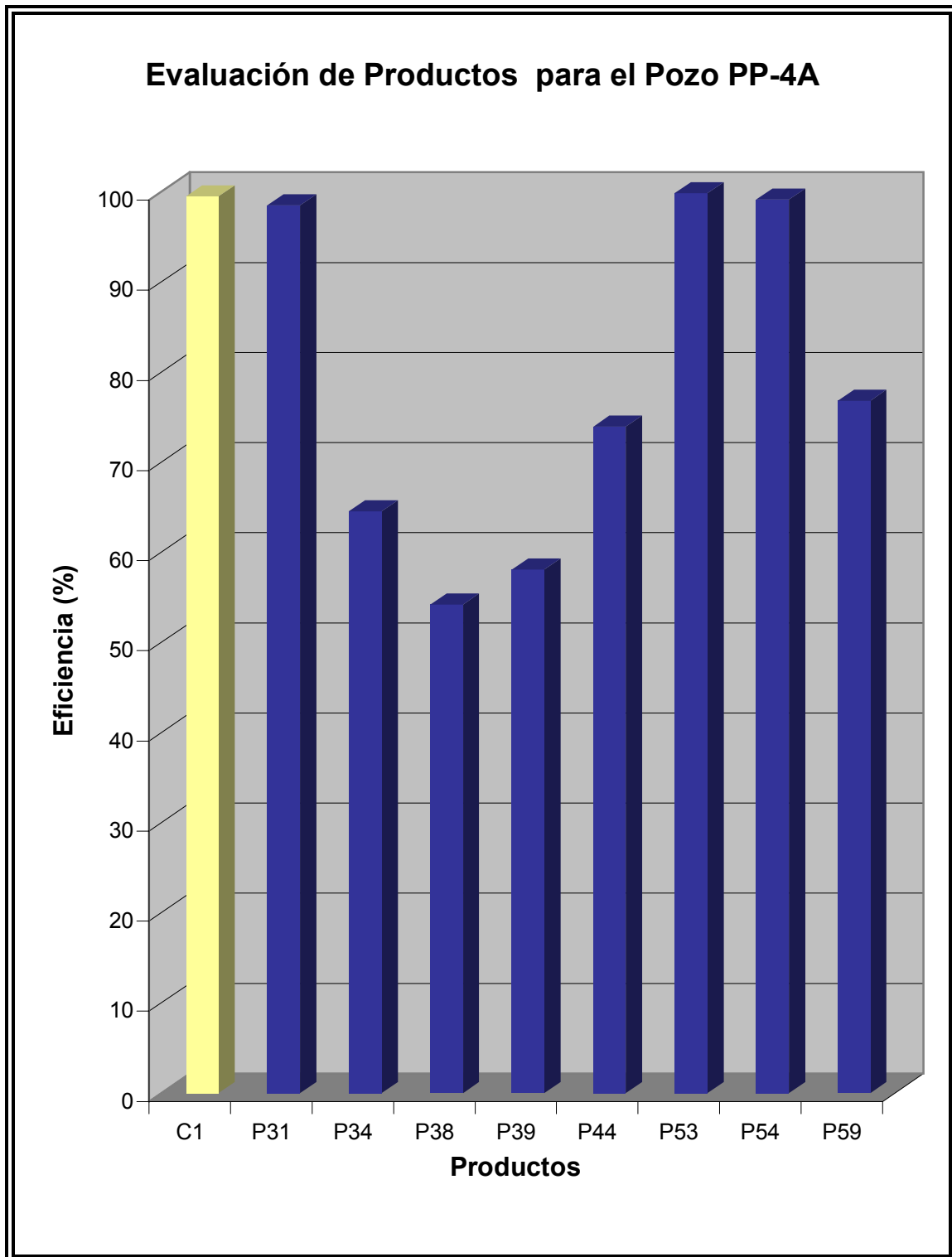


Figura N° 34: Evaluación de Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 500 ppm)

De un total de 16 productos de la empresa PQB de Venezuela, evaluados a una dosis de 500 ppm, 5 productos fueron seleccionados para ser evaluados a una dosis menor de 400 ppm. Con la finalidad de determinar si continuaban mostrando un excelente rendimiento a esta dosis menor. En la tabla N° 15 se muestran los productos seleccionados para esta evaluación.

**Tabla N° 15: Productos Seleccionados para el Pozo PP-4A  
(Dosis 500 ppm).**

<b>Producto</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
P <sub>1</sub>	99,83
P <sub>9</sub>	99,32
P <sub>31</sub>	98,47
P <sub>53</sub>	99,83
P <sub>54</sub>	99,15

A continuación, se representan gráficamente los resultados mostrados en la tabla N° 15.

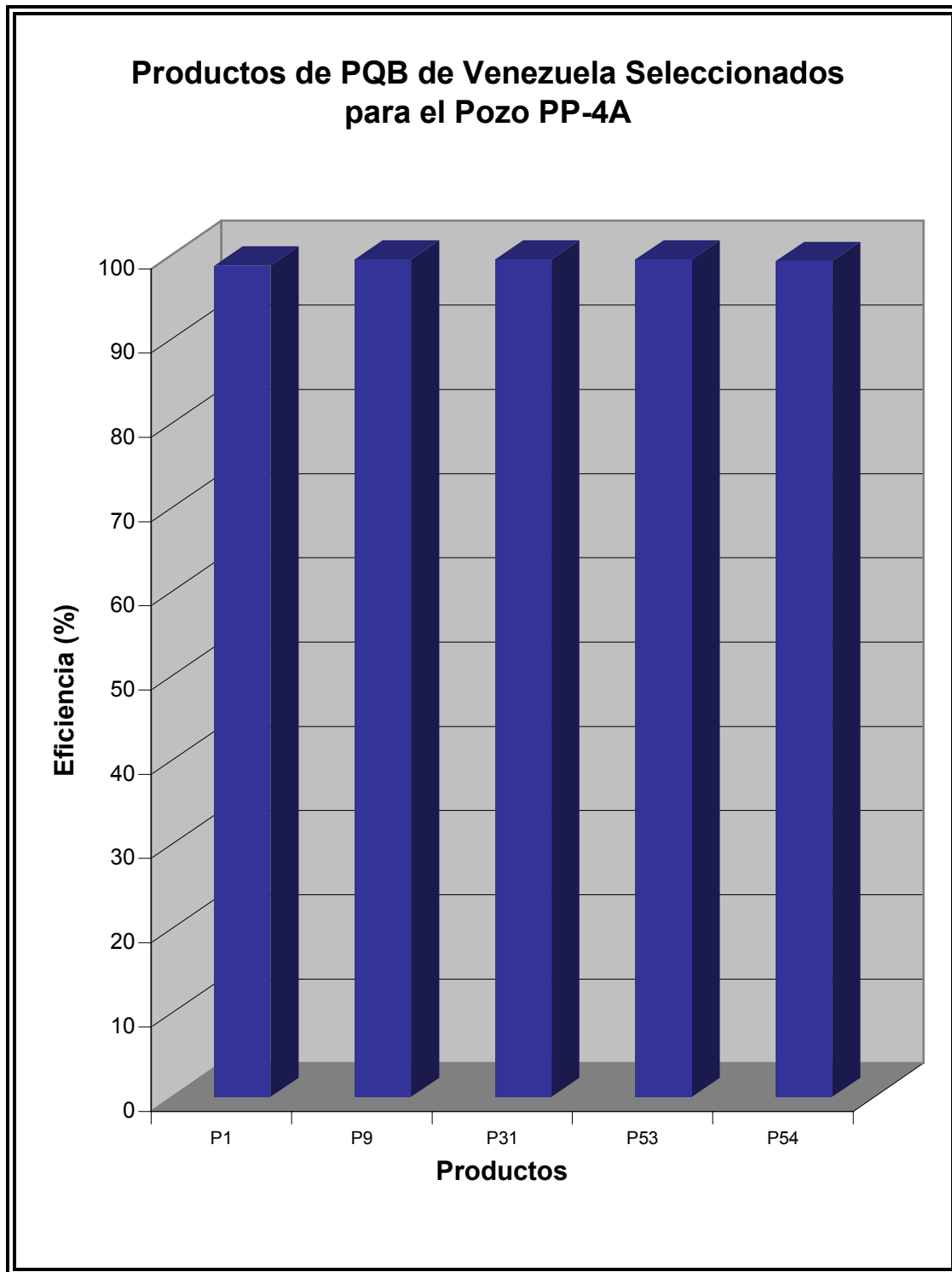


Figura N° 35: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo PP-4A  
(Dosis 500 ppm)

**Tabla N° 16: Evaluación de Productos para el Pozo PP-4A  
(Dosis 400 ppm).**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,801	24.929,17
<b>Blanco con Hexano</b>	1,204	16.637,50

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,790	24.776,39	98,16
P <sub>1</sub>	1,679	23.234,72	79,56
P <sub>9</sub>	1,798	24.887,50	99,50
P <sub>31</sub>	1,609	22.262,50	67,84
P <sub>53</sub>	1,797	24.873,61	99,33
P <sub>54</sub>	1,794	24.831,94	98,83

En la figura N° 36 se pueden observar los resultados obtenidos de la evaluación de los productos a una dosis de 400 ppm.

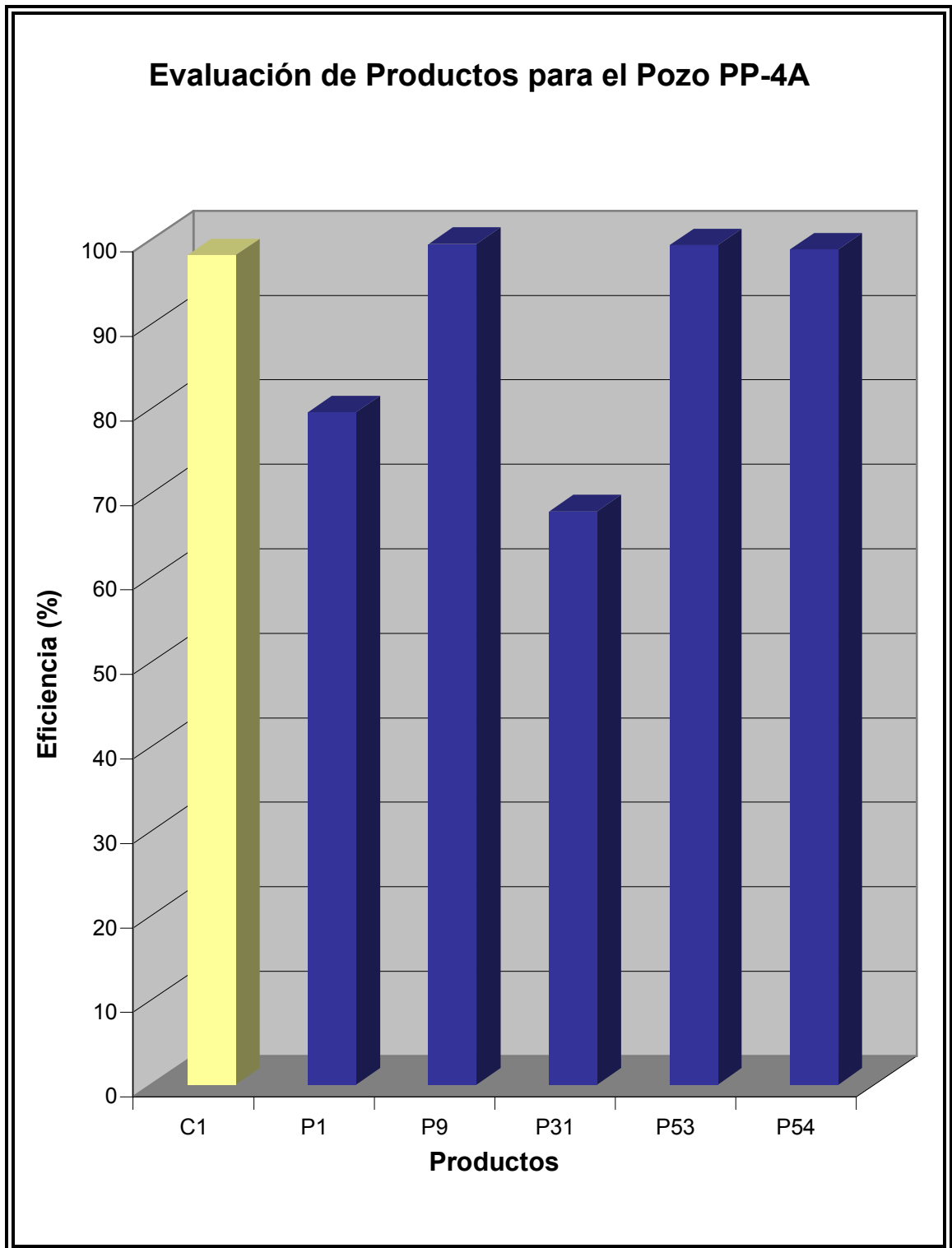


Figura N° 36: Evaluación de Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 400 ppm)



**Tabla N° 17: Productos Seleccionados de PQB de Venezuela para el Pozo PP-4A (Dosis 400 ppm)**

Producto	Eficiencia (%)
P <sub>9</sub>	99,50
P <sub>53</sub>	99,33
P <sub>54</sub>	98,83

Estos resultados se ilustran a continuación en la figura N° 37

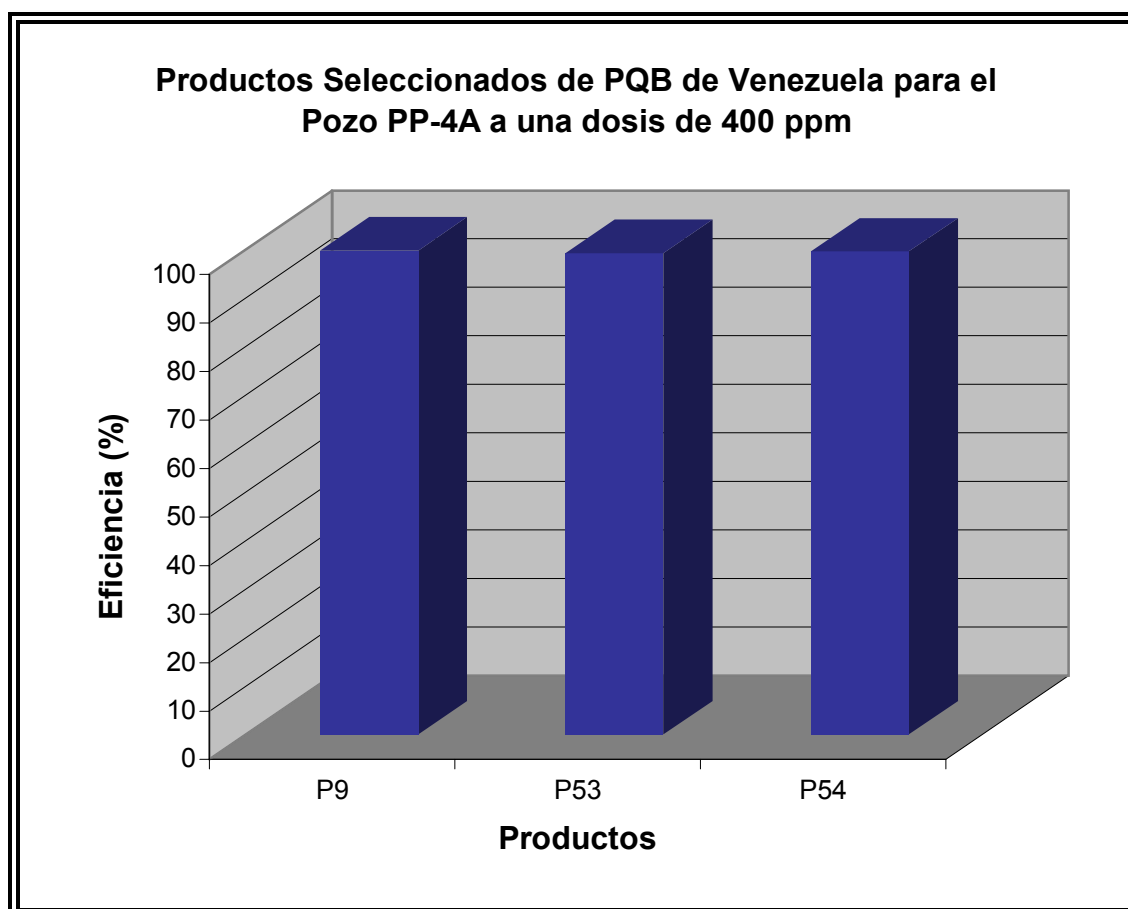


Figura N° 37: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo PP-4A (Dosis 400 ppm)

**Tabla N° 18: Evaluación de Productos para el Pozo PP-4A  
(Dosis 300 ppm).**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,796	24.859,72
<b>Blanco con Hexano</b>	1,203	16.623,61

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>1</sub>	1,735	24.012,50	89,71
P <sub>9</sub>	1,794	24.831,94	99,66
P <sub>53</sub>	1,792	24.804,17	99,33
P <sub>54</sub>	1,794	24.831,94	99,66

Los resultados que se muestran en esta tabla se representan gráficamente a continuación en la figura N° 38.

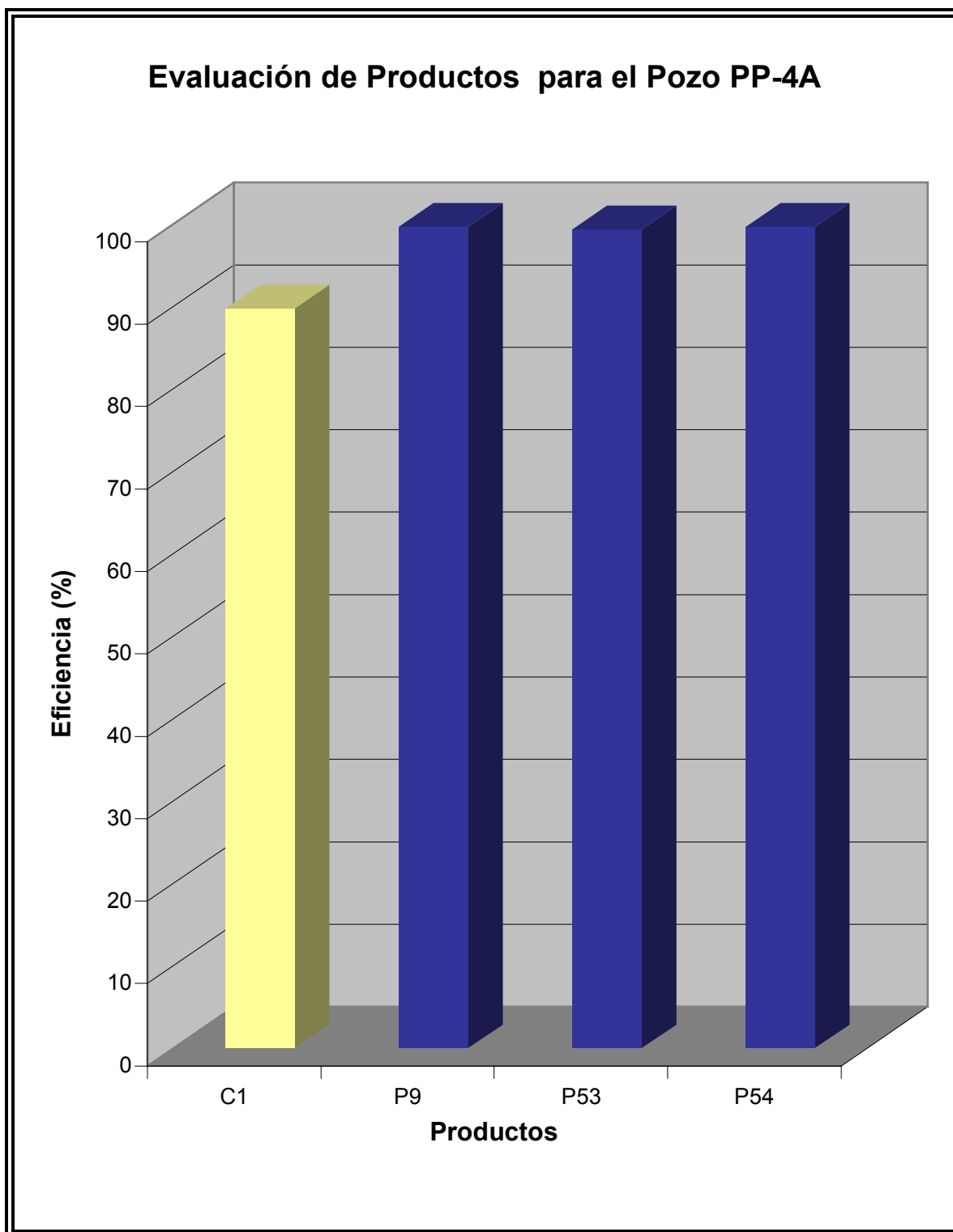


Figura N° 38: Evaluación de Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 300 ppm)

La evaluación de estos productos a una dosis de 200 ppm arrojó los siguientes resultados:

**Tabla N° 19: Evaluación de Productos para el Pozo PP-4A  
(Dosis 200 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,794	24.831,94
<b>Blanco con Hexano</b>	1,206	16.665,28

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
P <sub>9</sub>	1,794	24.831,94	100,00
P <sub>53</sub>	1,772	24.526,39	96,26
P <sub>54</sub>	1,779	24.623,61	97,45

A continuación, en la figura N° 39 se representa gráficamente los resultados obtenidos en esta evaluación.

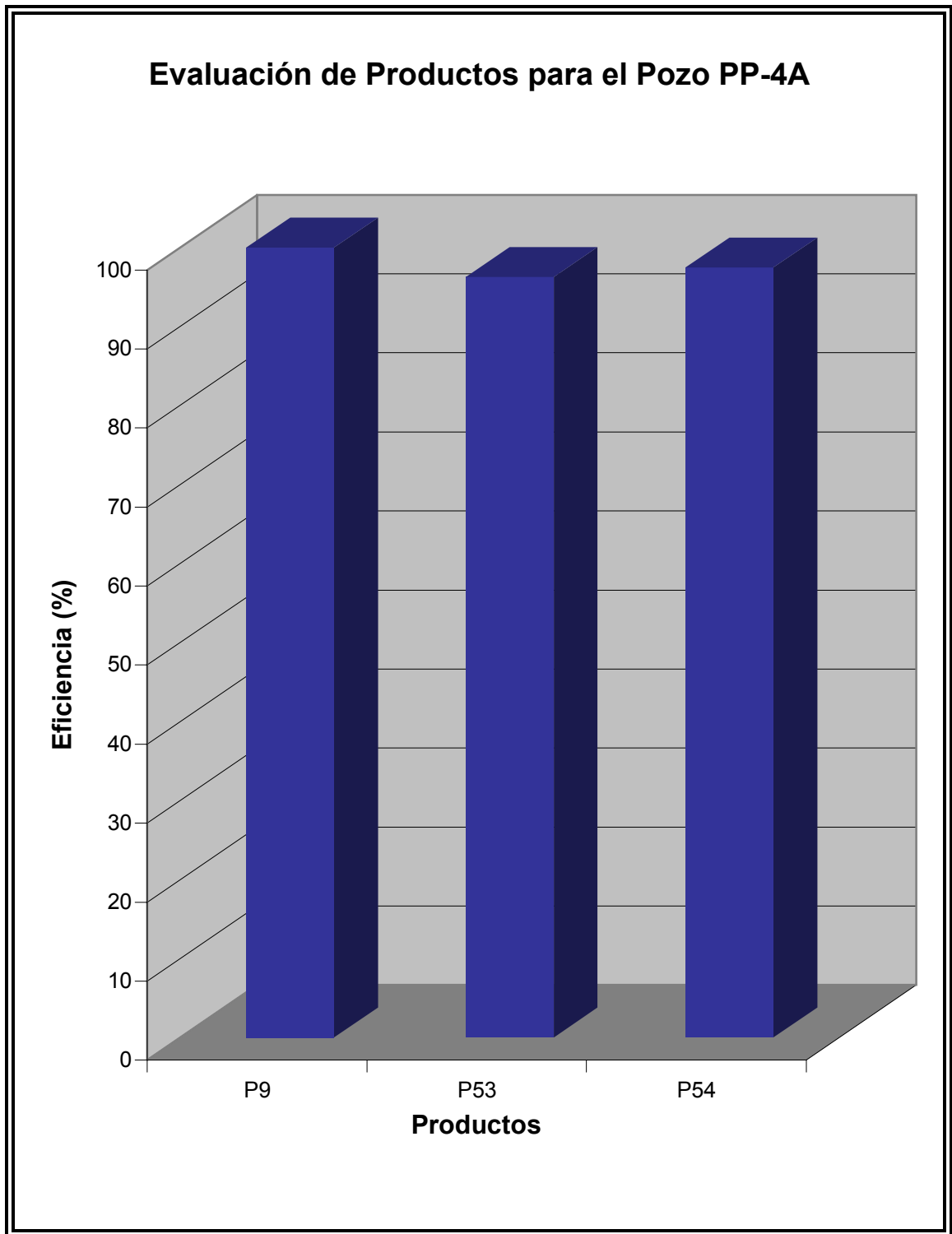


Figura N° 39: Evaluación de Productos para el Pozo PP-4A (Dosis 200 ppm)

#### 4.3.2.2. Resultados para el Crudo del Pozo XM-48

El procedimiento aplicado es el mismo que se realizó en el caso del crudo proveniente del pozo PP-4A, por lo que a continuación se muestran las tablas contentivas de los resultados obtenidos.

**Tabla N° 20: Evaluación y Selección de Productos Disponibles en el Mercado.**

	Absorbancia	Concentración (ppm)
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,894	19.961,70
<b>Blanco con Hexano</b>	1,132	11.855,32

Producto	Absorbancia	Concentración (ppm)	Eficiencia (%)
C <sub>1</sub>	1,417	14.887,23	37,40
C <sub>2</sub>	1,142	11.961,70	1,31
C <sub>3</sub>	1,728	18.195,74	78,22
C <sub>4</sub>	1,316	13.812,77	24,15
C <sub>5</sub>	1,496	15.727,66	47,77
C <sub>6</sub>	1,892	19.940,43	99,74
C <sub>7</sub>	1,409	14.802,13	36,35
C <sub>8</sub>	1,889	19.908,51	99,34
C <sub>9</sub>	1,228	12.876,60	12,60
C <sub>10</sub>	1,194	12.514,89	8,14
C <sub>11</sub>	1,450	15.238,30	41,73
C <sub>12</sub>	1,357	14.248,94	29,53

En la Figura N° 40 se pueden observar de manera mas explicita, los resultados que se muestran en esta tabla.

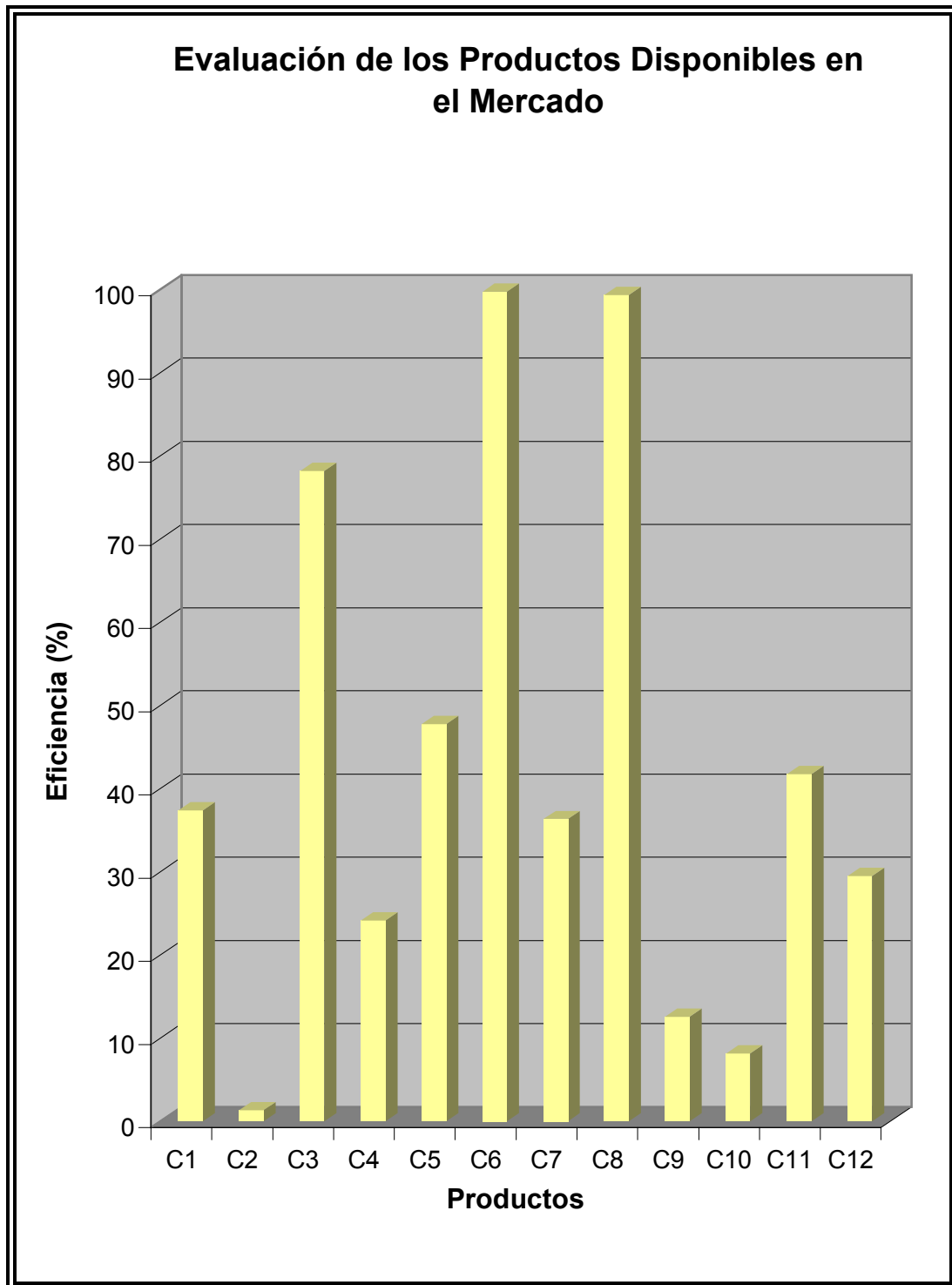


Figura Nº 40: Evaluación de los Productos Disponibles en el Mercado para el Pozo XM-48 (Dosis 600 ppm).

Seguidamente, se evaluaron los productos de PQB de Venezuela a la misma dosis inicial (600 ppm), y se comparó su rendimiento, con los productos C<sub>6</sub> y C<sub>8</sub>. A continuación se presentan los resultados de la evaluación de los productos de esta empresa. Debido al elevado número de productos para ser evaluados en una misma prueba, estos se separaron en grupos de 10 productos.

**Tabla N° 21: Evaluación de los Productos N° 1 al N° 10  
(Dosis 600 ppm)**

	Absorbancia	Concentración (ppm)
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,893	19.951,06
<b>Blanco con Hexano</b>	1,134	11.876,60

Producto	Absorbancia	Concentración (ppm)	Eficiencia (%)
C <sub>6</sub>	1,892	19.940,43	99,87
C <sub>8</sub>	1,887	19.887,23	99,21
P <sub>1</sub>	1,695	17.844,68	73,91
P <sub>2</sub>	1,888	19.897,87	99,34
P <sub>3</sub>	1,879	19.802,13	98,16
P <sub>4</sub>	1,724	18.153,19	77,73
P <sub>5</sub>	1,556	16.365,96	55,60
P <sub>6</sub>	1,887	19.887,23	99,21
P <sub>7</sub>	1,252	13.131,91	15,55
P <sub>8</sub>	1,622	17.068,09	64,30
P <sub>9</sub>	1,752	18.451,06	81,42
P <sub>10</sub>	1,746	18.387,23	80,63

A continuación se representan gráficamente los valores obtenidos en esta prueba.



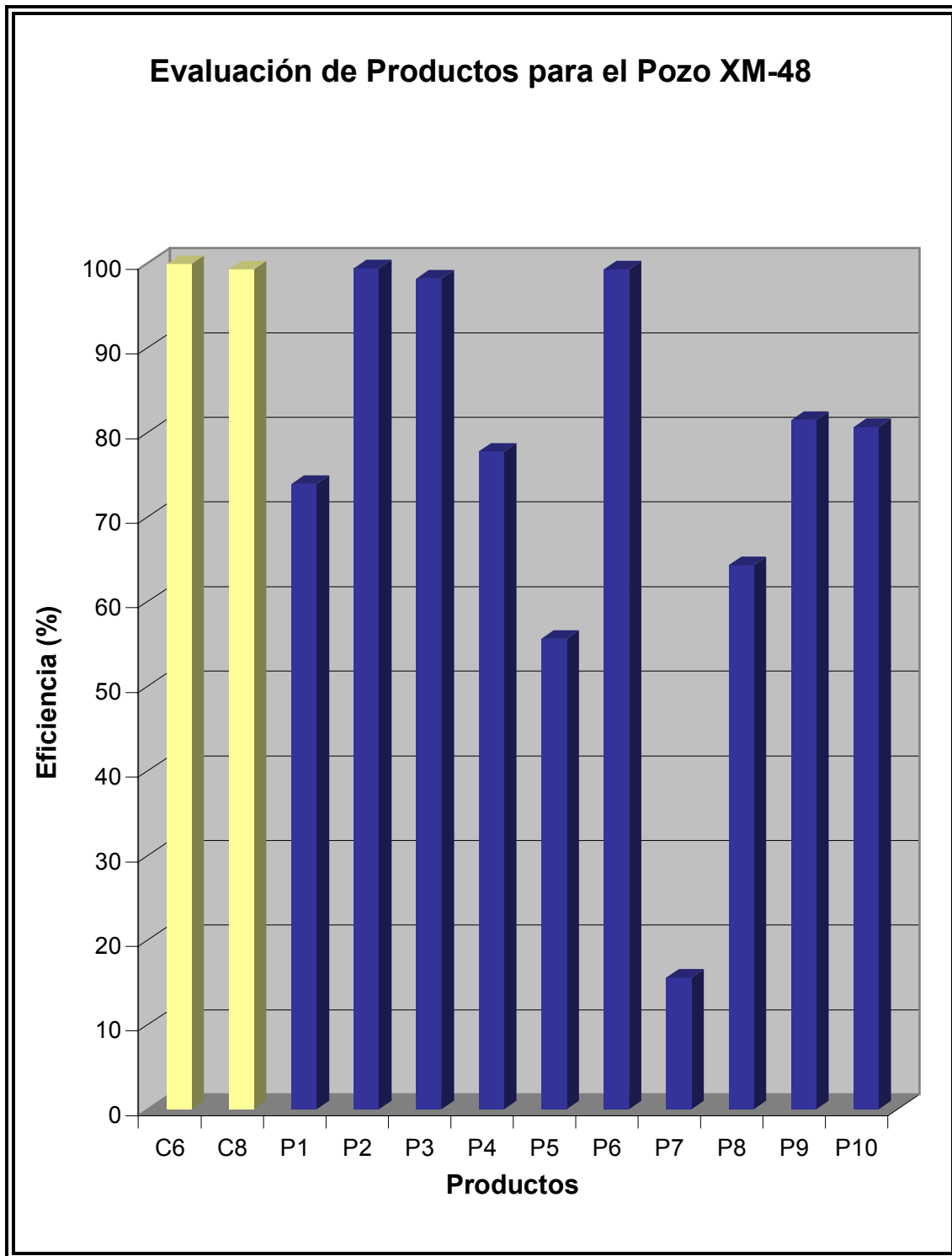


Figura N° 41: Evaluación de los Productos N° 1 al N° 10 para el Pozo XM-48  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 22: Evaluación de los Productos N° 11 al N° 20  
(Dosis 600 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,888	19.897,87
<b>Blanco con Hexano</b>	1,135	11.887,23

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>6</sub>	1,881	19.823,40	99,07
C <sub>8</sub>	1,886	19.876,60	99,73
P <sub>11</sub>	1,242	13.025,53	14,21
P <sub>12</sub>	1,303	13.674,47	22,31
P <sub>13</sub>	1,718	18.089,36	77,42
P <sub>14</sub>	1,887	19.887,23	99,87
P <sub>15</sub>	1,872	19.727,66	97,88
P <sub>16</sub>	1,255	13.163,83	15,94
P <sub>17</sub>	1,877	19.780,85	98,54
P <sub>18</sub>	1,84	19.387,23	93,63
P <sub>19</sub>	1,771	18.653,19	84,46
P <sub>20</sub>	1,879	19.802,13	98,80

A continuación en la figura N° 42 se muestran los resultados obtenidos.

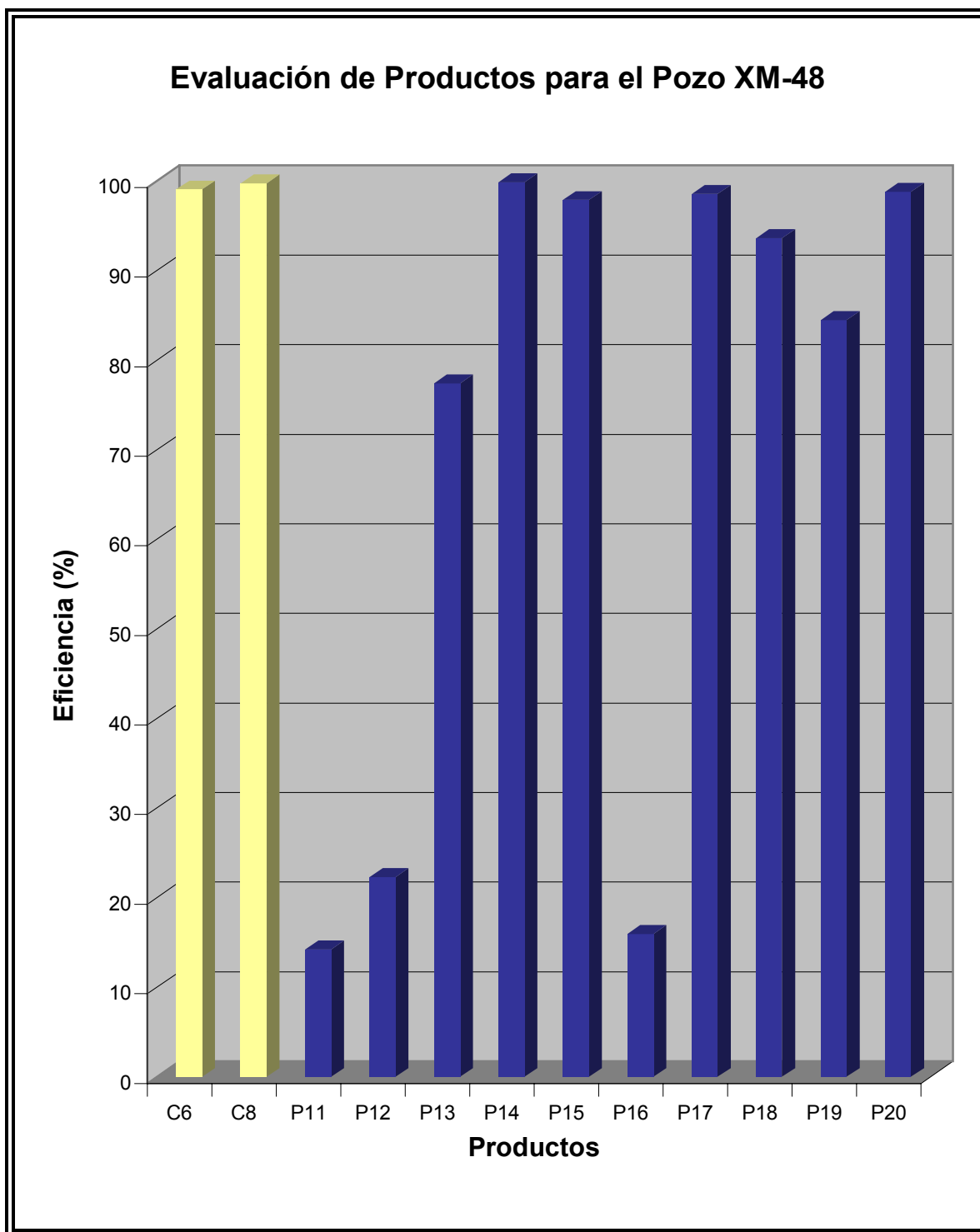


Figura N° 42: Evaluación de los Productos N° 11 al N° 20 para el Pozo XM-48  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 23: Evaluación de los Productos N° 21 al N° 30  
(Dosis 600 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,892	19.940,43
<b>Blanco con Hexano</b>	1,131	11.844,68

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>6</sub>	1,888	19.897,87	99,47
C <sub>8</sub>	1,889	19.908,51	99,61
P <sub>21</sub>	1,245	13.057,45	14,98
P <sub>22</sub>	1,890	19.919,15	99,74
P <sub>23</sub>	1,136	11.897,87	0,66
P <sub>24</sub>	1,714	18.046,81	76,61
P <sub>25</sub>	1,685	17.738,30	72,80
P <sub>26</sub>	1,891	19.929,79	99,87
P <sub>27</sub>	1,165	12.206,38	4,47
P <sub>28</sub>	1,189	12.461,70	7,62
P <sub>29</sub>	1,845	19.440,43	93,82
P <sub>30</sub>	1,468	15.429,79	44,28

Los resultados mostrados en esta tabla, se muestran de manera gráfica a continuación.

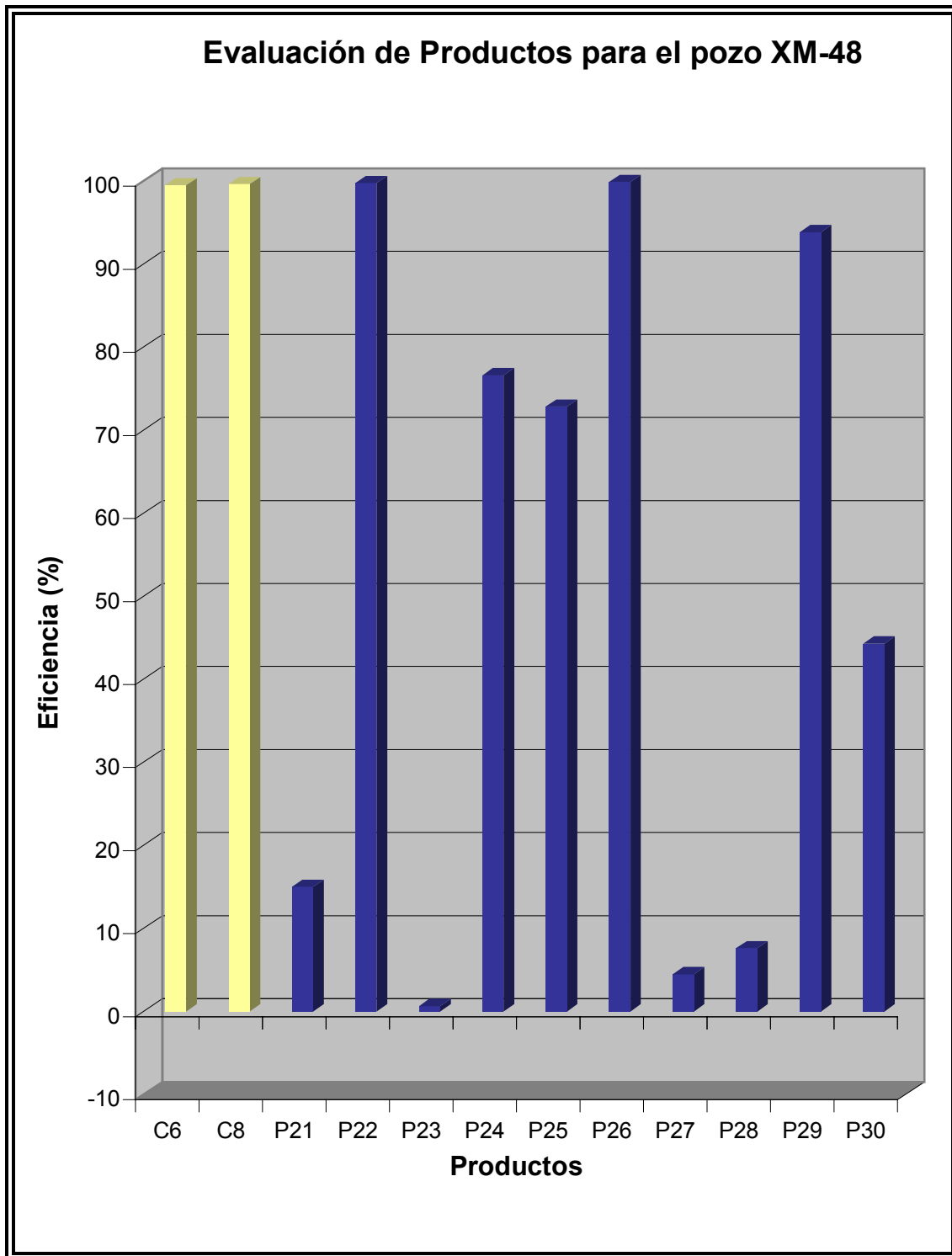


Figura N° 43: Evaluación de los Productos N° 21 al N° 30 para el Pozo XM-48  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 24: Evaluación de los Productos N° 31 al N° 40  
(Dosis 600 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,890	19.919,15
<b>Blanco con Hexano</b>	1,139	11.929,79

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>6</sub>	1,888	19.897,87	99,73
C <sub>8</sub>	1,887	19.887,23	99,60
P <sub>31</sub>	1,310	13.748,94	22,77
P <sub>32</sub>	1,623	17.078,72	64,45
P <sub>33</sub>	1,825	19.227,66	91,34
P <sub>34</sub>	1,747	18.397,87	80,96
P <sub>35</sub>	1,658	17.451,06	69,11
P <sub>36</sub>	1,551	16.312,77	54,86
P <sub>37</sub>	1,623	17.078,72	64,45
P <sub>38</sub>	1,249	13.100,00	14,65
P <sub>39</sub>	1,664	17.514,89	69,91
P <sub>40</sub>	1,300	13.642,55	21,44

En la figura que se muestra a continuación se pueden observar los resultados obtenidos.

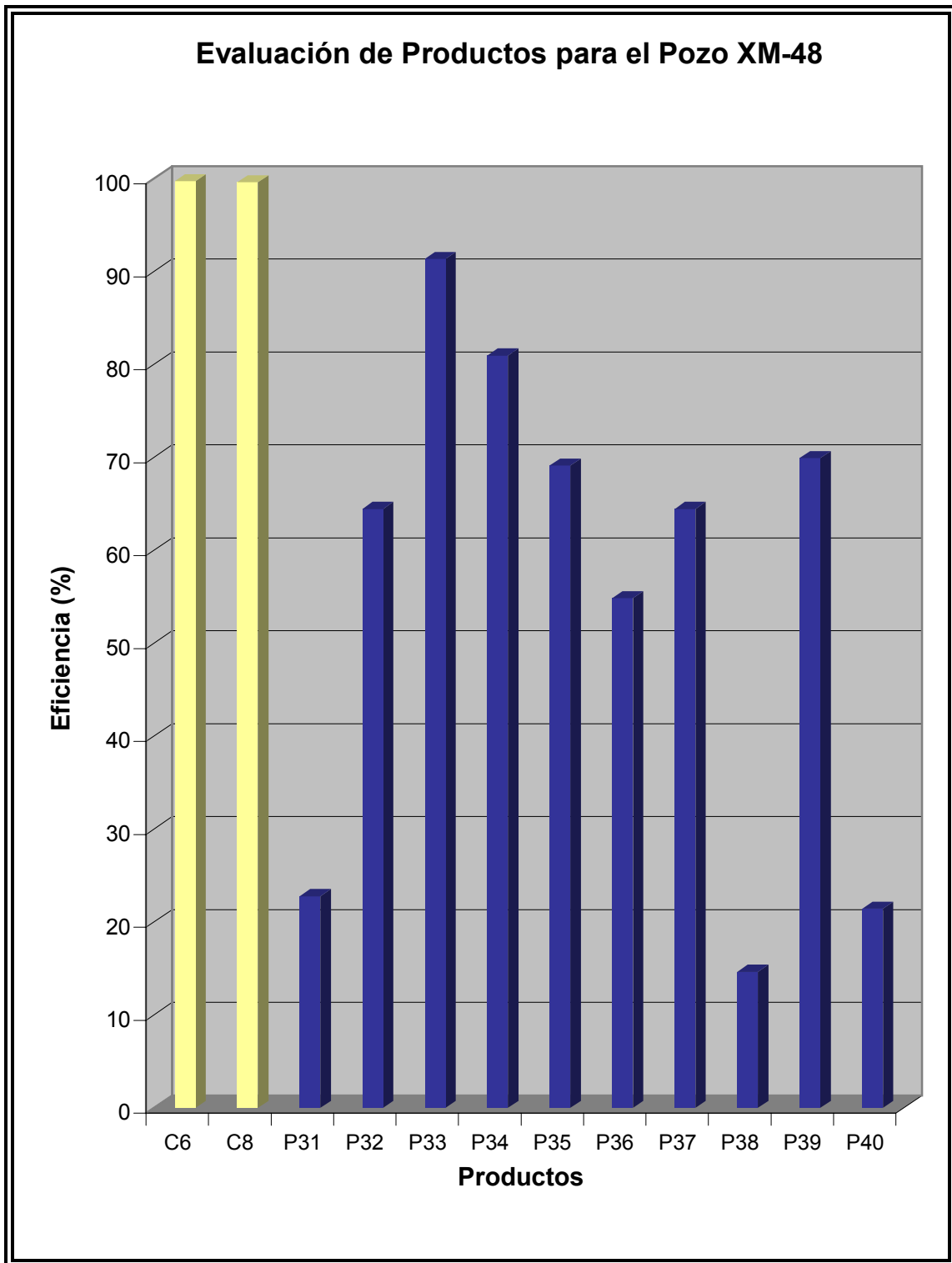


Figura N° 44: Evaluación de los Productos N° 31 al N° 40 para el Pozo XM-48  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 25: Evaluación de los Productos N° 41 al N° 50  
(Dosis 600 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,889	19.908,51
<b>Blanco con Hexano</b>	1,136	11.897,87

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>6</sub>	1,888	19.897,87	99,87
C <sub>8</sub>	1,883	19.844,68	99,20
P <sub>41</sub>	1,852	19.514,89	95,09
P <sub>42</sub>	1,865	19.653,19	96,81
P <sub>43</sub>	1,829	19.270,21	92,03
P <sub>44</sub>	1,756	18.493,62	82,34
P <sub>45</sub>	1,864	19.642,55	96,68
P <sub>46</sub>	1,364	14.323,40	30,28
P <sub>47</sub>	1,614	16.982,98	63,48
P <sub>48</sub>	1,786	18.812,77	86,32
P <sub>49</sub>	1,749	18.419,15	81,41
P <sub>50</sub>	1,285	13.482,98	19,79

Los resultados que se observan en esta tabla se muestran gráficamente en la figura N° 45



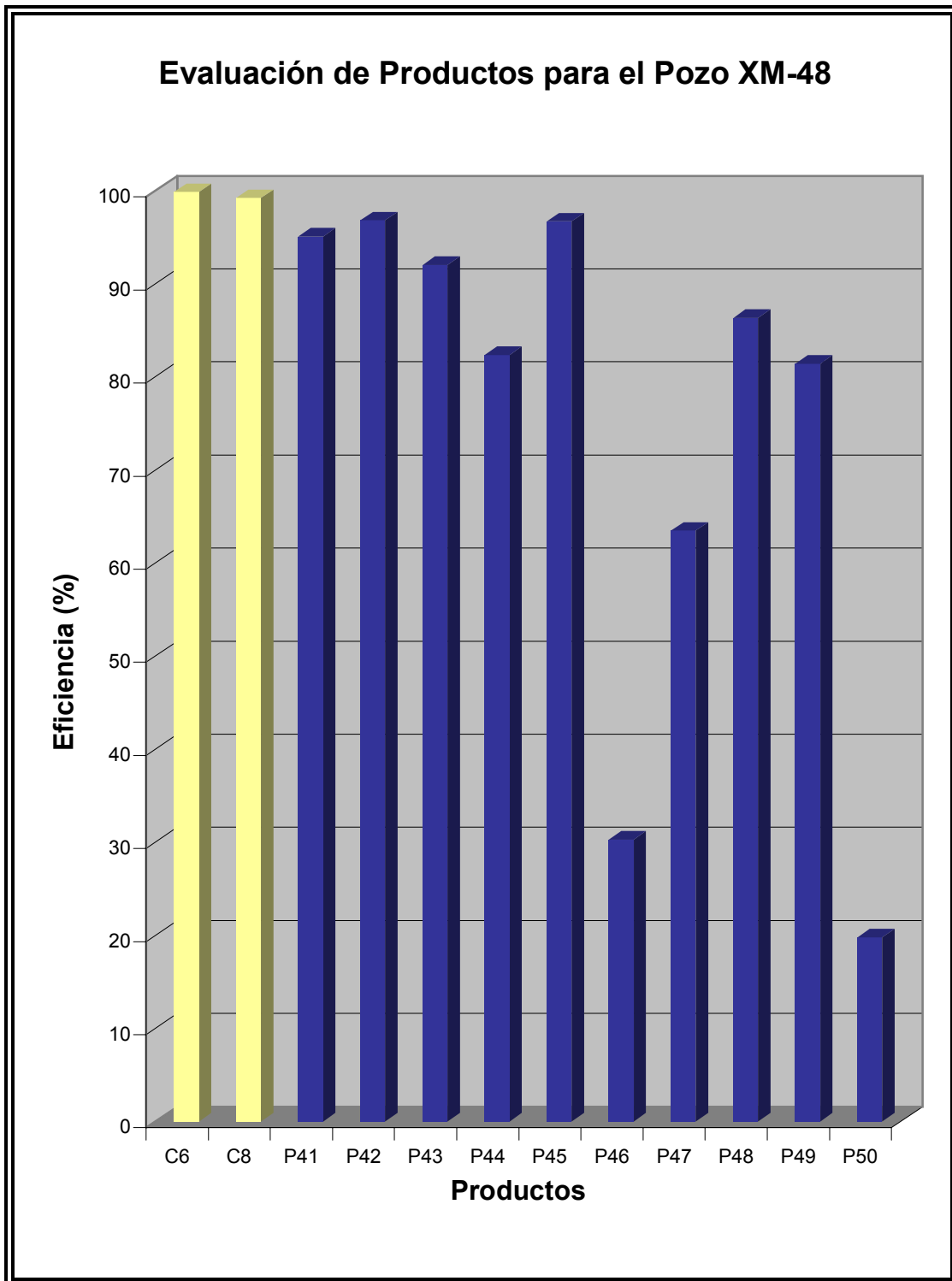


Figura N° 45: Evaluación de los Productos N° 41 al N° 50 para el Pozo XM-48  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 26: Evaluación de los Productos N° 51 al N° 60  
(Dosis 600 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,893	19.951,06
<b>Blanco con Hexano</b>	1,137	11.908,51

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>6</sub>	1,889	19.908,51	99,47
C <sub>8</sub>	1,881	19.823,40	98,41
P <sub>51</sub>	1,252	13.131,91	15,21
P <sub>52</sub>	1,659	17.461,70	69,05
P <sub>53</sub>	1,756	18.493,62	81,88
P <sub>54</sub>	1,648	17.344,68	67,59
P <sub>55</sub>	1,891	19.929,79	99,74
P <sub>56</sub>	1,216	12.748,94	10,45
P <sub>57</sub>	1,709	17.993,62	75,66
P <sub>58</sub>	1,653	17.397,87	68,25
P <sub>59</sub>	1,307	13.717,02	22,49
P <sub>60</sub>	1,180	12.365,96	5,69

En la figura N° 46, se pueden observar los resultados obtenidos.

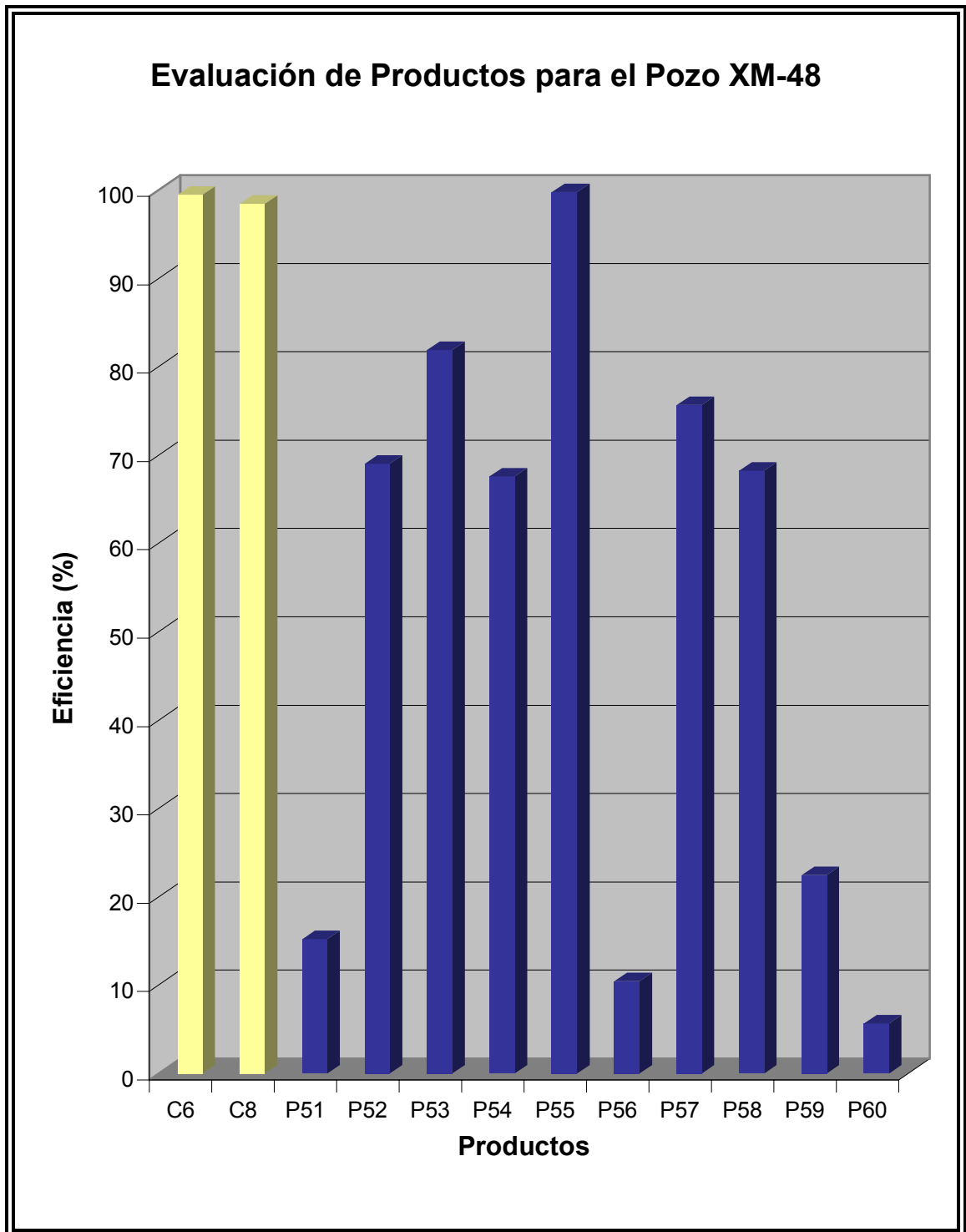


Figura N° 46: Evaluación de los Productos N° 51 al N° 60 para el Pozo XM-48  
(Dosis 600 ppm)

En esta evaluación a una dosis de 600 ppm, un total de 10 productos de esta empresa cumplieron con el criterio de selección establecido para ser evaluados a una menor dosis, al igual que los productos C<sub>6</sub> y C<sub>8</sub>. En la tabla que se muestra a continuación, se pueden observar los productos seleccionados para ser evaluados a una dosis de 500 ppm.

**Tabla N° 27: Productos Seleccionados para el Pozo XM-48  
(Dosis 600 ppm)**

Producto	Eficiencia (%)
P <sub>2</sub>	99,34
P <sub>3</sub>	98,16
P <sub>6</sub>	99,21
P <sub>14</sub>	99,87
P <sub>15</sub>	97,88
P <sub>17</sub>	98,54
P <sub>20</sub>	98,80
P <sub>22</sub>	99,74
P <sub>26</sub>	99,87
P <sub>55</sub>	99,74

A continuación, se puede observar gráficamente los resultados que se muestran en la tabla N° 47

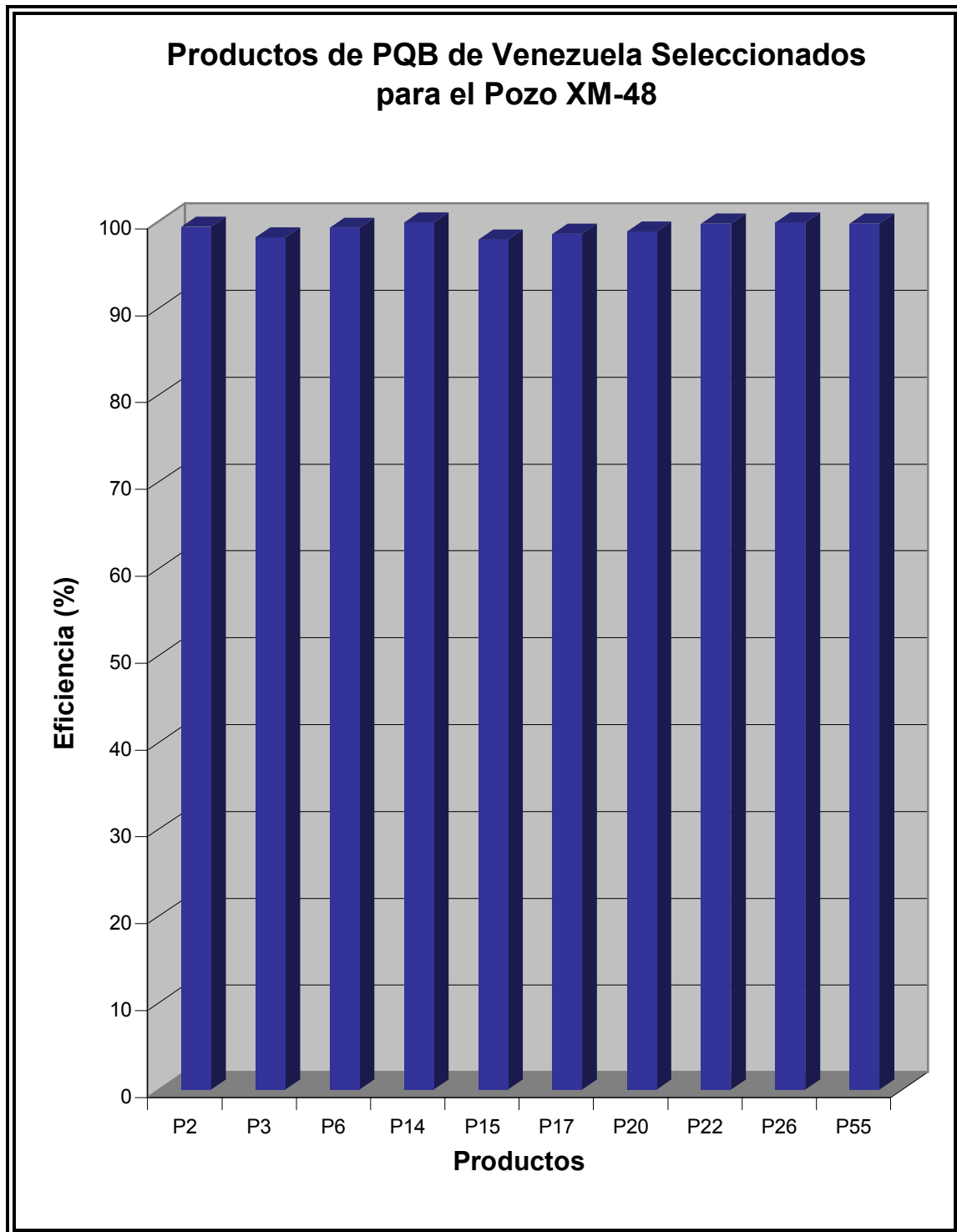


Figura N° 47: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo XM-48  
(Dosis 600 ppm)

**Tabla N° 28: Evaluación de Productos (Dosis 500 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,894	19.961,70
<b>Blanco con Hexano</b>	1,131	11.844,68

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
C <sub>6</sub>	1,891	19.929,79	99,61
C <sub>8</sub>	1,786	18.812,77	85,85
P <sub>2</sub>	1,712	18.025,53	76,15
P <sub>3</sub>	1,822	19.195,74	90,56
P <sub>6</sub>	1,891	19.929,79	99,61
P <sub>14</sub>	1,833	19.312,77	92,01
P <sub>15</sub>	1,886	19.876,60	98,95
P <sub>17</sub>	1,785	18.802,13	85,71
P <sub>20</sub>	1,884	19.855,32	98,69
P <sub>22</sub>	1,669	17.568,09	70,51
P <sub>26</sub>	1,826	19.238,30	91,09
P <sub>55</sub>	1,612	16.961,70	63,04

En esta tabla, se pueden apreciar los resultados de la evaluación a una dosis de 500 ppm, donde solo 3 productos de esta empresa cumplieron con el criterio de selección establecido (Eficiencia mayor o igual a 98%). Estos productos, al igual que el producto identificado como C<sub>6</sub>, se seleccionaron para ser evaluados a una dosis inferior (400 ppm) En la figura N° 48 se pueden observar gráficamente los resultados de la tabla N° 28.

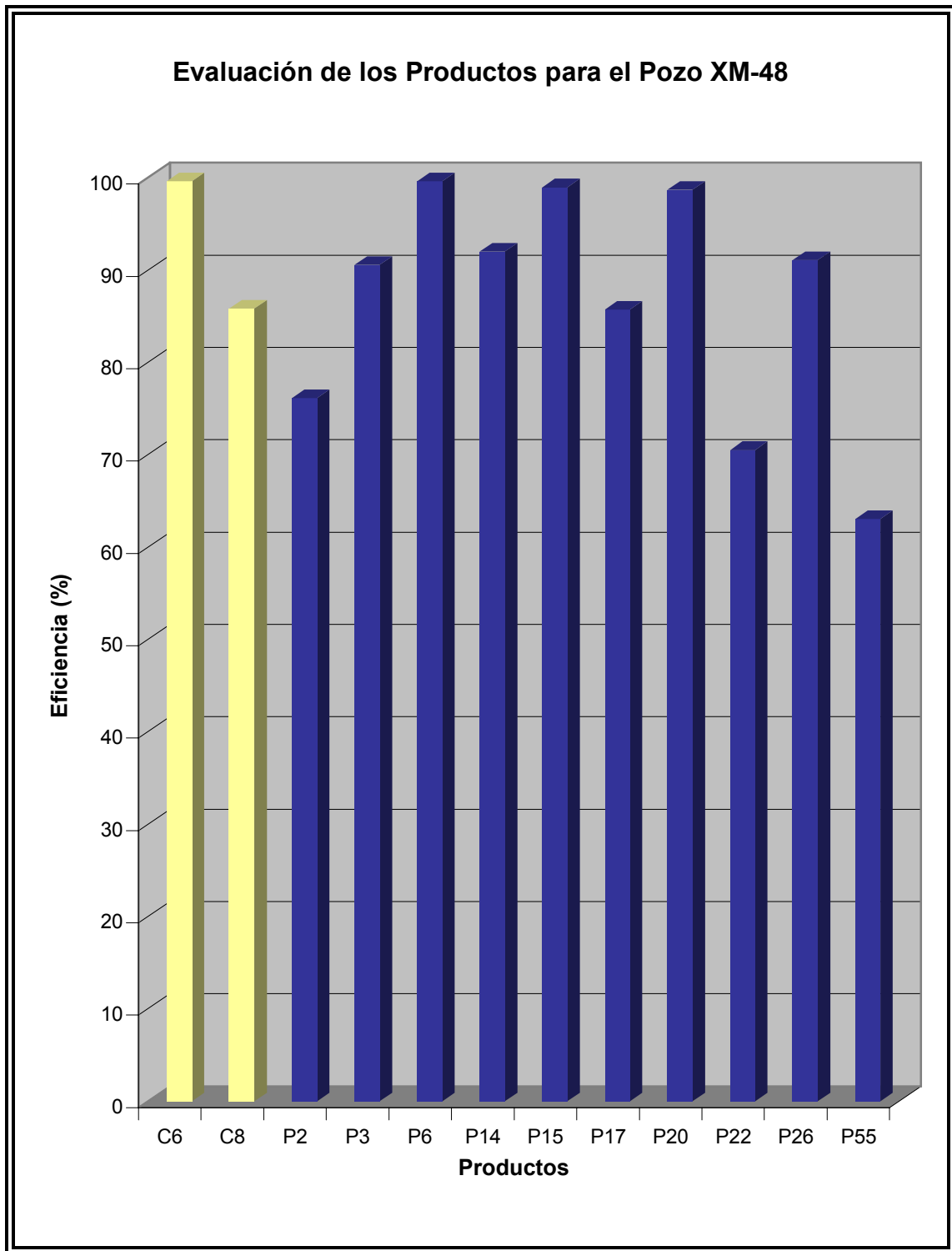
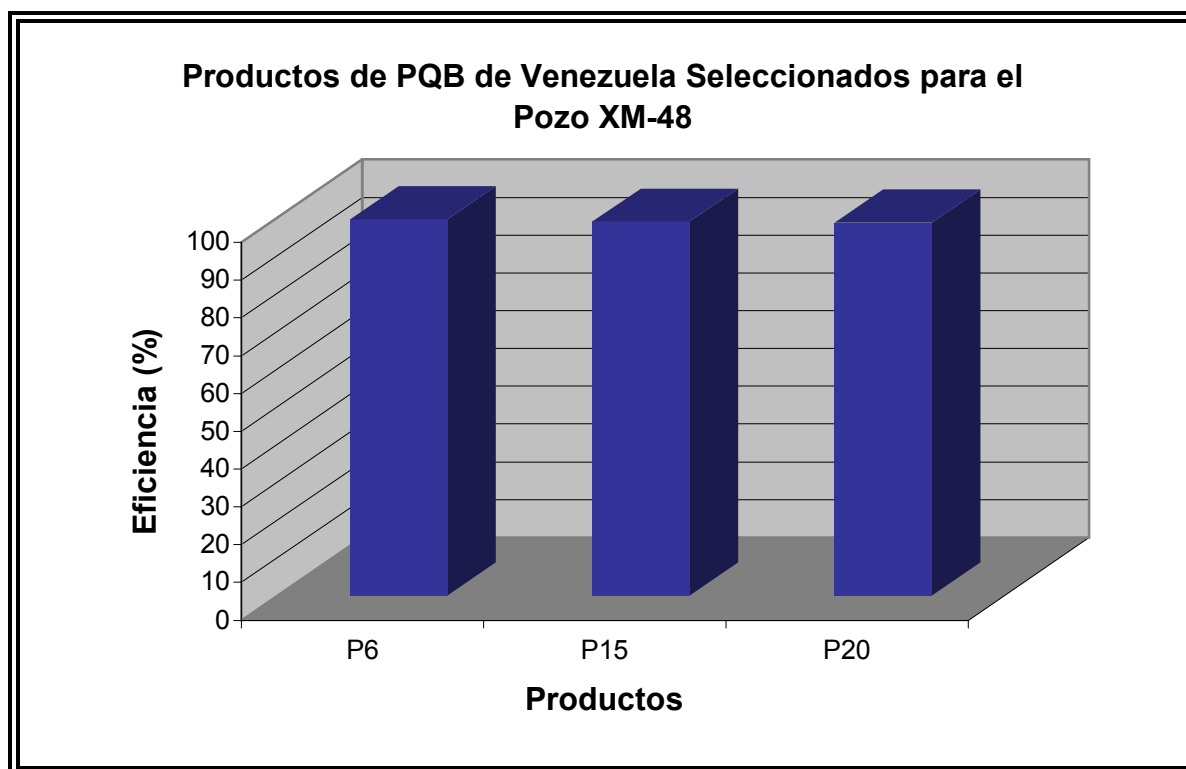


Figura N° 48: Evaluación de Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 500 ppm)

**Tabla N° 29: Productos Seleccionados para el Pozo XM-48  
(Dosis 500 ppm)**

Producto	Eficiencia (%)
P <sub>6</sub>	99,61
P <sub>15</sub>	98,95
P <sub>20</sub>	98,69

En la siguiente figura se puede observar gráficamente los resultados mostrados en la tabla N° 29.



**Figura N° 49: Productos de PQB de Venezuela Seleccionados para el Pozo XM-48  
(Dosis 500 ppm)**



**Tabla N° 30: Evaluación de Productos para el Pozo XM-48  
(Dosis 400 ppm)**

	Absorbancia	Concentración (ppm)
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,889	19.908,51
<b>Blanco con Hexano</b>	1,138	11.919,15

Producto	Absorbancia	Concentración (ppm)	Eficiencia (%)
C <sub>6</sub>	1,752	18.451,06	81,76
P <sub>6</sub>	1,883	19.844,68	99,20
P <sub>15</sub>	1,787	18.823,40	86,42
P <sub>20</sub>	1,881	19.823,40	98,93

En esta tabla se puede observar que los productos P<sub>6</sub> y P<sub>20</sub> cumplieron con el criterio de selección establecido para ser evaluados a una dosis menor. A continuación se presentan de forma gráfica en la figura N° 50 los resultados mencionados en la tabla N° 30.

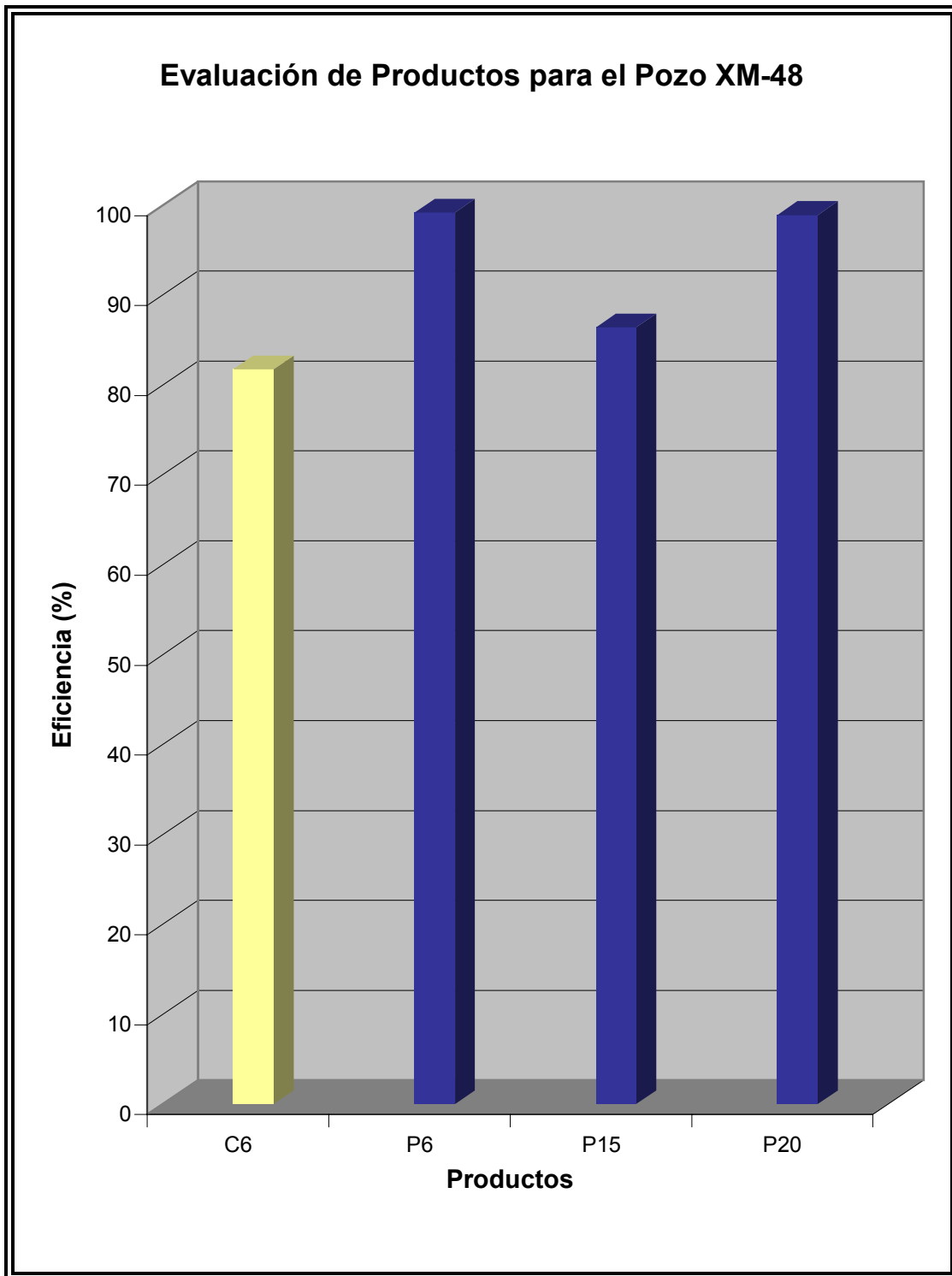


Figura N° 50: Evaluación de Productos para el Pozo XM-48  
(Dosis 400 ppm)

**Tabla N° 31: Evaluación de Productos para el Pozo XM-48  
(Dosis 300 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,891	19.929,79
<b>Blanco con Hexano</b>	1,131	11.844,68

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
P <sub>6</sub>	1,889	19.908,51	99,74
P <sub>20</sub>	1,890	19.919,15	99,87

En vista de que los resultados de esta prueba indicaban el excelente rendimiento de ambos productos, se procedió a evaluarlos a una dosis inferior. A continuación en la figura N° 51 se presentan estos resultados.

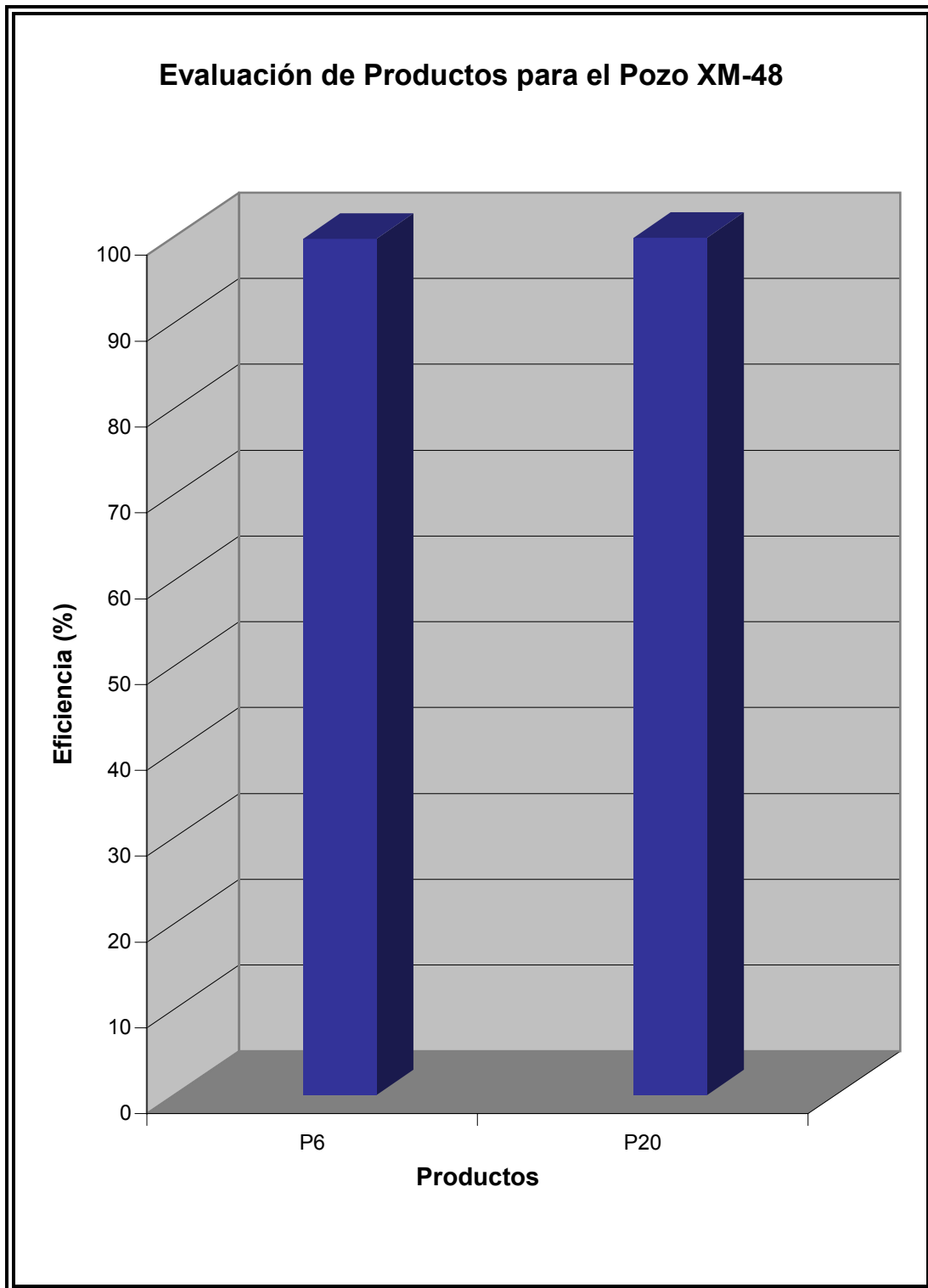


Figura Nº 51: Evaluación de Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 300 ppm)

**Tabla N° 32: Evaluación de Productos para el Pozo XM-48  
(Dosis 200 ppm)**

	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>
<b>Blanco con Tolueno</b>	1,892	19.940,43
<b>Blanco con Hexano</b>	1,134	11.876,60

<b>Producto</b>	<b>Absorbancia</b>	<b>Concentración (ppm)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
P <sub>6</sub>	1,889	19.908,51	99,60
P <sub>20</sub>	1,798	18.940,43	87,60

En la tabla N° 32 se puede observar que el producto P<sub>6</sub> cumplió con el criterio de selección establecido durante su evaluación a las diferentes dosis. A continuación se muestran los resultados de esta tabla en la figura N° 52.

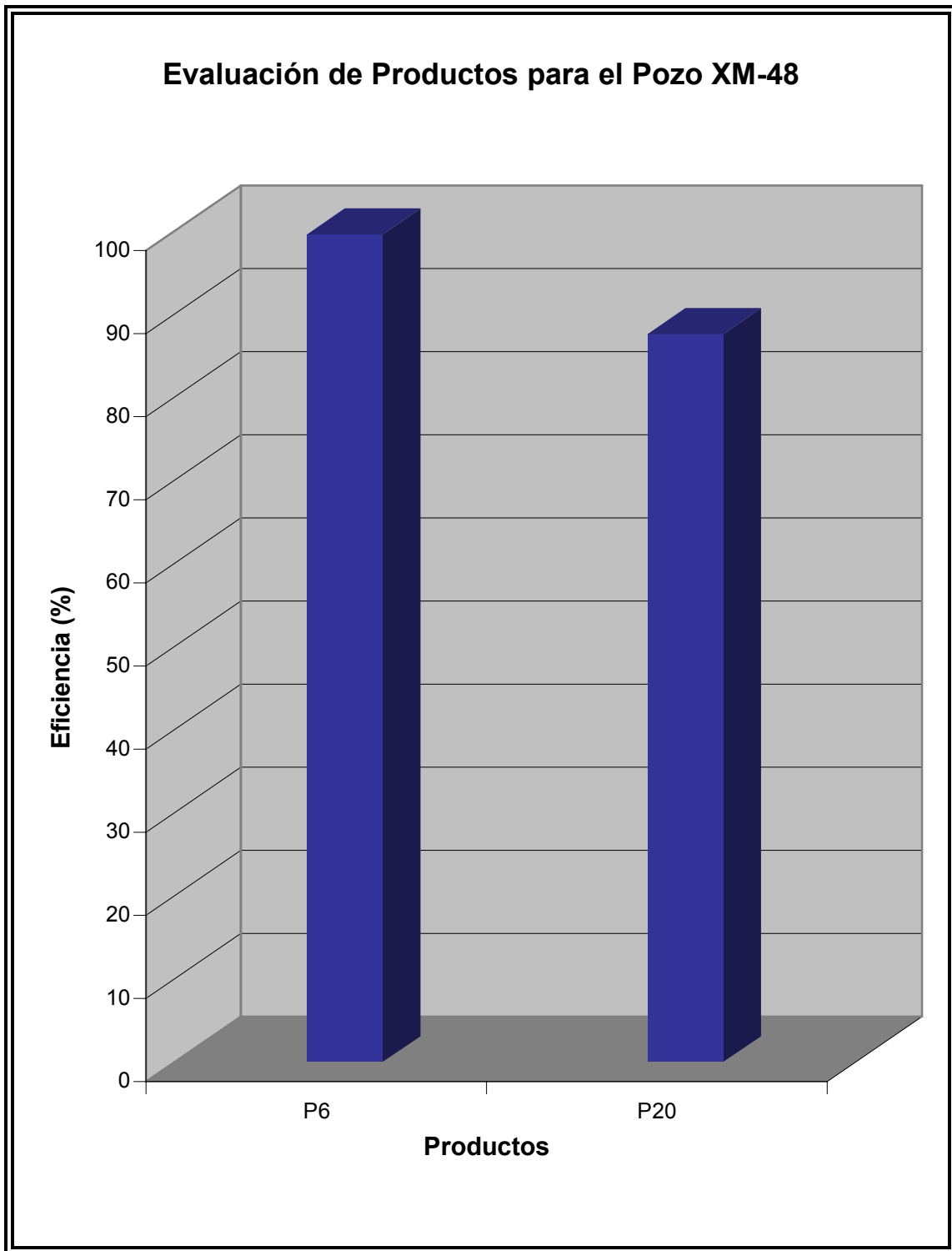


Figura N° 52: Evaluación de Productos para el Pozo XM-48 (Dosis 200 ppm)

## **CAPITULO V**

### **Discusión de Resultados**

A continuación se discuten los resultados obtenidos durante el desarrollo de este trabajo, los cuales fueron presentados en el **Capítulo IV**

#### **5.1 Caracterización del Crudo.**

Los resultados de la caracterización de ambas muestras de crudo fueron presentados en la Tabla N° 1, en dicha caracterización se observó la presencia de asfaltenos en ambas muestras, lo que indicaba que los asfaltenos eran posiblemente el origen del problema. Además, se observó un alto contenido de hidrocarburos saturados en ambas muestras, que según estudios realizados, han determinado que crudos con un alto contenido de hidrocarburos saturados pueden promover la precipitación de los asfaltenos.

En el caso del crudo proveniente del pozo XM-48, además del contenido de asfaltenos y de hidrocarburos saturados, se observó un porcentaje considerable de parafinas, las cuales pudieran estar promoviendo la adhesión de las partículas de asfaltenos y por ende influenciando su precipitación.

Por todo lo anteriormente expuesto, se llegó a la conclusión que en ambos casos el problema era originado por la precipitación de los asfaltenos, tanto en el caso del Campo Quiriquire, en donde se observó una deshidratación poco efectiva del crudo en los tanques y en el caso del Campo Jusepín, en donde se observó un taponamiento a nivel de las líneas de flujo en el tramo comprendido entre el pozo XM-48 y la estación de flujo. En base a esto se procedió a seleccionar un producto capaz de inhibir la precipitación de los asfaltenos.

## **5.2 Método de Floculación.**

### **5.2.1 Selección de la Mejor Concentración de Crudo en la Prueba.**

Esta selección se realizó con la finalidad de determinar la concentración de crudo a la cual se observaba una deposición de asfaltenos representativa. Los resultados obtenidos en esta prueba se presentaron en la tabla N° 2, en ella se pudo observar que aún cuando el porcentaje de asfaltenos depositado es similar, la concentración de crudo utilizada no fue la misma, ya que en el caso del pozo PP-4A la concentración de crudo fue de 25.000 ppm y la del pozo XM-48 fue de 20.000 ppm.

## **5.3 Método Espectrofotométrico**

### **5.3.1 Curva de Calibración.**

Como se mencionó, para llevar a cabo el análisis cuantitativo de una especie mediante el método espectrofotométrico, era necesario realizar una etapa previa de calibración. El primer paso para la construcción de la curva de calibración, fue seleccionar la longitud de onda a la cual se produce la mayor absorbancia. Estos resultados se presentaron en la tabla N° 3 y en ella se observó que en ambos casos la mayor absorbancia se obtuvo a una longitud de onda de 395 nm; dicha longitud se utilizó en la determinación de la absorbancia de soluciones con diferentes concentraciones de crudo, para construir la curva de calibración: Absorbancia vs. Longitud de Onda, estos resultados se mostraron en la tabla N° 4 y gráficamente en la figura N° 24. La curva de calibración permitió determinar la concentración de las muestras luego de haber medido su absorbancia, lo que sería fundamental en la determinación de la eficiencia de los productos.



### **5.3.2 Evaluación y Selección de los Productos.**

Finalmente, se procedió a evaluar los productos disponibles en el mercado y los existentes en PQB de Venezuela. La discusión de los resultados obtenidos se presentan a continuación:

#### **5.3.2.1. Resultados para el Crudo del Pozo PP-4A.**

Los resultados obtenidos en la evaluación de los productos en el crudo proveniente del Pozo PP-4A se pueden resumir de la siguiente manera: La primera prueba realizada se hizo con los productos disponibles en el mercado de otras empresas proveedoras a una dosis inicial de 600 ppm, donde únicamente el producto identificado como C<sub>1</sub> cumplió con el criterio de selección establecido (Eficiencia mayor o igual a 98%). Los resultados obtenidos en esta evaluación se presentaron en la tabla N° 5 y se mostraron gráficamente en la figura N° 25. Posteriormente se realizó la evaluación a los 60 productos manufacturados por PQB de Venezuela, y en vista del elevado número de productos para ser evaluados en una misma prueba se distribuyeron en grupos de diez productos de manera aleatoria, manteniendo esta distribución durante todo el trabajo.

En el primer grupo de productos evaluados a 600 ppm, los productos P<sub>1</sub>, P<sub>4</sub> y P<sub>9</sub> cumplieron con el criterio de selección establecido. Los resultados de esta evaluación se presentan en la tabla N° 6 y gráficamente en la figura N° 26. En el segundo grupo de productos evaluados, el producto seleccionado fue el P<sub>11</sub>, estos resultados se pueden observar en la tabla N° 7 y gráficamente en la figura N° 27. Es importante mencionar que durante esta prueba, se observaron 3 productos, que mostraron un comportamiento opuesto al deseado. Estos productos, el P<sub>14</sub>, P<sub>18</sub> y P<sub>19</sub>, en lugar de inhibir la precipitación de los asfaltenos, actuaron como agentes precipitantes. En vista de esto, se recomienda realizar un análisis a estos productos, ya que tal vez, alguno de sus componentes, sea incompatible con este crudo y origine el efecto antes mencionado.

Los productos P<sub>24</sub>, P<sub>28</sub>, P<sub>29</sub> y P<sub>30</sub> fueron los productos seleccionados en el tercer grupo de productos evaluados, estos resultados se pueden apreciar en la tabla N° 8 y en la figura N° 28.

En el cuarto grupo, se seleccionaron los productos P<sub>31</sub>, P<sub>34</sub>, P<sub>38</sub> y P<sub>39</sub>, estos resultados se presentan en la tabla N° 9 y gráficamente en la figura N° 29. El producto seleccionado del quinto grupo, fue el P<sub>44</sub>, estos resultados se muestran en la tabla N° 10 y en la figura N° 30.

Finalmente del sexto grupo, se seleccionaron los productos P<sub>53</sub>, P<sub>54</sub> y P<sub>59</sub>, los cuales se encuentran en la tabla N° 11 y representados gráficamente en la figura N° 31. De un total de 60 productos evaluados a una dosis de 600 ppm se seleccionaron 16 de ellos para ser evaluados a una dosis de 500 ppm. Todos estos productos seleccionados se presentan en la tabla N° 12 y se puede observar gráficamente la eficiencia mostrada en la figura N° 32.

La evaluación de los productos a una dosis de 500 ppm se separó en dos grupos, conformados por 8 productos de PQB y el producto C<sub>1</sub>, el cual mostró un buen desempeño a una dosis de 600 ppm. De estos 16 productos, se seleccionaron 5 productos de PQB de Venezuela; los cuales son: P<sub>1</sub>, P<sub>9</sub>, P<sub>31</sub>, P<sub>53</sub> y P<sub>54</sub>, además del producto C<sub>1</sub>, ya que todos mostraron un buen desempeño. Los resultados de esta evaluación se encuentran en las tablas N° 13 y N° 14 y representados gráficamente en las figuras N° 33 y N° 34 para los grupos 1 y 2 respectivamente. Todos estos productos que mostraron un buen desempeño a una dosis de 500 ppm se muestran en la tabla N° 15 y gráficamente en la figura N° 35.

Posteriormente se evaluaron los productos antes mencionado, a una dosis de 400 ppm, donde los productos que cumplieron con el criterio de selección establecido, fueron: P<sub>9</sub>, P<sub>53</sub> y P<sub>54</sub>. Los resultados de esta evaluación se muestra en la tabla N° 16 y en la figura N° 36. En la tabla N° 17 y en la figura N° 37 se presentan estos productos seleccionados.

Siguiendo el procedimiento establecido, se continuó la evaluación de los productos antes seleccionados (P<sub>9</sub>, P<sub>53</sub> y P<sub>54</sub>) a una dosis de 300 ppm, estos resultados se reflejan en la tabla N° 18 y en la figura N° 38. En esta prueba estos productos cumplieron con el criterio de selección establecido para ser evaluados a una menor dosis (Eficiencia mayor o igual a 98%). Además se observó que el producto C<sub>1</sub>, disminuyó su eficiencia por debajo del 98% a esta dosis, por lo que fue excluido.

Los resultados de la evaluación de los productos P<sub>9</sub>, P<sub>53</sub> y P<sub>54</sub> a una dosis de 200 ppm, se muestran en la tabla N° 19 y en la figura N° 39. Donde el producto P<sub>9</sub> fue el único que mostró un excelente desempeño. Con los resultados obtenidos, se concluyó, por su notable eficiencia que el producto P<sub>9</sub> permite mantener suspendidos a los asfaltenos en un 100% de eficiencia, a una dosis considerablemente baja (200 ppm) en segundo lugar esta el producto P<sub>54</sub> que a esta misma dosis mantiene la dispersión en un 97% aproximadamente. Finalmente, esta el producto P<sub>53</sub> que mantiene aproximadamente un 96 % de efectividad con 200 ppm. Por lo que se recomienda realizar el tratamiento químico del Pozo PP-4A, con el producto P<sub>9</sub>, iniciando dicho tratamiento a una dosis de 200 ppm.

#### **4.3.2.2 Resultados para el Crudo del Pozo XM-48**

De los resultados obtenidos en la evaluación de los productos en el crudo proveniente del Pozo XM-48 se puede decir, que la evaluación realizada en el crudo proveniente del pozo XM-48, arrojó resultados satisfactorios, ya que nos permitió determinar la existencia de un producto para ser aplicado en campo, y de esta manera resolver el problema de obstrucción a nivel de las líneas de flujo entre el pozo antes mencionado y la estación de flujo.

Como se recordará se estableció un criterio para seleccionar aquel o aquellos productos para poder ser evaluados a menores dosis. Dicho criterio sugería que los productos evaluados debían mostrar una eficiencia igual o mayor al 98%, para ser considerados al momento de evaluarlos a otra dosis; por lo que todos los productos que se mencionarán a continuación cumplieron con este criterio establecido.

En el caso de la evaluación de los 12 productos disponibles en el mercado, se inicio con una dosis de 600 ppm. De esta evaluación 2 de estos productos mostraron un excelente rendimiento, los cuales estaban identificados como C<sub>6</sub> y C<sub>8</sub>. Los resultados obtenidos en esta evaluación se presentaron en la tabla N° 20 y se mostraron gráficamente en la figura N° 40

De igual manera y a la misma dosis, se procedió a evaluar los productos manufacturados por PQB de Venezuela, la cual se realizó en grupo de 10 productos, además de los 2 productos antes mencionados. En el primer grupo de productos evaluados, es decir, los productos identificados como P<sub>1</sub> al P<sub>10</sub>, se seleccionaron los productos P<sub>2</sub>, P<sub>3</sub> y P<sub>6</sub>. Los resultados obtenidos en esta evaluación se presentaron en la tabla N° 21 y se mostraron gráficamente en la figura N° 41.

En el segundo grupo, los productos P<sub>14</sub>, P<sub>15</sub>, P<sub>17</sub> y P<sub>20</sub>, los resultados obtenidos en esta evaluación se mostraron en la tabla N° 22 y se mostraron gráficamente en la figura N° 42. Los productos seleccionados en el tercer grupo fueron el P<sub>22</sub> y el producto P<sub>26</sub>, estos resultados se presentaron en la tabla N° 23 y se mostraron gráficamente en la figura N° 43.

En el caso del cuarto y quinto grupo de productos evaluados, ninguno de los productos pertenecientes a estos grupos, cumplió con el criterio de selección establecido. Estos resultados se pueden observar en las tablas N° 24 y N° 25 y gráficamente en las figuras N° 44 y N° 45.

Mientras que, en el último grupo, el producto P<sub>55</sub> mostró un excelente rendimiento, estos resultados se presentan en la tabla N° 26 y en la figura N° 46. En total, 10 productos mostraron un buen rendimiento al ser evaluados a 600 ppm, todos estos se muestran en la tabla N° 27 y se representan gráficamente en la figura N° 47.

Posteriormente, se evaluaron los 10 productos seleccionados anteriormente a una dosis de 500 ppm, en donde sólo 3 productos mostraron un comportamiento similar al mostrado en la prueba anterior. Estos productos estaban identificados como P<sub>6</sub>, P<sub>15</sub> y P<sub>20</sub>. Además de estos productos, se evaluaron también el C<sub>6</sub> y el C<sub>8</sub>, en donde el producto C<sub>8</sub> fue excluido, ya que disminuyó su eficiencia a un 86% aproximadamente. Estos resultados se pueden observar en la tabla N° 28 y gráficamente en las figuras N° 48. Los productos seleccionados se muestran en la tabla N° 29 y gráficamente en la figura N° 49.

Seguidamente, se evaluaron a una dosis de 400 ppm, descartándose los productos C<sub>6</sub> y C<sub>15</sub>, estos resultados se pueden observar en la tabla N° 30 y gráficamente en la figura N° 50. Luego, se evaluaron a 300 ppm, donde ambos productos, el P<sub>6</sub> y el P<sub>20</sub>, mostraron un buen desempeño, los productos seleccionados se muestran en la tabla N° 31 y gráficamente en la figura N° 51.

En vista de que ambos productos mostraron un buen desempeño se procedió a evaluarlos a una dosis de 200 ppm. En esta evaluación, el producto P<sub>20</sub> disminuyó su eficiencia a un 88% aproximadamente, por lo que se excluyó y se llegó a la conclusión de que el producto P<sub>6</sub> puede ser recomendado para su aplicación en campo. Los resultados se muestran en la tabla N° 32 y gráficamente en la figura N° 52.

## Conclusiones

La precipitación de asfaltenos es un problema complicado en las operaciones de producción en el que intervienen muchos factores; por lo que su solución requiere esfuerzos importantes que deben ser mantenidos en forma continua durante la explotación de yacimientos. En este trabajo, se ha presentado la selección de productos para controlar el fenómeno de precipitación en los pozos PP-4A y XM-48 de los campos Quiriquire y Jusepín, respectivamente.

- La identificación de aditivos químicos inhibidores de la precipitación de asfaltenos es uno de los aspectos claves dentro de las acciones correctivas para los crudos operacionalmente inestables. Este tipo de productos ejerce acción dispersante de las partículas sólidas e impide su adhesión a las tuberías y sistemas de producción; razón por la cual existen sistemas de inyección, tanto a fondo de pozo como a nivel de superficie, para proveer del producto químico tratante al crudo en el instante preciso que éste abandona, tanto la cara de la formación como el pozo.
- De un total de 60 productos evaluados, el producto denominado P<sub>9</sub> demostró un excelente rendimiento en el crudo proveniente del pozo PP-4A del Campo Quiriquire; por lo que puede ser aplicado a nivel de campo a una dosis inicial de 200 ppm. En el caso del crudo proveniente del pozo XM-48, el producto seleccionado para ser aplicado en el campo, es el producto denominado P<sub>6</sub> a una dosis inicial de 200 ppm.
- El primer paso para determinar la posibilidad de precipitación de los asfaltenos, es ejecutar una caracterización detallada del crudo y de esta manera poder definir los parámetros que promueven la precipitación de asfaltenos.

- El procedimiento utilizado para la evaluación y selección de los productos inhibidores de la precipitación de los asfaltenos, ofrece el beneficio de que la dosis evaluada en el laboratorio es semejante a la que se utiliza en el campo.
  
- En el caso del crudo proveniente del pozo XM-48, en donde la caracterización del mismo mostró un considerable porcentaje de parafinas (3,36%), además de la presencia de asfaltenos (5,26%), el problema de obstrucción en las líneas de flujo, puede estar influenciado por la presencia de las parafinas; las cuales tienen gran afinidad de adsorción a las superficies sólidas de los asfaltenos floculados.
  
- Durante la evaluación de los productos químicos inhibidores de la precipitación de los asfaltenos, se observó que cada producto evaluado mostró un desempeño diferente al ser aplicado en cada una de las muestras de crudo. Por lo que, para proceder a aplicar un tratamiento con este tipo de productos, se debe llevar a cabo un análisis previo del producto que demuestre su eficiencia para ese tipo de crudo en particular.



## Recomendaciones

Tomando en cuenta los resultados obtenidos durante el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, se recomienda:

- En los ensayos realizados se observó que algunos productos, en lugar de inhibir la precipitación de los asfaltenos la favorecen, por lo que se recomienda realizar un análisis químico a estos productos con la finalidad de determinar el efecto de sus componentes sobre los asfaltenos.
- Una vez iniciado el proceso de inyección del producto inhibidor de la precipitación de asfaltenos, se recomienda monitorear de manera continúa los siguientes parámetros: presión en el cabezal del pozo, tasa de producción, dosis de inyección y el funcionamiento del sistema de inyección.
- Se recomienda que las medidas preventivas deben ser implementadas lo más pronto posible durante la explotación de los yacimientos, a fin de evitar mas adelante trabajos mayores de reparación de pozos, e incluso la posible pérdida de los mismos.
- Es importante tener en cuenta que al aplicar medidas operacionales para solventar otros problemas; tales como estimulaciones, levantamiento artificial, inyección de fluidos como métodos de recuperación secundaria, etc., se realicen estudios detallados de compatibilidad que permitan determinar los efectos que sobre la estabilidad de los asfaltenos en el crudo puedan producir estas actividades.
- Se recomienda llevar a cabo un análisis mensual del contenido de asfaltenos en el crudo de los pozos PP-4A y XM-48 y comprobar su comportamiento histórico.

- Se recomienda realizar un análisis de compatibilidad del petróleo cuando se mezclan a nivel de líneas de flujo, tuberías de producción o en cualquier otro equipo.

## Referencias Bibliográficas

1. Alí, J., Betancourt, J., Avila, C., "A Methodology for Asphaltene Control In Production Facilities in North of Monagas, Venezuela", paper SPE 56572, Texas, 1999.
2. Allen, T., y Roberts, A., "Production Operations: Well Completion, Workover, and Stimulation" Oil & Gas Consultants International, Inc., Tulsa, 1982.
3. Álvarez, O., "Evaluación de Dispersantes de Asfaltenos para el Tren de Separación 1 de la Estación Carito, Distrito Punta de Mata", Informe Final de Pasantías IUTIRLA, Química Industrial, Maturín, 2001.
4. Bermúdez, A. y Guarique., "Determinación de la Influencia de la Temperatura y la Viscosidad sobre la Precipitación de Asfaltenos en Pozos Productores de Hidrocarburos en el Campo Santa Bárbara", Trabajo Especial de Grado UDO, Ingeniería de Petróleo, Puerto La Cruz, 2000.
5. Bernadiner, M.G., "Advanced Asphaltene and Paraffin Control Technology" paper SPE 25192, New Orleans, 1993.
6. Boer, R., Leerlooyer, K., Eigner, M., Van Bergen, A., "Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors," paper SPE 24987, France, 1992.
7. Burke, N., Hobbs, R., Karshou, S., "Measurement and Modeling of Asphaltene Precipitation From Live Reservoir", paper SPE 18273, Houston, (1988).

8. Escobedo, J y Mansoori, G., "Heavy Organic Deposition and plugging of well", paper SPE 23696, Texas, 1992.
9. Fan, T., Wang, J., y Buckley, J., "Evaluating Crude Oils by SARA Analysis", paper SPE 75228, Oklahoma, 2002.
10. Hirschberg A., DeJong, L., N. J., Schipper, B. y Meijers, J., "Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation", Jornadas SPE , 1984.
11. Kawanaka, S., Park, S., Mansoori, G., "The role of Asphaltene Deposition in EOR Gas Flooding: A Predictive Technique" paper SPE 17376, Oklahoma, 1988.
12. Kim, S., Boud Hir, M., y Mansoori, G., "The Rote of Asphaltene in Wettability Reversal", paper SPE 20700, New Orleans, LA , 1990.
13. Kokal, S., y Al- Juraid, J., "Reducing Emulsion Problems By Controlling Asphaltene Solubility and Precipitation", paper SPE 48995 New Orleans, LA, 1998.
14. Kokal, S., y Sayegh S., "Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum", paper SPE 29787, Middle East Oil Show, Bahrein, 1995.
15. Leontaritis, K. y Mansoori, G., "Asphaltene Flocculation During Oil Production and Processing a Thermodynamic-Colloidal Model", paper SPE 16258, San Antonio, Texas, 1987.
16. Leontaritis, K., y Mansoori, G., "Asphaltene Deposition: A Survey of Field Experiences and Research Approaches," Jornadas SPE, 1988.

17. Mansoori, G., "Nanoscale Structures of Asphaltene Molecule, Asphaltene Steric-Colloid and Asphaltene Micelles & Vesicles", 2002. Disponible en: [http://tigger.uic.edu/mansoori/~mansoori/Asphaltene.Molecule\\_html](http://tigger.uic.edu/mansoori/~mansoori/Asphaltene.Molecule_html).
18. Mansoori, G., Priyanto, S., y Suwono, A., "Structure & Properties of Micelles and Michelle Coacervates of Asphaltene Macromolecule," AIChE Annual Meeting, 2001.
19. Mansoori, G., " Modeling and Prevention of Asphaltene and other Heavy Organic Depositions in Oil Wells", paper SPE 27070, Texas, 1994.
20. Mansoori, G., "Modeling of Asphaltene and Other Heavy Organic Depositions", Jornadas SPE, Chicago, 1996.
21. McLean, J., y Kilpatrick, P., "Effects of Asphaltene Aggregation in Model Heptane-Toluene Mixtures on Stability of Water in Oil Emulsions", Journal of Colloid and Interface Science, 1997.
22. Nellensteyn, F., "The Colloidal Structure of Bitumens," in The Science of Petroleum, Oxford University Press, 1938.
23. Nghiem, L., Hassam, M., Nutakki, R., Georg, A., "Efficient Modelling of Asphaltene Precipitation", paper SPE 26642, Houston, 1993.
24. Pacheco, J., y Mansoori, G., " In Situ Remediation of Heavy Organic Deposits Using Aromatic Solvents", paper SPE 38966, Rio de Janeiro, Brazil, 1997.

25. Park, S., y Mansoori, G., "Organic Deposition from Heavy Petroleum Crude (A Fractal Aggregation Theory Approach). Proc. UNITAR-UNDP 4º Int. Conf. on Heavy Crudes and Tar Sands, Edmonton, Canada, 1988.
26. Rivas, O., "Desarrollo de una Metodología Sistemática para el Control de la Precipitación de Asfaltenos", *Visión Tecnológica*, Vol 2, Nº 2, 1994.
27. Speight, J., Long, R., y Trowbridge, T., "Factors Influencing the Separation of Asphaltenes from Heavy Petroleum Feedstocks" *Fuel*, 63,141-146, 1984.
28. Straub, T., y Autry, S., "An Investigation into Practical Removal of Downhole Paraffin by Thermal methods and Chemical Solvents," paper SPE 18889, Texas 1989.
29. Takhar, J., "Prediction of Asphaltene Deposition During Production- Model Description and Experimental Details", paper SPE 30108, The Hague, 1995.
30. Yen, T. y Chilingarian, G., "Asphaltenes and Asphalt, 1", Elsevier Science, Amsterdam, 1994.
31. Zekri, A., Shedid, S. y Alkashef, H., "A Novel Technique for Treating Asphaltene Deposition Using Laser Technology", paper SPE 70050, Texas, 2001.

## Nomenclaturas

Bbl/D: barriles por día.

°F: grados fahrenheit

gr/grmol: gramo por gramo mol.

gr: gramos (unidad de peso)

Lpc: libras por pulgada cuadrada (unidad de presión)

μl: microlitros (unidad de volumen)

ml: mililitros (unidad de volumen)

%p/p: porcentaje peso/ peso

ppm: partes por millón.

## Glosario de Términos

- **Absorbancia:** Cantidad de luz absorbida por una muestra líquida.
- **Absorción:** Penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o mas sustancias en el interior de un sólido o un líquido.
- **Adhesión:** Fuerza que mantiene unidas a moléculas diferentes.
- **Adsorción:** Fenómeno de superficie exhibido por un sólido (adsorbente) que le permite mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas sobre la superficie. Esta propiedad es debida a la adhesión.
- **Alcanos:** Los hidrocarburos saturados o alcanos son compuestos en los cuales cada átomo de carbono esta enlazado con otros cuatro átomos de hidrógeno, se conocen como hidrocarburos parafínicos.
- **Anillos Aromáticos Condensados:** Son fusiones de anillos aromáticos donde no hay átomos de hidrógeno unidos a los átomos de carbono que participan en dichas fusiones.
- **Asfaltenos:** Hidrocarburos de base aromática con estructura amorfa y alto peso molecular, presentes en el crudo en forma de partículas coloidales dispersas.
- **Cadenas Alifáticas:** Son aquellos hidrocarburos que no contienen anillos aromáticos.
- **Coalescencia:** Propiedad de las partículas a unirse o fundirse.



- Coloide: Según la publicación API, es toda partícula cuyo tamaño es menor a 2 micrones.
- Componentes Friables: Son componentes que se desmenuzan con facilidad.
- Dispersión y/o Partícula Coloidal: Los coloides, suspensiones coloidales o dispersiones coloidales representan un tipo intermedio de mezcla en el cual las partículas de soluto o fase dispersa están suspendidas en una fase disolvente o medio dispersante.
- Emulsión: Mezcla líquida heterogénea, básicamente permanente, de dos líquidos que normalmente no se disuelven uno en el otro, pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, el uno en el otro, por agitación mecánica o, más frecuentemente la adición de pequeñas cantidades de sustancias conocidas como emulsionantes.
- Estructuras Porphirinas: Estructuras de anillos grandes que se originan en los organismos vivientes.
- Flocculación: Asociación de partículas sin gran cohesión.
- Flujo Turbulento: Flujo de un fluido en el cual la velocidad de un punto dado cambia constantemente en magnitud y dirección; el recorrido del fluido sigue un curso errático y varía continuamente.
- Hidrocarburos Aromáticos: Hidrocarburos compuestos por el benceno y sus derivados.
- Liofílico: Que tiene afinidad por el medio de suspensión.

- Micelas: Combinación de resinas y asfaltenos, las cuales constituyen entidades moleculares separadas del crudo y sujetas a todo cambio termodinámico.
- Movimiento Browniano: Movimiento continuo e irregular que exhiben las partículas pequeñas .
- Número de Reynolds: Numero sin dimensión ( $Re$ ) que se emplea en la teoría de la dinámica de fluidos. Permite determinar si el flujo de fluidos es laminar o turbulento. El rango de la fase de transición ocurre aproximadamente de 2.000 a 3.000, por debajo de 2.000 el flujo es laminar, por encima de 3.000 el flujo es turbulento.
- Onset o Umbral de Floculación: Valor de presión, para una temperatura y composición dada, a partir del cual se inicia la floculación de asfaltenos.
- Parafinas: Ver "Alcanos".
- Peptización: Proceso en el cual las resinas se adhieren a los asfaltenos, rodeando su superficie, evitando que estos se unan entre si.
- Permeabilidad: Medida que indica la capacidad de un medio poroso para transmitir un flujo monofásico bajo condiciones de flujo laminar, su unidad es el Darcy.
- ppm: Unidad de peso del soluto por un millón de unidades de peso de la solución.

- **Precipitación de Asfaltenos:** Se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo determinado, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase sólida insoluble de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos.
  
- **Resinas:** Se definen como la fracción del crudo constituida por agregados de anillos aromáticos fusionados entre sí, la cual es insoluble en propano líquido, pero soluble en n-heptano.
  
- **Solvente o Disolvente:** En una solución, el solvente es una sustancia se encuentra disuelto el soluto.
  
- **Tolueno:** También conocido como metilbenceno, es un hidrocarburo líquido incoloro, parecido al benceno tanto en estructura como en propiedades. Es menos tóxico que el benceno y se utiliza especialmente como solvente.
  
- **Viscosidad:** Medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen las moléculas de un fluido a fluir.
  
- **Yacimientos Saturados:** Yacimientos que se encuentran por debajo de su presión de burbujeo, es decir, el fluido del yacimiento se encuentra en estado bifásico (gas-líquido), ya que existe gas libre dentro del yacimiento.
  
- **Yacimientos Subsaturados:** Yacimientos que se encuentran por encima de su presión de burbujeo, es decir, el fluido del yacimiento se encuentra en estado monofásico (líquido), ya que todo el gas se encuentra disuelto en el crudo.

## **Apéndice A**

### **Descripción del Procedimiento**

A continuación se explica en detalles la metodología aplicada durante el desarrollo de este trabajo.

#### **1. Caracterización del Crudo.**

La caracterización de las muestras de crudo se llevó a cabo aplicando la siguiente metodología: Para determinar el contenido de materia orgánica e inorgánica se utilizó el método de extracción soxhlet y la determinación de la gravedad API se realizó mediante la norma A.S.T.M designada como D-287. Los materiales, equipos y reactivos así como el procedimiento aplicado se describen a continuación.

##### **1.1 Determinación del Contenido de Materia Orgánica e Inorgánica.**

Objetivo:

Describir la metodología utilizada para la determinación del contenido de hidrocarburos saturados, parafinas, asfaltenos y materia inorgánica.

Materiales y equipos:

- ✓ Balanza Analítica con 4 decimales.
- ✓ Beaker de 50 ml.
- ✓ Dedal de Celulosa.
- ✓ Estufa de Secado.
- ✓ Pipeta.
- ✓ Matraz Aforado.
- ✓ Mangueras para circular refrigerante (Agua).
- ✓ Papel de Filtro.
- ✓ Pinzas para sostener el condensador y el cuello del matraz aforado.
- ✓ Plancha de Calentamiento.





Figura N° 53: Dedal de Celulosa

## Procedimiento:

1. Pesar el dedal de celulosa y tomar nota del peso.
2. Colocar en la balanza analítica el beaker y tomar nota del peso.
3. Si es muestra líquida colocar en el beaker, mediante el uso de una pipeta el volumen equivalente a 1 gr. aproximadamente. Si la muestra es sólida colocar de 1 a 2 gr. En cualquiera de los casos tomar nota del peso de la muestra.
4. Agregar la muestra de crudo al dedal y colocarlo dentro del equipo. Lavar el beaker con hexano hasta asegurarse que se haya transferido toda la muestra al dedal.
5. Colocar 200 ml de hexano dentro del matraz.
6. Calentar el hexano en el matraz con la plancha de calentamiento.
7. Dejar que el hexano se evapore y luego condense para que lave la muestra contenida en el dedal.
8. Repetir este procedimiento hasta que el hexano que retorne esté limpio.
9. Sacar el matraz del equipo, descargando en él los restos de hexano que pudieran quedar en el dedal de celulosa.
10. Transferir el contenido del matraz al beaker.
11. Evaporar el contenido del beaker utilizando la plancha de calentamiento hasta que quede casi seco.
12. Agregar 50 ml de Metil-Butil-Cetona al beaker.

13. Tomar un papel de filtro, pesarlo y tomar nota del peso reportado por la balanza analítica.
14. Filtrar la solución del matraz (La parafina se cristalizará sobre el papel).
15. Pesar nuevamente el papel de filtro y tomar nota del peso.
16. Aplicando la ecuación N° 1, se obtiene el porcentaje de parafinas presentes en la muestra.

$$\% \text{ Parafinas : } \left( \frac{\text{Peso del Filtro} - \text{Peso del Filtro Limpio}}{\text{Peso de la Muestra}} \right) * 100 \quad \text{Ecuación N° 1}$$

17. Colocar 200 ml de tolueno en el matraz.
18. Calentar el tolueno en el matraz con la plancha de calentamiento.
19. Dejar que el tolueno se evapore y condense para que lave la muestra contenida en el dedal.
20. Repetir este procedimiento hasta que el tolueno que retorne esté limpio.
21. Sacar el matraz del equipo, descargando en él los restos de tolueno que pudieran quedar en el dedal de celulosa.
22. Transferir el contenido del matraz al beaker.
23. Evaporar el tolueno contenido en el beaker, utilizando la plancha de calentamiento, dejar enfriar el beaker y pesar.
24. Aplicando la ecuación N° 2, obtenemos el porcentaje de asfaltenos que contiene la muestra analizada.

$$\% \text{ Asfaltenos : } \left( \frac{\text{Peso del Beaker} - \text{Peso del Beaker Vacío}}{\text{Peso de la Muestra}} \right) * 100 \quad \text{Ecuación N° 2}$$

25. Extraer el dedal del equipo.

26. Con el propósito de evaporar los restos de líquido que contenga el dedal, se introduce en la estufa de secado por un tiempo aproximado de 15 minutos a una temperatura entre 40 °C y 50 °C.
27. Transcurrido este tiempo, se extrae, se deja enfriar el dedal por un lapso similar al mencionado en el paso N° 26, y finalmente se pesa.
28. Mediante la ecuación N° 3, se determina el porcentaje de materia inorgánica que contiene la muestra.

$$\% \text{ Mat. Inorg. : } \left( \frac{\text{Peso del Dedal} - \text{Peso del Dedal Vacío}}{\text{Peso de la Muestra}} \right) * 100 \quad \text{Ecuación N° 3}$$

29. Finalmente, el porcentaje de hidrocarburos saturados que contiene la muestra es determinado mediante la diferencia entre el porcentaje total de la muestra, y el porcentaje de cada uno de los componentes determinados en los pasos anteriores.

$$\% \text{ Hid. Sat. : } 100\% - (\% \text{ Paraf.} + \% \text{ Asphalt.} + \% \text{ Mat. Inorg.}) \quad \text{Ecuación N° 4}$$



## 1.2 Determinación de la °API del Crudo.

### Objetivos:

Describir la metodología aplicada en la determinación de la Gravedad API a muestras de crudo.

### Materiales y Equipos:

- ✓ Hidrómetros.
- ✓ Cilindro Graduado de 500 ml.
- ✓ Termómetro.

### Procedimiento:

1. En el cilindro graduado agregar 500 ml de la muestra de crudo.
2. Introducir el hidrómetro, se recomienda comenzar con aquellos hidrómetros que más o menos concuerden con la viscosidad del crudo. Atendiendo por supuesto, a la premisa de usar los hidrómetros más livianos para evitar que al momento de soltarlos en la muestra, se hundan completamente hasta el fondo del cilindro para evitar la ruptura del mismo.
3. Dejar transcurrir suficiente tiempo (no menos de 10 minutos), para que el hidrómetro utilizado alcance la posición de reposo, flotando libremente y alejado de las paredes del recipiente.
4. Registre el valor de la gravedad API leída en la escala graduada del vástago e introducir un termómetro para determinar la temperatura de la muestra.
5. Con estos valores de Gravedad API observada y de temperatura, ubique en la tabla de corrección de la Gravedad API, la Gravedad corregida a 60 ° F.
6. Reportar el valor de Gravedad API leído en la tabla.

## **2. Método de Floculación.**

El método de floculación consiste en inducir la floculación de los asfaltenos mediante la adición de un solvente (hexano) en el cual los asfaltenos son insolubles, provocando el agrupamiento de los flóculos, y por ende el crecimiento de estos y la subsiguiente precipitación. El procedimiento es descrito a continuación:

### **2.1 Selección de la Mejor Concentración de Crudo en la Prueba.**

Objetivos:

Determinar la concentración de crudo a la cual se produce la precipitación de los asfaltenos en un porcentaje representativo.

Materiales y Equipos:

- ✓ Cilindro graduado de 10 ml con tapones.
- ✓ Micropipetas con capacidad de 50  $\mu$ L y 200  $\mu$ L.
- ✓ Pipeta Volumétrica de 5 ml.
- ✓ Puntillas para micropipetas.
- ✓ Tubos de Centrífuga de 12,5 ml con tapones.

Reactivos:

- ✓ Hexano Grado Reactivo.
- ✓ Tolueno Grado Reactivo.

Procedimiento:

1. Preparar una solución crudo-tolueno de 10 ml en un cilindro graduado en una relación 50/50. Utilizando tolueno grado reactivo y midiendo el volumen con una pipeta volumétrica de 5 ml.
2. En tubos de centrifuga de 12,5 ml. de capacidad agregar hexano hasta la marca (100%), midiendo este volumen con una pipeta graduada.

3. Adicionar dosis de la solución crudo-tolueno en los tubos de centrifuga, incrementando de manera paulatina dichas dosis. Iniciando con una dosis de 100 ppm hasta 1000 ppm hasta obtener una deposición de asfaltenos representativa; de no obtenerse una deposición significativa (por lo menos 2%) aumentar la dosis en múltiplos de 5000 ppm, hasta observarse el porcentaje de deposición antes mencionado.
4. Dicha dosificación se debe realizar mediante el uso de micropipetas y el volumen a adicionar en las probetas es calculado a través de la siguiente ecuación:

$$V_2[\mu\text{L}] : \left( \frac{V_1(\text{ml}) * C_1(\text{ppm})}{C_2(\%v/v) * 10^6} \right) * 1000 \quad (\text{Ecuación N}^\circ 5)$$

donde:

$V_1$ : volumen de hexano (12,5 ml).

$V_2$ : volumen de la solución de crudo a adicionar, expresado en microlitros.

$C_1$ : concentración de crudo requerida.

$C_2$ : concentración de la solución crudo-tolueno, expresada en porcentaje volumen/volumen (%v/v).

$10^6$ : factor de conversión, para transformar la concentración de (%v/v) en ppm.

5. Agitar manualmente las probetas durante 1 minuto y dejarlas en reposo durante 3 horas.
6. Centrifugar durante 15 minutos a 200 rpm y seleccionar la probeta en la cual se observó la mejor deposición y tomar nota de la dosificación utilizada en la probeta seleccionada.

### **3. Método Espectrofotométrico.**

#### **3.1. Curva de Calibración.**

Objetivos:

Obtener una representación gráfica que permita determinar la concentración de soluciones problemas tras medir su absorbancia.

Materiales y Equipos:

- ✓ Balanza analítica.
- ✓ Balón de 1 L de capacidad.
- ✓ Beaker de 50 ml.
- ✓ Celdas del espectrofotómetro con 10 ml de capacidad.
- ✓ Centrifuga.
- ✓ Espectrofotómetro HACH.
- ✓ Pipeta graduada con capacidad 10 ml.
- ✓ Pipetas volumétricas de 5 ml de capacidad.
- ✓ Tubos de centrifuga de 12,5 ml de capacidad con tapones.

Manejo del Equipo:

1. Encender el espectrofotómetro.
2. Introducir el blanco en el porta-celdas del equipo.
3. El equipo solicitará el número del programa, marcar el número 0, correspondiente al programa para la medición de la absorbancia. Pulsar la tecla ENTER.
4. Pulsar la tecla ZERO, de esta manera se estandariza el equipo, ya que el blanco representa una concentración cero. Aparecerá el número 0,000 en la pantalla del equipo.
5. Extraer el blanco e introducir una de las muestras, pulsar la tecla READ. Previamente se debe limpiar las celdas espectrofotométricas con toallas "kleenex" tantas veces como se efectúen lecturas.

6. El valor observado en la pantalla, corresponde a la absorbancia de esa muestra, tomar nota de este valor.
7. Extraer la muestra e introducir nuevamente el blanco y pulsar la tecla ZERO. Introducir una nueva muestra en el equipo, pulsar la tecla READ y anotar el valor observado en pantalla. Repetir estos dos últimos pasos hasta completar la lectura de todas las muestras.

Reactivos:

- ✓ Tolueno grado reactivo.

A continuación se puede observar el espectrofotómetro, equipo utilizado en la determinación de la absorbancia de las muestras, lo cual permitió la construcción de la curva de calibración y la determinación de la eficiencia de los productos más eficientes.



Figura N° 54: Espectrofotómetro Hach

## Procedimiento:

1. Homogeneizar la muestra de crudo.
2. En una probeta de 12,5 ml agregar crudo hasta la marca (100%) mediante el uso de una pipeta graduada y centrifugar durante 5 minutos y 200 rpm.
3. Se prepara una solución patrón, en un beaker de 50 ml pesar 1 gramo de crudo y diluir con 1 litro de tolueno en un balón con esta capacidad. Esta solución equivale a una solución de 1000 ppm.
4. De esta solución patrón se extrae el volumen correspondiente a las concentraciones requeridas de 5, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 y 100 ppm, utilizando pipetas graduadas.
5. El volumen correspondiente a estas concentraciones se calcula mediante la ecuación N° 6 y se añade en balones, seguidamente se completan con tolueno hasta alcanzar los 100 ml.

$$V_2 \text{ [ml]} : \frac{V_1(\text{ml}) * C_1 \text{ (ppm)}}{C_2 \text{ (ppm)}} \quad \text{Ecuación N° 6}$$

donde:

$V_1$ : volumen de la nueva solución (100 ml)

$V_2$ : volumen a extraer de la solución patrón equivalente a la concentración establecida.

$C_1$ : concentración pre-establecida.

$C_2$ : concentración de la solución patrón.

6. Tomar una de estas soluciones, por ejemplo, la muestra con 5 ppm de concentración de la solución patrón, para determinar la longitud de onda de máxima absorbancia.
7. Extraer un volumen de 10 ml de esa solución y agregarlo en una celda del espectrofotómetro.
8. Llenar una de las celdas con tolueno (Blanco).

9. Introducir el blanco en el espectrofotómetro, el cual representa una concentración cero. De esta manera el equipo queda estandarizado.
10. Retirar el blanco e introducir la celda con la muestra. Variar mediante la perilla del equipo, la longitud de onda entre 395 nm y 600 nm e ir tomando nota de cada una de las absorbancia registradas a cada una de ellas.
11. Graficar los valores de absorbancia obtenidos vs. longitud de onda, de esta manera se determina la longitud de onda de máxima absorbancia.
12. Determinada la longitud de onda de máxima absorbancia, se procede a medir la absorbancia para el resto de las soluciones a esa longitud de onda, aplicando el procedimiento descrito anteriormente.
13. Graficar los valores de absorbancia obtenidos vs. concentración de las soluciones (ppm) y determinar la ecuación de la recta mediante el método de mínimos cuadrados.
14. Por medio de las siguientes ecuaciones se determina la ecuación de la recta, y expresarla como  $y=mx+b$

$$m : \frac{n(\sum xy) - (\sum x)(\sum y)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2}$$

Ecuación N° 7

$$b : \frac{(\sum y)(\sum x^2) - (\sum x)(\sum xy)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2}$$

Ecuación N° 8

### **3.2 Evaluación de los Productos Inhibidores de la Precipitación.**

Objetivo:

Describir la metodología utilizada en la evaluación de los productos inhibidores de la precipitación de asfaltenos.

Materiales y Equipos:

- ✓ Celdas del espectrofotómetro con 10 ml de capacidad.
- ✓ Centrífuga.
- ✓ Cilindros Graduados de 10 ml con tapones.
- ✓ Espectrofotómetro HACH.
- ✓ Micropipetas con capacidad de 50  $\mu$ L y 200  $\mu$ L.
- ✓ Pipeta graduada con capacidad 10 ml.
- ✓ Pipetas volumétricas de 5 ml de capacidad.
- ✓ Puntillas para micropipetas.
- ✓ Tubos de centrífuga de 12,5 ml de capacidad con tapones.

Reactivos:

- ✓ Hexano Grado Reactivo.
- ✓ Tolueno Grado Reactivo.

Procedimiento:

1. Agitar bien la muestra.
2. En los cilindros graduados agregar con pipetas volumétricas, 5 ml de crudo y 5 ml de tolueno, el total de cilindros debe ser igual al número de productos a evaluar más uno;,, este último cilindro se tomará como blanco y no será dosificado con ningún producto.
3. Dosificar cada uno de los cilindros con producto; dicho volumen se calcula mediante la ecuación N° 8. Se recomienda iniciar con una dosis de 600 ppm. Agitar durante 1 minuto, con el objeto de homogeneizar la solución.



4. Agregar 12,5 ml de hexano en los tubos de centrifuga mediante el uso de pipetas graduadas, con excepción de uno, al cual se le agregará tolueno.
5. Agregar con micropipetas a cada tubo de centrifuga el volumen correspondiente a la mejor concentración de crudo seleccionada en la prueba, mediante la ecuación N° 8. Agitar durante 1 minuto y dejar en reposo por un tiempo de 3 horas.
6. Centrifugar durante 15 minutos.

### **3.3 Selección de los Productos**

Objetivo:

Describir el procedimiento utilizado para seleccionar los productos inhibidores de la precipitación de asfaltenos más eficientes.

Materiales y Equipos:

- ✓ Celdas del espectrofotómetro con 10 ml de capacidad.
- ✓ Cilindros Graduados de 10 ml.
- ✓ Espectrofotómetro HACH.
- ✓ Micropipeta con capacidad de 200  $\mu$ L.
- ✓ Pipeta graduada con capacidad 10 ml.
- ✓ Puntillas para micropipetas.
- ✓ Tubos de centrifuga de 12,5 ml de capacidad con tapones.

Procedimiento:

1. Una vez realizado el último paso en la evaluación de los productos, se inicia la selección de los productos más eficientes.
2. En cada cilindro agregar 9,8 ml de tolueno con el uso de una pipeta graduada y mediante la micropipeta, agregar 0,2 ml de la solución tratada. Agitar los cilindros durante 1 minuto.
3. Agregar el volumen de cada uno de los cilindros en las celdas, tomando como blanco una celda con tolueno.

4. Leer la absorbancia de cada una de las muestras y mediante la ecuación de la recta obtenida de la curva de calibración, determinar la concentración del blanco con hexano, blanco con tolueno y de la solución tratada.
5. Multiplicar estas concentraciones por el factor de dilución.
6. Determinar la eficiencia de cada uno de los productos mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{ppm crudo trat.} - \text{ppm blanco hex}}{\text{ppm blanco tol.} - \text{ppm blanco hex}} * 100 \quad (\text{Ecuación N}^\circ 9)$$

donde:

ppm crudo trat: concentración de crudo tratado.

ppm blanco hex: concentración de crudo en el blanco con hexano.

ppm blanco tolueno: concentración de crudo en el blanco con tolueno.

7. Seleccionar aquellos productos más eficientes ( $\approx 100\%$ ) y realizar este mismo procedimiento, disminuyendo la dosis de producto e ir descartando los productos con comportamiento deficiente.

## Apéndice B

### Cálculos Tipo

A continuación se presentan los cálculos tipo del procedimiento utilizado, los cuales corresponden al caso del Pozo XM-48 del Campo Jusepín.

#### 1. Caracterización del Crudo.

Como se mencionó anteriormente en el **Apéndice A**, la caracterización de las muestras de crudo se llevó a cabo utilizando el método de extracción Soxhlet para determinar el contenido de materia orgánica e inorgánica y la determinación de la gravedad API se realizó mediante la norma A.S.T.M designada como D-287.

##### 1.1 Determinación del Contenido de Materia Orgánica e Inorgánica.

Inicialmente, mediante el uso de la balanza analítica, se determinó el peso del dedal de celulosa, así como el peso del beaker. De igual manera se pesó el papel de filtro y la muestra de crudo. Los pesos de los materiales utilizados se muestran en la tabla N° 33.

**Tabla N° 33: Peso de los Materiales Utilizados**

Peso del Dedal (gr.)	Peso del Beaker (gr.)	Peso del Papel de Filtro (gr.)	Peso de la Muestra de Crudo (gr.)
2,6818	107,3634	0,8305	1,0046

Se siguió el procedimiento establecido, obteniéndose en un principio el contenido de parafinas; las cuales al circular el hexano en el equipo, se solubilizan con éste al igual que los hidrocarburos saturados. El procedimiento establece, evaporar el hexano, lo que origina igualmente, la evaporación de los hidrocarburos saturados,

debido a su alta volatilidad; quedando únicamente en el beaker las parafinas, las cuales al mezclarse con Metil-Butil-Cetona, se cristalizan.

Posteriormente, al filtrar el contenido del beaker, éstas se depositan sobre el papel filtro, permitiendo obtener por diferencia de peso con el filtro limpio, el contenido de parafinas. Luego la relación, entre el contenido de parafinas y el peso de la muestra, nos permite determinar el porcentaje que representa de la muestra analizada, dicho porcentaje se determinó mediante la ecuación N° 1 del Apéndice A.

De manera similar se determina el contenido de asfaltenos, pero a diferencia del procedimiento anterior, el solvente circulado a través del equipo fue tolueno; solvente en el cual los asfaltenos son solubles. Se evapora el solvente, permitiendo que estos se depositen en el fondo del beaker, y por diferencia de peso con el beaker vacío, determinamos el contenido de asfaltenos. De igual manera que en el caso anterior se determina el porcentaje que representa de la muestra, a través de la ecuación N° 2 mencionada en el Apéndice A.

Debido a que la materia inorgánica no es soluble en ninguno de los solventes utilizados anteriormente; ésta es retenida en el dedal. Similar a los pasos anteriores, por diferencia de peso, obtenemos el contenido de materia inorgánica, así como el porcentaje que representa de la muestra. Este se determinó a través de la ecuación N° 3, presentada en el Apéndice A.

Finalmente, el contenido de hidrocarburos saturados es determinado mediante la diferencia entre el porcentaje total de la muestra, es decir 100 %, y el porcentaje de cada uno de los componentes determinados anteriormente. Al igual que en los casos anteriores la ecuación utilizada fue presentada en el apéndice A, la cual estaba identificada como ecuación N° 4,

De todo lo anteriormente expuesto, en la tabla N° 34, se puede observar el peso final de los materiales luego de haber aplicado la metodología explicada.

**Tabla N° 34: Peso Final de los Materiales Utilizados**

Peso del Dedal (gr)	Peso del Beaker (gr)	Peso del Filtro (gr)
2,6920	107,4163	0,8643

Por lo que, al aplicar las ecuaciones N° 1, N° 2, N° 3 y N° 4, se obtienen los siguientes resultados.

$$\% \text{ Parafinas : } \left( \frac{0,8643 \text{ gr} - 0,8305 \text{ gr}}{1,0046 \text{ gr}} \right) * 100 \Rightarrow \% \text{ Parafinas : } 3,36\%$$

$$\% \text{ Asfaltenos : } \left( \frac{107,4163 \text{ gr} - 107,3634 \text{ gr}}{1,0046 \text{ gr}} \right) * 100 \Rightarrow \% \text{ Asfaltenos : } 5,26 \%$$

$$\% \text{ Materia Inorgánica : } \left( \frac{2,6920 \text{ gr} - 2,6818 \text{ gr}}{1,0046 \text{ gr}} \right) * 100 \Rightarrow \% \text{ Mat. Inorg. : } 1,01 \%$$

$$\% \text{ Hid. Sat. : } 100 \% - (3,36 \% + 5,26\% + 1,01\%) \Rightarrow \% \text{ Hid. Sat. : } 90,37 \%$$

Todos los resultados obtenidos anteriormente, se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla N° 35: Caracterización del Crudo del Pozo XM-48**

Hidrocarburos Saturados (% p/p)	Parafinas (% p/p)	Asfaltenos (% p/p)	Materia Inorgánica (% p/p)
90,37	3,36	5,26	1,01

## 1.2 Determinación de la Gravedad API del Crudo.

En el procedimiento utilizado para la determinación de la Gravedad API del crudo, no fue necesario realizar ningún tipo de cálculo; por lo que a continuación se muestran los resultados de la Gravedad API observada en la escala del hidrómetro y la temperatura de la muestra. Con estos valores, se ubicó en la tabla de corrección de la gravedad API, la gravedad corregida a 60 °F, la que finalmente es reportada. En la tabla N° 36, se muestra el resultado de la corrección.

**Tabla N° 36: Determinación de la °API**

° API Observada	Temperatura (°F)	°API @ 60°F
28,60	75	27,60

## 3. Método de Flocculación.

### 3.1 Selección de la Mejor Concentración de Crudo en la Prueba.

El procedimiento consiste en la adición de diferentes concentraciones de crudo a tubos de centrífuga que contienen hexano; este volumen a agregar en las probetas se determina mediante la ecuación N° 5.

$$V_2[\mu\text{L}] : \left( \frac{V_1(\text{ml}) * C_1 (\text{ppm})}{C_2 \left(\frac{V}{V}\right) * 10^6} \right) * 1000 \quad (\text{Ecuación N° 5})$$

A continuación se presenta un ejemplo para mostrar los cálculos realizados para determinar el volumen a agregar a los tubos de centrífuga.

Para la solución con una concentración de 20.000 ppm, la cual resultó ser la concentración a la cual se observó una deposición considerable de asfaltenos, el volumen a extraer de la solución crudo-tolueno y que posteriormente se agregaría

en el tubo de centrifuga con hexano fue de 500  $\mu\text{L}$ , como se puede observar a continuación.

$$V_2[\mu\text{L}] : \left( \frac{12,5 \text{ ml} * 20.000 \text{ ppm}}{\left( \frac{50}{100} \right) * 10^6} \right) * 1000 \Rightarrow V_2 : 500 \mu\text{L}$$

Donde, el volumen de 12,5 ml corresponde al volumen de hexano, la concentración de 20.000 ppm a la concentración requerida de crudo, (50/100) corresponde a la concentración de la solución crudo-tolueno y por último el factor para expresar la concentración en ppm.

### 3. Método Espectrofotométrico.

#### 3.1 Curva de Calibración.

El procedimiento se inicia preparando una solución patrón con una concentración de 1000 ppm (1 gr. de crudo/ 1 Lt de Tolueno). De esta solución se extraen volúmenes correspondientes a concentraciones pre-establecidas, dichas concentraciones son: 5, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 y 100 ppm. Estos volúmenes a extraer se determinan mediante la ecuación N° 6.

$$V_2 : \frac{V_1(\text{ml}) * C_1(\text{ppm})}{C_2(\text{ppm})} \quad \text{Ecuación N° 6}$$

donde:

$V_1$ : volumen de la nueva solución (100 ml)

$V_2$ : volumen a extraer de la solución patrón equivalente a la concentración establecida.

$C_1$ : concentración pre-establecida.

$C_2$ : concentración de la solución patrón.

Aplicando esta ecuación, obtenemos entonces el volumen a extraer de la solución patrón, para preparar las nuevas soluciones que nos permitirán la construcción de la curva de calibración. A continuación se presentan alguno de los resultados obtenidos.

En el caso de la solución con 5 ppm de concentración,

$$V_2 : \frac{100 \text{ ml} * 5 \text{ ppm}}{1000 \text{ ppm}} \Rightarrow V_2 : 0,5 \text{ ml}$$

En el caso de la solución con 10 ppm,

$$V_2 : \frac{100 \text{ ml} * 10 \text{ ppm}}{1000 \text{ ppm}} \Rightarrow V_2 : 1,0 \text{ ml}$$

De esta manera se determinaron todos los volúmenes a extraer de la solución patrón, estos valores se pueden observar en la siguiente tabla. También se muestra el volumen de tolueno que se debe agregar para completar los 100 ml de la solución.

**Tabla N° 37: Volumen Requerido para preparar las nuevas soluciones.**

Concentración (ppm)	Volumen extraído (ml)	Volumen de Tolueno (ml)
5	0,5	99,5
10	1,0	99,0
20	2,0	98,0
30	3,0	97,0
40	4,0	96,0
50	5,0	95,0
60	6,0	94,0
70	7,0	93,0
80	8,0	92,0
90	9,0	91,0
100	10,0	90,0



Seguidamente, se elige cualquiera de estas soluciones. En nuestro caso, se eligió la solución de 5 ppm de concentración. Se continuó con el procedimiento establecido para la determinación de la mejor longitud de onda; así como para la construcción de la curva de calibración. Se graficó absorbancia vs. concentración (ppm) y se determinó la ecuación de la recta, mediante el método de mínimos cuadrados.

Con los valores de la tabla N° 38 y con las ecuaciones N° 7 y N° 8, se determinó la ecuación de la recta.

**Tabla N° 38: Datos para la Construcción de la Ecuación de la Recta**

x	y
5	0,050
10	0,069
20	0,107
30	0,163
40	0,199
50	0,252
60	0,296
70	0,349
80	0,399
90	0,443
100	0,502

Donde los valores de "x", corresponden a la concentración de la solución expresada en ppm, y los valores de "y" corresponden a la absorbancia de cada una de las soluciones. La ecuación de la recta es  $y = mx + b$ , por lo que es necesario determinar los valores de la pendiente m y de la constante b, los cuales obtienen a través de las siguientes ecuaciones.

$$m : \frac{n(\sum xy) - (\sum x)(\sum y)}{n(\sum (x^2)) - (\sum x)^2} \quad \text{Ecuación N° 7}$$

$$b : \frac{(\sum y)(\sum (x^2)) - (\sum x)(\sum xy)}{n(\sum (x^2)) - (\sum x)^2} \quad \text{Ecuación N° 8}$$

Con los valores de la tabla y sustituyendo en las ecuaciones, se obtuvo:

$$\begin{aligned} n &: 11 \\ (\sum X) &: 555 \\ (\sum y) &: 2,829 \\ (\sum xy) &: 192,71 \\ (\sum (x^2)) &: 38525 \\ (\sum x)^2 &: 308025 \end{aligned}$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación N° 7, se determinó la pendiente

$$m : \frac{11(192,71) - (555)(2,829)}{11(38525) - (308025)} \Rightarrow m : 0,0047$$

y en la ecuación N° 8, se obtuvo el valor de b

$$b : \frac{(2,829)(38525) - (555)(192,71)}{11(38525) - (308025)} \Rightarrow b : 0,0176$$

Por lo que la curva de calibración del pozo XM-48, tiene como ecuación de la recta:

$$y : 0,0047 x + 0,0176$$

### 3.2 Evaluación de los Productos Inhibidores de la Precipitación.

Determinada la mejor concentración de crudo, se procedió a evaluar el efecto de los productos sobre la muestra de crudo. El procedimiento es similar al anterior, diferenciándose en que la solución crudo-tolueno contenía también una dosis de producto. Las dosis de producto utilizadas en esta evaluación, variaron entre 200 ppm y 600 ppm, el volumen equivalente a estas concentraciones se determinó mediante la ecuación N° 5, mencionada en el Apéndice A. En el caso de la evaluación de los productos a una dosis de 600 ppm, el volumen equivalente a esta concentración es el siguiente:

$$V_2[\mu\text{L}] : \left( \frac{10 \text{ ml} * 600 \text{ ppm}}{\left( \frac{5}{100} \right) * 10^6} \right) * 1000 \Rightarrow V_2 : 120 \mu\text{L}$$

Donde los 10 ml corresponde al volumen de la solución, los 600 ppm corresponden a la dosis de producto a utilizar, (5/100) corresponde a la concentración del producto, ya que todos estos tenían una concentración del 5% y el factor de conversión, utilizado para expresar la concentración en ppm.

### 3.3. Selección de los Productos Inhibidores de la Precipitación.

El cálculo realizado en esta etapa se basó en la determinación de la eficiencia de los productos. Con los valores de absorbancia en la ecuación de la recta de la curva de calibración, se determinaban las concentraciones de crudo, tanto del crudo tratado como la de los blancos de hexano y tolueno.

Tomando el caso del producto identificado como P<sub>2</sub>, en la evaluación de los productos N° 1 al N° 10 a una dosis de 600 ppm, el producto antes mencionado mostró una absorbancia de 1,888, el blanco con tolueno en este ensayo mostró una absorbancia de 1,893 y la absorbancia del blanco con hexano, fue igual a 1,134. Con estos valores de absorbancia, en la ecuación de la recta,

$$y : 0,0047 x + 0,0176$$

donde la variable X, representa la concentración de crudo en ppm y la variable y, representa la absorbancia reportada por el equipo espectrofotómetro. Sustituyendo en la ecuación, se obtiene:

En el caso del producto,

$$1,888 : 0,0047 X + 0,0176 \Rightarrow X : \frac{1,888 - 0,0176}{0,0047} \Rightarrow X : 397,95$$

que multiplicado por el factor de dilución, el cual es:

$$f_d : \frac{\text{Volumen total}}{\text{Volumen de muestra}} \Rightarrow f_d : \frac{10}{0,2} \Rightarrow f_d : 50$$

La concentración de la muestra de crudo tratada, es la siguiente:

$$X : 397,95 * 50 \Rightarrow X : 19.897,87$$

En el caso del blanco con tolueno,

$$1,893 : 0,0047 X + 0,0176 \Rightarrow X : \frac{1,893 - 0,0176}{0,0047} \Rightarrow X : 399,02$$

multiplicado por el factor de dilución, se tiene

$$X : 399,02 * 50 \Rightarrow X : 19.951,06$$

Finalmente en el caso del blanco con hexano,

$$1,134 : 0,0047 X + 0,0176 \Rightarrow X : \frac{1,134 - 0,0176}{0,0047} \Rightarrow X : 237,53$$

multiplicado por el factor de dilución, se tiene

$$X : 237,53 * 50 \Rightarrow X : 11.876,60$$

Determinadas estas concentraciones, podemos determinar la eficiencia del producto para inhibir la precipitación de los asfaltenos, la cual se lleva a cabo mediante la ecuación N° 9, mencionada anteriormente en el apéndice A.

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{ppm crudo trat.} - \text{ppm blanco hex}}{\text{ppm blanco tol.} - \text{ppm blanco hex}} * 100 \quad \text{Ecuación N° 9}$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{19.897,87 - 11.876,60}{19.951,06 - 11.876,60} * 100 \Rightarrow \text{Eficiencia} : 99,34\%$$

## Apéndice C

### Descripción de un Producto.

#### 1. Descripción General.

Es una mezcla sinérgica de diversos componentes orgánicos, específicamente formulada para actuar como un inhibidor de asfaltenos, previniendo así su precipitación en líneas de producción, equipos de tratamiento, equipos de bombeo; tanto en operaciones de superficie como pozo abajo. Gracias a su formulación específica, el producto es capaz de controlar la deposición de asfaltenos de todo tipo de crudos, independientemente de sus características y gravedad API.

También actúa como dispersante; siendo capaz de remover depósitos asfálticos ya formados, los cuales disminuyen considerablemente la producción de campos petroleros. Se ha determinado que se mantiene estable a temperaturas de hasta 450 °F. Estos no contienen plomo, arsénico u otros materiales que puedan ser dañinos a otros productos químicos usados en operaciones petroleras o a catalizadores en operaciones de refinación.

#### 2. Características Fisicoquímicas.

Aspecto	Líquido
Color	Ámbar Oscuro
Olor	Característico
Gravedad Especifica a 25 °C	0,830 ± 0,005
Viscosidad a 25 °C	8-20
Punto de Inflamación	> 90 °F
Solubilidad en Hidrocarburos	Total

### **3. Alimentación y Dosificación**

Para aplicaciones en superficie, se recomienda dosificar en forma continua con una bomba química y en un punto del sistema, río arriba del lugar donde comienza la deposición de asfaltenos. Para aplicaciones a fondo de pozo, se recomienda dosificar en forma continua a través de un equipo de inyección capilar; el cual debe estar ubicado a la mayor profundidad posible y lo más cerca de las perforaciones de producción.

## **Apéndice D**

### **Descripción del Espectrofotómetro**

El espectrofotómetro HACH modelo DR/2000, es un equipo controlado por microprocesador, de simple haz, apropiado para su uso en laboratorio o campo. El equipo esta precalibrado para 126 análisis colorímetros y tiene una capacidad de memoria RAM suficiente para almacenar hasta 50 calibraciones más programadas por el usuario. Se ha incorporado capacidad de memoria adicional para futuras actualizaciones.

Los resultados pueden aparecer en porcentaje de transmitancia, absorbancia, concentración o las unidades de medida apropiadas para la medida. El display digital LCD ofrece autorango automático en parámetros pre-programados, selección de lenguaje (un total de 14), guía de mensaje durante el análisis, mensaje de error o guía de problema. Incorpora un reloj que ayuda al usuario en los tiempos de reacción específico para cada análisis. Capacidad de conexión a ordenador o impresora a través de interfase RS232C comandada desde el espectrofotómetro y salida analógica 0-1 Voltio.

El espectrofotómetro puede trabajar tanto con baterías como con corriente alterna, utilizando un eliminador-cargador, suministrado con los accesorios.