

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y MANUFACTURERA**

---

**ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL FENÓMENO DE  
CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS EN POZOS  
PRODUCTIVOS DEL ZÓCALO NOROESTE  
PERUANO**

---

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO QUÍMICO**

**PRESENTADO POR:**

**FABIOLA VICTORIA LIVIA PALOMINO**

**ELENA MENDOZA SALDÍVAR**

**LIMA – PERÚ**

**2001**

*A mis padres, Victoria y Carlos  
por ser aquellos seres tan especiales,  
a quienes les debo todo lo que soy,  
y agradezco todos sus esfuerzos  
y el amor incondicional que  
siempre me han brindado;  
a mis hermanos,  
José y Carlos por ser partes de mi vida*

*A Pedro, por ser el compañero ideal,  
y brindarme su apoyo y amor  
en todo momento*

*Fabiola V. Livia Palomino*

*Con todo mi amor  
y eterno agradecimiento  
a las maravillosas  
personas  
que en todo momento están a  
mi lado brindándome apoyo y  
el inmenso amor que llevan  
en sí:  
Juan y Sabina,  
mis queridos padres.*

*Elena Mendoza Saldívar*

## INDICE GENERAL

PRÓLOGO

AGRADECIMIENTO

INTRODUCCION..... 1

### CAPITULO I: METODOLOGIA GENERAL

1.1 PLANEAMIENTO DEL PROBLEMA..... 3

1.2 OBJETIVOS..... 4

1.3 PROGRAMA GENERAL DESARROLLADO..... 4

### CAPITULO II: ANTECEDENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

2.1. PRODUCCIÓN EN PETRO-TECH PERUANA S.A..... 6  
2.1.1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN..... 7  
2.1.1.1. Energías de Producción..... 9  
2.1.1.2. Sistema de Bombeo Neumático: Gas Lift..... 10  
2.1.1.2.1. Inyección Continua..... 12  
2.1.1.2.2. Inyección Intermitente..... 12

### CAPÍTULO III: LA PARAFINA COMO PROBLEMA EN LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

3.1. COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO..... 16  
3.1.1. LAS PARAFINAS..... 17  
3.1.2. LOS NAFTENOS..... 18  
3.1.3. LOS AROMÁTICOS..... 19  
3.1.4. RESINAS Y ASFÁLTENOS..... 20  
3.1.5. COMPUESTOS ORGÁNICOS HETEROÁTOMICOS  
(NITRÓGENO, AZUFRE Y OXÍGENO)..... 21

3.1.6.	COMPUESTOS ORGANOMETÁLICOS.....	21
3.2.	CLASIFICACIÓN DEL CRUDO DE PETRÓLEO.....	21
3.2.1.	DE ACUERDO AL FACTOR DE CARACTERIZACIÓN DE WATSON.....	22
3.2.2.	SEGÚN SU DENSIDAD.....	22
3.3.	LA PARAFINA: CONCEPTOS GENERALES.....	22
3.3.1.	ESTRUCTURAS CRISTALINAS.....	23
3.3.1.1.	Parafinas.....	23
3.3.1.2.	Ceras.....	24
3.3.2.	CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS.....	25
3.3.2.1.	Solubilidad.....	25
3.3.2.2.	Densidad.....	25
3.3.2.3.	Punto de Ebullición.....	25
3.3.2.4.	Punto de Fusión.....	25
3.4.	CONDICIONES QUE FAVORECEN LA CRISTALIZACIÓN DE PARAFINA PRESENTE EN EL PETRÓLEO.....	26
3.4.1.	REDUCCIÓN DE LA TEMPERATURA.....	26
3.4.2.	VOLATILIDAD DE LOS HIDROCARBUROS LIVIANOS DEL CRUDO.....	27
3.4.3.	COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL CRUDO.....	28
3.4.4.	PRESENCIA DE EMULSIONES.....	28
3.4.5.	EMPLEO DE GAS LIFT.....	29
3.4.6.	HUMEDAD.....	29
3.4.7.	VELOCIDAD DEL FLUIDO.....	30
3.4.8.	TIEMPO.....	30
3.4.9.	PRESENCIA DE MATERIAL EXTERNO EN EL CRUDO.....	30
3.4.10.	RUGOSIDAD DEL AREA SUPERFICIAL.....	31
3.5.	PRINCIPALES PROBLEMAS TÉCNICOS EN LA PRODUCCIÓN PETROLERA ASOCIADOS A LA PRESENCIA DE PARAFINA.....	31

## CAPÍTULO IV: FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA CRISTALIZACIÓN DE PARAFINA

4.1.	TIPOS DE ENLACES EN LAS MOLÉCULAS DE PARAFINA....	33
4.2.	MECANISMO EN LA FORMACIÓN DE CRISTALES.....	34
4.3.	ESTRUCTURA DE LOS CRISTALES DE PARAFINA.....	35
4.4.	IMPERFECCIONES DEL CRISTAL.....	36

## CAPÍTULO V: TRATAMIENTOS INDUSTRIALES PARA EL CONTROL DE LA DEPOSICIÓN DE PARAFINA

5.1.	TRATAMIENTO QUÍMICO.....	38
5.1.1.	CLASIFICACIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS.....	38
5.1.1.1.	Solventes.....	39
5.1.1.2.	Inhibidores.....	42
5.1.1.3.	Dispersantes.....	45
5.1.2.	TÉCNICAS DE INYECCIÓN.....	48
5.1.2.1.	Tratamiento Continuo.....	49
5.1.2.2.	Tratamiento por Lotes.....	49
5.1.2.3.	Tratamiento Puntual.....	49
5.1.3.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN LOS POZOS DE PETRO-TECH	50
5.2.	TRATAMIENTO BACTERIOLÓGICO.....	51
5.2.1.	MECANISMO.....	52
5.2.2.	MÉTODO DE APLICACIÓN.....	52
5.3.	TRATAMIENTO TÉRMICO: HOT OIL.....	54
5.3.1.	MECANISMO.....	54
5.3.2.	DESCRIPCIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN.	55
5.3.3.	CONSIDERACIONES OPERATIVAS DEL TRATAMIENTO TÉRMICO.....	58
5.4.	TRATAMIENTO MECÁNICO: SCRAPING.....	61

5.4.1.	DESCRIPCIÓN OPERATIVA DE UN CORTE DE PARAFINA: SCRAPING .....	62
--------	--	----

## CAPITULO VI: SELECCIÓN DE LOS POZOS POR EVALUAR

6.1.	DIÁLOGOS TÉCNICOS.....	65
6.1.1.	DIÁLOGOS TÉCNICOS CON EL DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA.....	65
6.1.2.	DIÁLOGOS TÉCNICOS CON EL DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.....	66
6.2.	INFORMACIÓN ESTADÍSTICA.....	66
6.3.	CRITERIOS TÉCNICOS, EMPRESARIALES PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS BASE DEL ESTUDIO.....	69
6.3.1.	CRITERIOS EMPRESARIALES.....	75
6.3.2.	CRITERIOS TÉCNICOS.....	76
6.4.	SELECCIÓN DE LOS POZOS Y TRATAMIENTOS POR EVALUAR.....	77

## CAPÍTULO VII: CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO PRODUCIDO

7.1.	PRÓPOSITO.....	79
7.2.	METODOLOGÍA GENERAL.....	80
7.3.	PRIMERA ETAPA: TOMA DE MUESTRAS Y DATOS DE OPERATIVOS EN CAMPO.....	80
7.3.1.	METODOLOGÍA.....	80
7.4.	SEGUNDA ETAPA: PRUEBAS EXPERIMENTALES Y CÁLCULOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO.....	82
7.4.1.	METODOLOGÍA.....	82

7.5.	NATURALEZA QUÍMICA DEL CRUDO.....	83
7.5.1.	PROPIEDADES QUE DETERMINAN LA NATURALEZA PARAFÍNICA DEL CRUDO.....	83
7.5.2.	DISTRIBUCIÓN DE GRUPOS ESTRUCTURALES.....	84
7.6.	PROPIEDADES FÍSICAS DEL CRUDO.....	86

## CAPÍTULO VIII: TRABAJOS DE CAMPO: DESARROLLO Y EVALUACIÓN

8.1.	PRÓPOSITO.....	91
8.2.	METODOLOGÍA GENERAL.....	91
8.3.	TRATAMIENTO QUÍMICO.....	94
8.3.1.	POZO LO16-24.....	94
8.3.1.1.	Trabajos de Gabinete.....	94
8.3.1.1.1.	Información General.....	94
8.3.1.1.2.	Ficha Técnica.....	94
8.3.1.1.3.	Vida Productiva del Pozo.....	95
8.3.1.2.	Selección de los Productos Químicos y su Respectiva Dosificación.....	95
8.3.1.2.1.	Selección del Tipo de Producto Químico.....	97
8.3.1.2.2.	Selección de la Concentración Óptima.....	98
8.3.1.2.3.	Cálculo del Flujo de Química a ser Inyectada.....	99
8.3.1.3.	Evaluación de los Tratamientos: Químico y Mecánico.....	100
8.3.1.3.1.	Análisis de la Curva de Producción y Trabajos de Corte de Parafina.....	100
8.3.1.3.2.	Análisis de los Trabajos Experimentales Realizados durante el Tratamiento.....	105
8.3.1.3.3.	Evaluación del Programa de Operaciones de Corte de Parafina...	106
8.4.	TRATAMIENTO QUÍMICO Y TÉRMICO.....	108
8.4.1.	POZO LO16-8.....	108
8.4.1.1.	Trabajos de Gabinete.....	108
8.4.1.1.1.	Información General.....	108

8.4.1.1.2.	Ficha Técnica.....	108
8.4.1.1.3.	Vida Productiva del Pozo.....	109
8.4.1.2.	Selección de los Productos Químicos y su Respectiva Dosificación.....	109
8.4.1.2.1.	Selección del Producto Químico.....	109
8.4.1.2.2.	Selección de la Concentración Óptima.....	110
8.4.1.2.3.	Cálculo del Flujo de Química a ser Inyectada.....	112
8.4.1.3.	Evaluación en Campo.....	114
8.4.1.3.1.	Análisis de la Curva de Producción y Trabajos de Limpieza: Hot Oil y Corte de Parafina.....	114
8.4.1.3.2.	Análisis de los Trabajos Experimentales Realizados durante el Tratamiento.....	116
8.4.1.3.3.	Evaluación del Programa de Operaciones de Corte de Parafina y Hot Oil.....	117
8.5.	TRATAMIENTO TÉRMICO-QUÍMICO.....	119
8.5.1.	POZO LO7-25.....	119
8.5.1.1.	Trabajos de Gabinete.....	119
8.5.1.1.1.	Información General.....	119
8.5.1.1.2.	Ficha Técnica.....	120
8.5.1.1.3.	Vida Productiva del Pozo.....	120
8.5.1.2.	Selección de los Productos Dispersantes y su Respectiva Dosificación.....	122
8.5.1.3.	Análisis del Tratamiento de Hot Oil.....	125
8.5.1.3.1.	Evaluación del Programa de Trabajos de Hot Oil y Corte de Parafina.....	128
8.6.	TRATAMIENTO TÉRMICO.....	130
8.6.1.	POZO LO7-17R.....	130
8.6.1.1.	Trabajos de Gabinete.....	130
8.6.1.1.1.	Información General.....	130
8.6.1.1.2.	Ficha Técnica.....	130
8.6.1.1.3.	Vida Productiva del Pozo.....	131



8.6.1.2.	Trabajos Experimentales Previos al Tratamiento.....	131
8.6.1.3.	Evaluación del Tratamiento Térmico.....	134
8.6.1.3.1.	Pruebas Experimentales durante la Evaluación del Tratamiento.....	134
8.6.1.3.2.	Análisis de la Curva de Producción del Pozo y los Trabajos de Hot Oil.....	136
8.7.	TRATAMIENTO BACTERIOLÓGICO.....	141
8.7.1.	POZO LO16-14.....	141
8.7.1.1.	Trabajos de Gabinete.....	141
8.7.1.1.1.	Información General.....	141
8.7.1.1.2.	Ficha Técnica.....	141
8.7.1.1.3.	Análisis de la Producción.....	142
8.7.1.1.4.	Observaciones.....	144

## CAPÍTULO IX: ESTUDIO TERMODINÁMICO DE LA CRISTALIZACIÓN DE PARAFINA

9.1.	CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE FUSIÓN.....	145
9.1.1.	METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE FUSIÓN.....	146
9.1.1.1.	Cálculo del Perfil Corregido de Temperatura.....	147
9.1.1.2.	Balance de Materia.....	149
9.1.1.2.1.	Análisis del Crudo y Gas Producido.....	149
9.1.1.2.2.	Cálculo del Volumen Acumulado de Parafina.....	151
9.1.1.2.3.	Composición Promedio del Fluido Producido.....	152
9.1.1.3.	Equilibrio Vapor – Líquido, EVL.....	152
9.1.1.4.	Equilibrio Líquido – Sólido, ELS.....	154
9.2.	DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	155

## **CAPÍTULO X: ANÁLISIS ECONÓMICO**

10.1	INTRODUCCIÓN.....	160
10.2	DESARROLLO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	160
10.2.1.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS TRATAMIENTOS QUÍMICO Y MECÁNICO EN EL POZO LO16-24.....	161
10.2.1.1.	Criterios Considerados para el Análisis.....	161
10.3.	INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS....	166

## **CAPÍTULO XI: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN POZOS PETROLEROS CON PROBLEMAS DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINA**

11.1.	INTRODUCCIÓN.....	168
11.2.	OBJETIVOS.....	169
11.3.	CONSIDERACIONES DE BASE.....	169
11.4.	EQUIPOS, INSTRUMENTOS Y MATERIALES.....	169
11.5.	ACTIVIDADES SEGÚN LA METODOLOGÍA PROPUESTA....	171
11.5.1.	SELECCIÓN DEL POZO REPRESENTATIVO.....	172
11.5.2.	PROGRAMA DE ACTIVIDADES.....	172
11.5.3.	TOMA DE MUESTRAS.....	173
11.5.3.1.	Procedimiento Operativo.....	174
11.5.4.	CARACTERIZACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL POZO EXPERIMENTAL....	175
11.5.4.1.	Análisis Experimental.....	175
11.5.4.2.	Cuantificación de los Flujos Producidos.....	175
11.5.5.	CORRECCIÓN DEL PERFIL DE TEMPERATURA.....	176
11.5.6.	ESTIMACIÓN TEÓRICA DE LA COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO EN FONDO DE POZO.....	177
11.5.6.1.	Procedimiento Matemático.....	177

11.5.6.2.	Reconstitución de la Composición del Petróleo Correspondiente a las Condiciones de Fondo de Pozo.....	177
11.5.6.3.	Determinación de las Características Físicas.....	178
11.5.7.	SELECCIÓN DEL PRODUCTO QUÍMICO.....	178
11.5.7.1.	Selección Preliminar.....	178
11.5.7.2.	Ensayos Experimentales para la Selección del Producto Químico y su Dosificación Óptima.....	178
11.5.8.	TRABAJOS EXPERIMENTALES EN EL POZO SELECCIONADO.....	179
11.5.8.1.	Determinación del Sistema de Inyección.....	179
11.5.8.2.	Seguimiento del Tratamiento Químico en el Pozo Seleccionado....	182
11.5.9.	DECISIONES FINALES.....	182
11.5.10.	APLICACIÓN GENERAL DE LOS RESULTADOS.....	183
 <b>CAPÍTULO XII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>184</b>

## ANEXOS

A.	BASE DE DATOS EMPLEADOS EN EL ANÁLISIS ESTADÍSTICO	
A.1.	OPERACIONES DE CORTE DE PARAFINA.....	190
A.2.	PRODUCCIÓN.....	193
A.3.	FORMACIONES GEOLÓGICAS.....	196
B.	PROPIEDADES FÍSICAS EMPLEADAS EN LA CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO	
B.1.	DESTILACIÓN DEL CRUDO.....	198
B.2.	CÁLCULO DE LA TEMPERATURA VOLUMÉTRICA DEL PUNTO DE EBULLICIÓN.....	198
B.3.	CÁLCULO DE LA TEMPERATURA MEDIA PONDERADA DEL PUNTO DE EBULLICIÓN.....	199
C.	CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO	
C.1.	DETERMINACIÓN DE LOS PRINCIPALES PARÁMETROS DE CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.....	201
C.1.1.	Densidad API.....	201
C.1.2.	Peso Molecular.....	202
C.1.3.	Factor de Caracterización de Watson.....	202
C.1.4.	Índice de Refracción.....	203
C.1.5.	Constante de Viscosidad-Gravedad.....	206
C.2.	DETERMINACIÓN DE LA NATURALEZA QUÍMICA DEL CRUDO.....	207

F.	CÁLCULO DEL PERFIL CORREGIDO DE TEMPERATURA DE LA PARED DEL POZO CONSIDERANDO LA INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA DEL GAS LIFT	
F.1.	CALOR TRANSFERIDO POR CONVECCIÓN.....	226
F.1.1.	Cálculo del Coeficiente de Transferencia de Calor.....	227
F.1.1.1.	Cálculo del Número de Reynolds.....	227
F.1.1.2.	Cálculo del Número de Prandtl.....	228
F.2.	DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS LIFT.....	230
F.2.1.	Viscosidad.....	230
F.2.2.	Calor Específico.....	230
G.	COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN.....	
G.1.	ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL PRODUCIDO	234
G.2.	ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO.....	235
G.3.	ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN DE LA PARAFINA.....	236
H.	EQUILIBRIO LÍQUIDO-VAPOR.....	237
I.	EQUILIBRIO LÍQUIDO-SÓLIDO	
I.1.	MÉTODO DE WON.....	240
I.1.1	Cálculo del Volumen Molar.....	242
I.1.2.	Cálculo de la Temperatura de Ebullición.....	243
I.2.	MODELO DE HANSEN.....	244

C.2.1.	Correlación Matemática API.....	207
C.2.2.	Método Experimental en la Determinación de Grupos Estructurales.....	208
C.2.2.1.	Contenido de Parafina Precipitable en el Crudo.....	208
C.2.2.2.	Método de Cromatografía Líquida-Columna de Adsorción.....	210
C.2.2.2.1.	Determinación del Tipo de Hidrocarburos en la Fracción destilada de petróleo Método UOP 273.....	210
C.2.2.2.2.	Método Estándar para la Separación del Residuo de Destilación en Cuatro Fracciones.....	212
D.	<b>PROPIEDADES FÍSICAS DEL CRUDO</b>	
D.1.	AGUA Y SEDIMENTOS.....	216
D.2.	VISCOSIDAD.....	217
D.3.	PUNTO DE NIEBLA.....	219
D.4.	POUR POINT.....	221
E.	<b>PRUEBAS REALIZADAS EN LA ETAPA DE EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS</b>	
E.1.	POUR POINT.....	222
E.2.	VISCOSIDAD.....	225
E.3.	PRUEBA DE DISPERSANCIA.....	225

11.5.6.2.	Reconstitución de la Composición del Petróleo Correspondiente a las Condiciones de Fondo de Pozo	177
11.5.6.3.	Determinación de las Características Físicas.....	178
11.5.7.	SELECCIÓN DEL PRODUCTO QUÍMICO.....	178
11.5.7.1.	Selección Preliminar.....	178
11.5.7.2.	Ensayos Experimentales para la Selección del Producto Químico y su Dosificación Optima.....	178
11.5.8.	TRABAJOS EXPERIMENTALES EN EL POZO SELECCIONADO.....	179
11.5.8.1.	Determinación del Sistema de Inyección.....	179
11.5.8.2.	Seguimiento del Tratamiento Químico en el Pozo Seleccionado.....	182
11.5.9.	DECISIONES FINALES.....	182
11.5.10.	APLICACIÓN GENERAL DE LOS RESULTADOS.....	183
CAPÍTULO XII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		184

## PRÓLOGO

Cuando se inicia la etapa de producción de un yacimiento petrolífero, los fluidos se encuentran en estado de equilibrio termodinámico estable, el cual puede ser afectado por la formación de materiales sólidos orgánicos tales como la parafina. Generalmente los problemas de deposición de parafina in situ, se deben al enfriamiento del reservorio y del pozo a medida que avanza la vida productiva. Cuando esta temperatura alcanza niveles por debajo del punto de fluidez del petróleo, se inicia el fenómeno de deposición de parafina. Los depósitos se forman desde la cara de la formación hasta la superficie e invaden la sarta de producción y otras instalaciones.

Las obstrucciones que forman los depósitos disminuyen la permeabilidad del yacimiento, y generan una contra-presión sobre el yacimiento con las consiguientes bajas en los volúmenes de producción.

Para reducir el problema es necesario identificar y caracterizar los mecanismos que producen la precipitación, como también, determinar la composición de los depósitos. Luego de minuciosas investigaciones y ensayos en laboratorio y buen número de aplicaciones prácticas, se podrá decidir que método ha de ser el más efectivo para remover la parafina o minimizar su depósito.

La presente Tesis se ha desarrollado teniendo como campo de operaciones, la zona petrolífera de la empresa PETRO-TECH PERUANA S.A., ubicada en el Noreste del Perú, cuyos reservorios son altamente parafínicos y sus pozos en explotación se encuentran en etapa de depletación.

Muchas son las técnicas para atender este problema, las que se pueden agrupar en técnicas de prevención (inyección de químicos, bacterias, herramientas magnéticas o de aislamiento, etc.) y técnicas de limpieza (fluidos calientes, químicos ó raspadores mecánicos). Generalmente estas técnicas se aplican de



manera asociada, es decir prevención-limpieza, aunque determinadas literaturas aseguran que ciertas técnicas preventivas eliminan el problema de deposición, pero la práctica demuestra que ellas la minimizan y que transcurrido cierto tiempo hay que recurrir a una operación de limpieza.

Justamente el objetivo final de la presente Tesis, ha sido el de optimizar la dosificación de los productos químicos que habitualmente se inyectan en los campos petroleros nombrados a fin de espaciar los períodos de limpieza, considerando los altos costos operativos que demanda esta última técnica, como se demuestra en el análisis económico elaborado en esta Tesis.

No haré énfasis en lo referente a las limitaciones en las cuales tuvieron que desarrollarse todas las actividades experimentales programadas. Las Tesistas han realizado un interesante trabajo, que sumado a las experiencias adquiridas, concluyen su Tesis con una original propuesta que han denominado “Metodología Para la Aplicación y Evaluación de los Tratamientos Químicos en Pozos Petroleros con Problemas de Precipitación de Parafina”, que ponen a disposición y ensayo de las empresas petroleras que tengan problemas de deposición de parafinas en la tubería de producción, encarándolo con técnicas ingenieriles, cuando se trate de optimizar la inyección de productos químicos inhibidores.

Gilberto García  
Asesor

Lima-Perú, Julio del 2000

## **AGRADECIMIENTO**

Este trabajo de Tesis no hubiera sido posible sin el apoyo incondicional de un excelente profesional y amigo, Gilberto García Gallosa, quien nos dignó siendo nuestro asesor, guiándonos y alentándonos en todo momento para alcanzar el primer logro en nuestra vida profesional.

Deseamos expresar nuestra gratitud a PETRO-TECH PERUANA S.A, por permitirnos acceder a sus campos, otorgándonos la confianza necesaria para la realización de este estudio. Esta Empresa coordinó con el C.A.R.E.C., PETROPERÚ y nuestra facultad, la Facultad de Ingeniería Química y Manufacturera de la UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA, para ofrecernos aquellas facilidades de las que no disponía.

Es nuestro deseo mencionar a las personas que nos brindaron su apoyo y experiencias de manera desinteresada, sin las cuales no habiéramos alcanzado los objetivos trazados en este trabajo: Rigoberto Francia, John Meyers, Jorge Correa, Julia Salinas, Luis Yáñez, Oscar Nieto, Rolando Rosas, Arnulfo Ramírez, Susy Roncal, y todas aquellas personas que de una u otra manera colaboraron en el presente trabajo.

## INTRODUCCIÓN

El petróleo producido en los campos petrolíferos del Noroeste Peruano, del tipo HCT, presenta una naturaleza altamente parafínica, por lo cual durante las operaciones de producción se presentan dificultades debido a la acumulación de depósitos de parafina en las instalaciones del sistema de producción.

La acumulación de parafina ocasiona pérdidas económicas debido a la disminución del volumen de petróleo producido y la aplicación de costosos tratamientos, los cuales tienen por finalidad prevenir ó remediar el problema.

La elección y aplicación adecuada del tratamiento de control de la deposición de parafina garantizarán su eficiencia y por consiguiente la reducción de pérdidas en costos operativos. Para el diseño del sistema de aplicación de un tratamiento determinado y su evaluación es imprescindible conocer las propiedades y características del petróleo de la zona así como las condiciones operativas manejadas en producción. La propiedad de mayor incidencia es la temperatura de fusión correspondiente a la composición del fluido antes de iniciar su recorrido por el pozo, por ser la que define la profundidad a la que se inicia la precipitación de parafina.

El presente Trabajo-Tesis ha sido desarrollado en dos etapas: experimental y analítica.

En la etapa experimental se llevaron a cabo ensayos en laboratorio y pruebas de campo para la aplicación de los tratamientos en cada uno de los pozos seleccionados en el estudio. Todas las acciones que se realizaron en esta etapa estuvieron delimitadas por la política de la empresa en el manejo de los tratamientos, así como dificultades en la disposición de un laboratorio debidamente implementado, lo que condujo a aplicar los tratamientos sobre la base de los resultados de las pruebas realizadas con el petróleo obtenido en

superficie, y las acciones ejecutadas en campo en función de los trabajos programados por la empresa.

En la segunda etapa se aplican procedimientos matemáticos para el cálculo termodinámico de la composición y punto de fusión del petróleo a las condiciones de fondo de pozo. Este cálculo se realiza para un pozo representativo.

Las unidades empleadas en el desarrollo de la presente Tesis corresponden al sistema de unidades inglesas, admitido mundialmente por la industria del petróleo.

Sobre la base de los resultados obtenidos se propone una metodología útil para la elección y evaluación del tratamiento químico con el fin de controlar el problema de precipitación de parafina en un pozo productor de petróleo.

# CAPÍTULO I: METODOLOGÍA GENERAL

## 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El presente Trabajo de Tesis ha sido desarrollado sobre la base de datos obtenidos de los campos de producción de la empresa Petro-Tech Peruana S.A., la cual opera en el Lote Z-2B ubicada costa afuera en el Noroeste del Perú.

Las operaciones de producción están afectadas directamente por la precipitación de parafina, problema que resulta comúnmente del enfriamiento y la consiguiente precipitación de hidrocarburos de alto peso molecular durante su paso del reservorio hacia la superficie.

La severidad de la naturaleza del problema puede predecirse a partir de una composición aproximada de los compuestos hidrocarbonados con un número de carbono mayor a  $C_{10}^+$  y de los principios del equilibrio termodinámico para las fases vapor- líquido- sólido.

Actualmente esta empresa recurre a la aplicación de tratamientos: preventivo cuya aplicación es continua, tal es el caso del tratamiento Químico; y de remediación, los cuales son esencialmente trabajos de limpieza como la Operación de Corte de Parafina (Scraping) y la Inyección de Aceite Caliente (Hot Oil).

Para la realización del análisis de cristalización en la tubería de producción de un pozo productor, es necesario conocer la composición y propiedades del crudo a las condiciones del fondo de pozo; las características de la parafina precipitada a lo largo de la tubería de producción; las condiciones existentes durante la

surgencia del crudo a la superficie, tales como perfiles de temperatura y presión, y la evaluación de factores relacionados a la naturaleza del crudo y a las condiciones operativas, que influyen directamente en el problema.

En el desarrollo de este estudio, se encontraron limitaciones para la realización de ciertas pruebas de laboratorio, así como el acceso a equipos adecuados para la obtención de muestras representativas de crudo y parafina sólida en zonas profundas de la tubería de producción, ambos requerimientos necesarios en la obtención de datos específicos para su procesamiento en los modelos matemáticos empleados.

## 1.2. OBJETIVOS

1. Estudio termodinámico del proceso de cristalización de la parafina presente en el petróleo a las condiciones del fondo de pozo mediante el análisis del equilibrio Vapor- Líquido- Sólido.
2. Estudio teórico-experimental de los tratamientos aplicados en la industria petrolera peruana con el fin de minimizar la cristalización de parafina.
3. Propuesta de metodología para la optimización del tratamiento químico de inhibición.

## 1.3. PROGRAMA GENERAL DESARROLLADO

El Trabajo-Tesis ha sido realizado siguiendo una Metodología que agrupa en forma ordenada y simplificada las acciones llevadas a cabo en cada una de las siguientes etapas:

### 1. Investigación Bibliográfica.

- Búsqueda de la información bibliográfica científico-técnica referente al tema de Cristalización de la Parafina durante el proceso de producción de pozos petroleros.

- Estudio de las principales técnicas con aplicación industrial para inhibir y remediar el fenómeno de cristalización en el tubo de producción.

## 2. Recopilación de la Información Técnica Base.

### 2.1. Diálogos Técnicos.

- Reuniones periódicas con los ingenieros que operan en los campos petroleros: Geología, Producción, Diseño y Mantenimiento de Pozos.

### 2.2. Estudio y Análisis de la Información Técnica de los Pozos Seleccionados.

## 3. Ensayos Experimentales- Trabajos de Laboratorio.

### 3.1. Elaboración del Programa de Ensayos Experimentales

- Comprende la identificación de todos los ensayos experimentales por realizar.
- Identificación de la disponibilidad de los equipos, materiales y demás facilidades.

### 3.2. Desarrollo del Programa de Ensayos.

Corresponde a las actividades en laboratorio. Se estudian y analizan los resultados parciales y totales de acuerdo a los procedimientos normalizados. Los conocimientos teóricos-científicos y tecnológicos son la base para el análisis e interpretación de los resultados obtenidos.

## 4. Trabajos en Campo

### 4.1. Elaboración del Programa de trabajos en Campo.

### 4.2. Desarrollo de los trabajos en campo.

## 5. Trabajo de Gabinete

Comprende el procesamiento de la información técnica y elaboración del documento de Tesis.

## CAPÍTULO II: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

### 2.1. PRODUCCIÓN EN PETRO-TECH PERUANA S.A.

Petro-Tech es una de las tres principales empresas productoras de petróleo en el Perú. Opera el Lote Z-2B ubicado costa afuera en el Noroeste del Perú, y está conformada por 400 000 hectáreas. Corresponde a la costa de las provincias de Talara, Paita y Piura del Departamento de Piura, Región Grau. Petro-Tech produce alrededor de 13 800 barriles de petróleo y 70 millones de pies cúbicos de gas natural al día.

La explotación de las áreas que opera Petro-Tech se realiza costa afuera mediante la perforación de pozos desde plataformas sentadas y fijadas en el suelo marino a profundidades que varían de 50 a 390 pies.

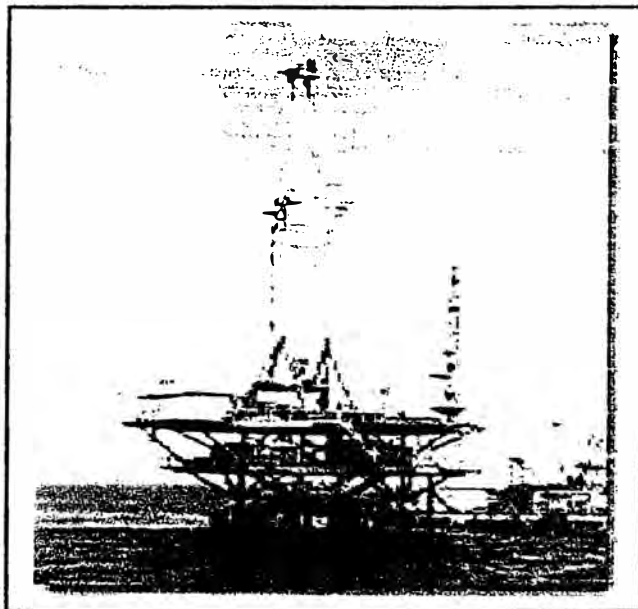


FOTO 1. VISTA DE UNA PLATAFORMA EN EL NOR-OESTE PERUANO

El mecanismo de producción de los pozos es de gas disuelto en el petróleo por lo que su vida productiva surgente es corta. Esto implica que al corto tiempo de puesto en producción, el pozo necesite la ayuda de una instalación



de levantamiento artificial con gas. Así el 90% de los pozos producen con bombeo neumático.

El petróleo y gas extraído es transportado a través de oleoductos y gaseoductos submarinos desde las diferentes plataformas hacia tierra donde son almacenados en puntos de recolección y transferidos a través de un oleoducto/gaseoducto principal hacia un punto de fiscalización y venta<sup>1</sup>.

### 2.1.1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Un sistema de producción comprende: el reservorio, los pozos y las instalaciones superficiales<sup>2</sup>. En la Figura 2.1 se muestra la instalación típica de un pozo. Las partes más importantes están constituidas por: la cabeza del pozo, la línea de flujo, la tubería de recubrimiento o forros, la tubería de producción, la columna de cemento que rodea el tubo de recubrimiento, el empaquetador y el reservorio<sup>3</sup>. Existen otras partes como la tubería superficial de recubrimiento y la tubería de recubrimiento intermedio.

En la completación<sup>4</sup> de un pozo petrolero, es necesario considerar y estudiar los siguientes parámetros<sup>5</sup>:

- Profundidad del pozo
- Nivel del fluido producido en el pozo
- Relaciones gas/líquido (RGL, GOR) actuales y previstas
- Problemas de depósito de arena y parafina
- Desviación del agujero o verticalidad
- Diámetro de la tubería de revestimiento
- Relación del comportamiento de la entrada de flujo actual y futura (índice de productividad o potencial del pozo)

<sup>1</sup> Dpto. de Producción, Petro-Tech Peruana S.A. (Ref. 38-pp. 1- 4)

<sup>2</sup> Nind. (Ref. 29 -pp.17)

<sup>3</sup> Reservorio: formación geológica de donde proviene el petróleo.

<sup>4</sup> Completación: instalación del pozo.

<sup>5</sup> Nind. (Ref.29 - pp.19)

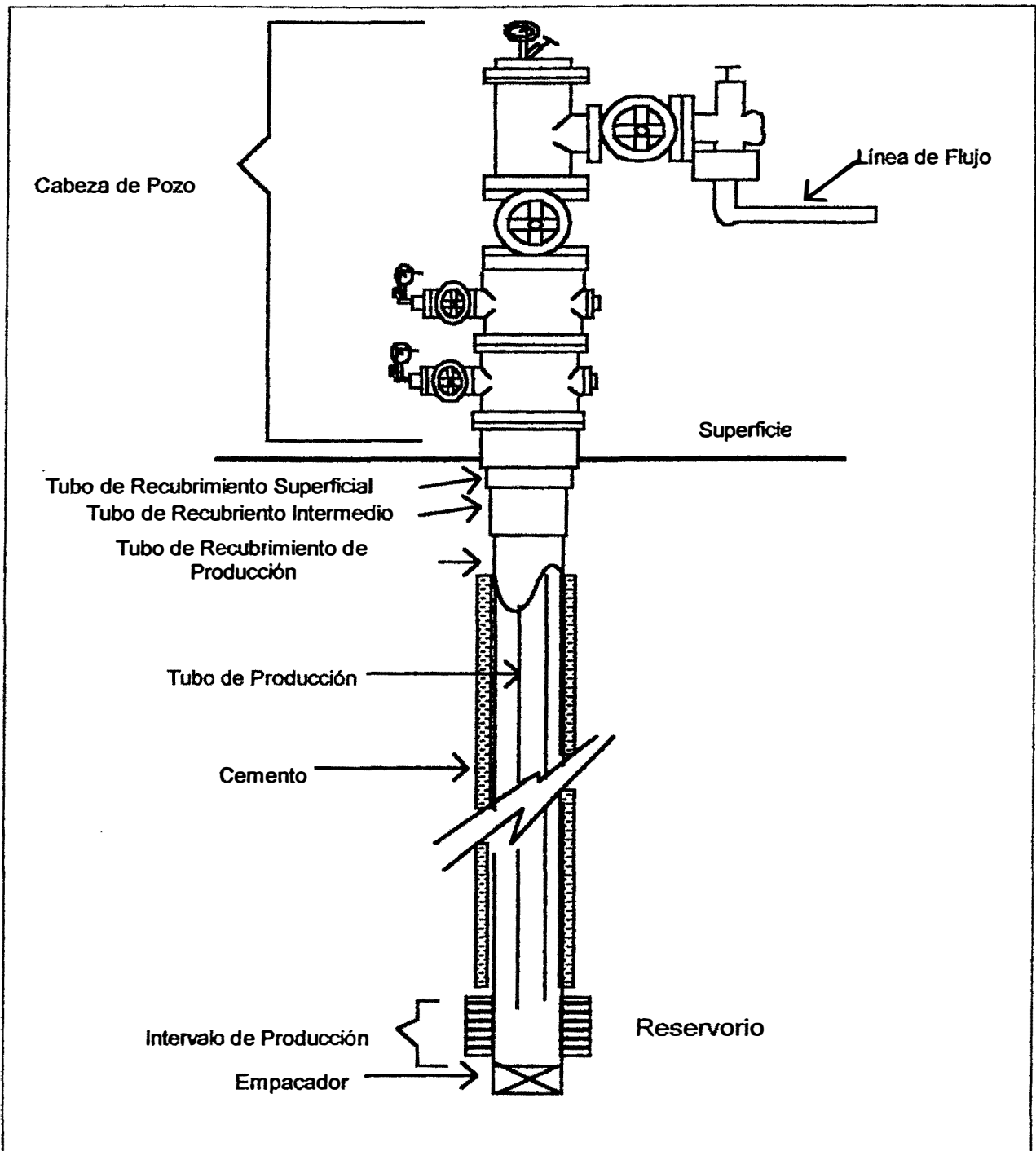


FIGURA 2.1. COMPLETACIÓN TÍPICA DE UN POZO PETROLERO

- Presión de la formación y declinación de dicha presión
- Planes de recuperación secundaria
- Vida futura y producción acumulativa estimada
- Disponibilidad de gas a alta presión
- Dificultad de la reparación (por ejemplo, en terminaciones marinas)
- Viscosidad del aceite
- Relaciones agua/aceite, actuales y estadísticas de las relaciones futuras
- Criterios económicos y de beneficios, como guía para fijar las políticas y necesidades de la compañía.

#### 2.1.1.1. Energías de Producción

Dependiendo de la energía que posea el reservorio explotado, los pozos pueden ser: fluyentes o no fluyentes. Para este último caso los pozos requieren una terminación con instalaciones adicionales que proporcionen las condiciones de operación más convenientes.

##### a) Pozos Fluyentes

Los pozos fluyentes son aquellos cuyo reservorio posee una presión tan alta que le confiere al crudo la energía necesaria para ascender hasta la superficie.

##### b) Pozos No Fluyentes

Cuando el pozo deja de fluir por su propia energía hasta la superficie, es necesario proporcionarle esa energía necesaria. Para ello se utilizan diferentes sistemas de bombeo tales como: motores, generadores o compresores. La transmisión de esta energía se realiza mediante unidades: varilla, cables eléctricos<sup>6</sup>, gas ó fluidos a alta presión, siendo los sistemas de producción:

- Sistema de Bombeo Neumático
- Sistema de Bombeo Hidráulico
- Sistema de Bombeo Mecánico

---

<sup>6</sup> Petróleos del Perú (Ref. 35, pp. 3-1)

### **2.1.1.2. Sistema de Bombeo Neumático: Gas Lift ó Gas de Levantamiento**

Este tipo de producción es el más empleado, en el área productiva de Petro-Tech Peruana S.A. Por su incidencia en la formación de cristales de parafina es necesario explicar sus modalidades de aplicación en el campo. Este método de extracción emplea gas a alta presión para desplazar el fluido (petróleo) acumulado en la tubería de producción desde el punto de inyección de gas hacia la superficie.

Hay dos tipos básicos de inyección de gas lift: Inyección Continua e Intermitente, las cuales son empleadas dependiendo de las características de producción del pozo.

En los siguientes párrafos mencionaremos los instrumentos y equipos importantes en una instalación de Gas Lift.

#### **a. Válvulas de Gas Lift**

Los dos propósitos principales de las válvulas de gas lift son: la carga de gas a una presión adecuada para el levantamiento de la columna de petróleo y la variación en la inyección de gas a una velocidad y presión de acuerdo al nivel de fluido recuperado de tal manera que permita mantener constante la producción.

#### **b. Válvulas de Operación y Descarga de Gas Lift**

La válvula operativa en una instalación de gas lift se encuentra ubicada en la zona más profunda de la tubería de producción, por encima de los empacadores que aíslan el gas lift del reservorio, y que se abre cada ciclo.

Las válvulas superiores o de descarga son usadas para descargar un pozo en el punto deseado de inyección de gas, y su uso dependerá de la columna de petróleo a levantar.

**c. Instalaciones en la Cabeza de Pozo**

Sobre la cabeza del pozo se localiza el choke o estrangulador, válvula que regula la velocidad de gas dentro de un sistema de baja presión, mediante la reducción del diámetro de la línea de flujo del gas de inyección.

La estructura de la cabeza de pozo está diseñada para prevenir la inyección excesiva de gas, para contrarrestar una velocidad decreciente del fluido (producido debido al taponamiento de la tubería de producción por los depósitos de parafina.

**d. Línea de Flujo**

La línea de flujo es la tubería por donde ingresa el gas lift, presenta una longitud igual o mayor que el tubo de producción. La línea de flujo debe mantenerse limpia de parafina y otras deposiciones para prevenir una presión excesiva de retorno de gas.

**f. Sistema de Registros de Presión “Dos – Lapiceros”**

Los registros de presión “Dos lapiceros” o usualmente llamados Cartas de Registro son necesarios en las operaciones de una instalación de gas lift. Un registro de las presiones de la cabeza de pozo, de la tubería de producción y de la inyección de gas en el tubo de recubrimiento, son de suma importancia durante la producción de petróleo. Un registro de estas presiones ayuda a detectar problemas como baja presión en la línea de inyección del gas.

**g. Controlador del Ciclo de Operación para la Descarga de una Instalación Intermitente**

En el sistema de inyección de gas lift intermitente se emplea un controlador del ciclo de operación, el cual es ajustado para obtener una óptima producción a una frecuencia de ciclo de inyección del gas.

**2.1.1.2.1. Inyección Continua**

El gas lift con flujo continuo es similar al flujo natural. Las operaciones de flujo continuo consisten en una inyección controlada de gas de alta presión en una columna de fluido ascendente para causar el ascenso del punto de inyección de gas a la superficie, obteniendo así una presión fluyente de fondo de pozo que proporcione una velocidad de producción deseada.

**2.1.1.2.2. Inyección Intermitente**

La operación de inyección de gas en forma intermitente es usada para bajos volúmenes de producción, el cual es el caso de los pozos productores de Petro-Tech. Este sistema se instala cuando un pozo registra bajos valores en las siguientes variables: Presión de fondo de pozo, Volumen de producción, Velocidad de producción, Nivel de fluido.

La inyección intermitente esta dada por ciclos de producción. Cada uno de ellos comprende el tiempo de inyección de gas y el tiempo de producción del fluido. Lo óptimo es obtener el máximo volumen de fluido con un mínimo número de ciclos.

Un ciclo completo de operación de inyección intermitente (Figura 2.2), es el tiempo comprendido entre dos inyecciones de gas.

Existen varios tipos de instalaciones para este método de extracción, tales como: la instalación para producir con cámara de acumulación, las instalaciones de diámetro reducido o concéntrico, e instalaciones que son modificaciones de otras, para su adaptación a las condiciones de operación, en el caso particular de Petro-Tech, que produce bajo la modalidad de Inyección Intermitente, se ha adaptado un tipo peculiar de instalación, llamado BLT<sup>7</sup>. En la Figura 2.3 se muestran los tipos de instalaciones.

A los pozos que producen bajo el sistema de inyección de gas lift continuo e intermitente, también suele adicionárseles un émbolo viajero o plunger lift, cuando no se dispone en el pozo productor de la energía suficiente para elevar los fluidos hasta la superficie.

A esta aplicación se le puede dar un uso adicional, en el caso de los pistones especiales para limpieza del tubo de producción, que además de ayudar a la extracción, rascan las paredes en su continuo paso a través de la tubería productora, evitando así que ocurra la deposición de parafina en la superficie interna.

---

<sup>7</sup> BLT: Bottom Length Tubing, Tubería empleada en pozos profundos.

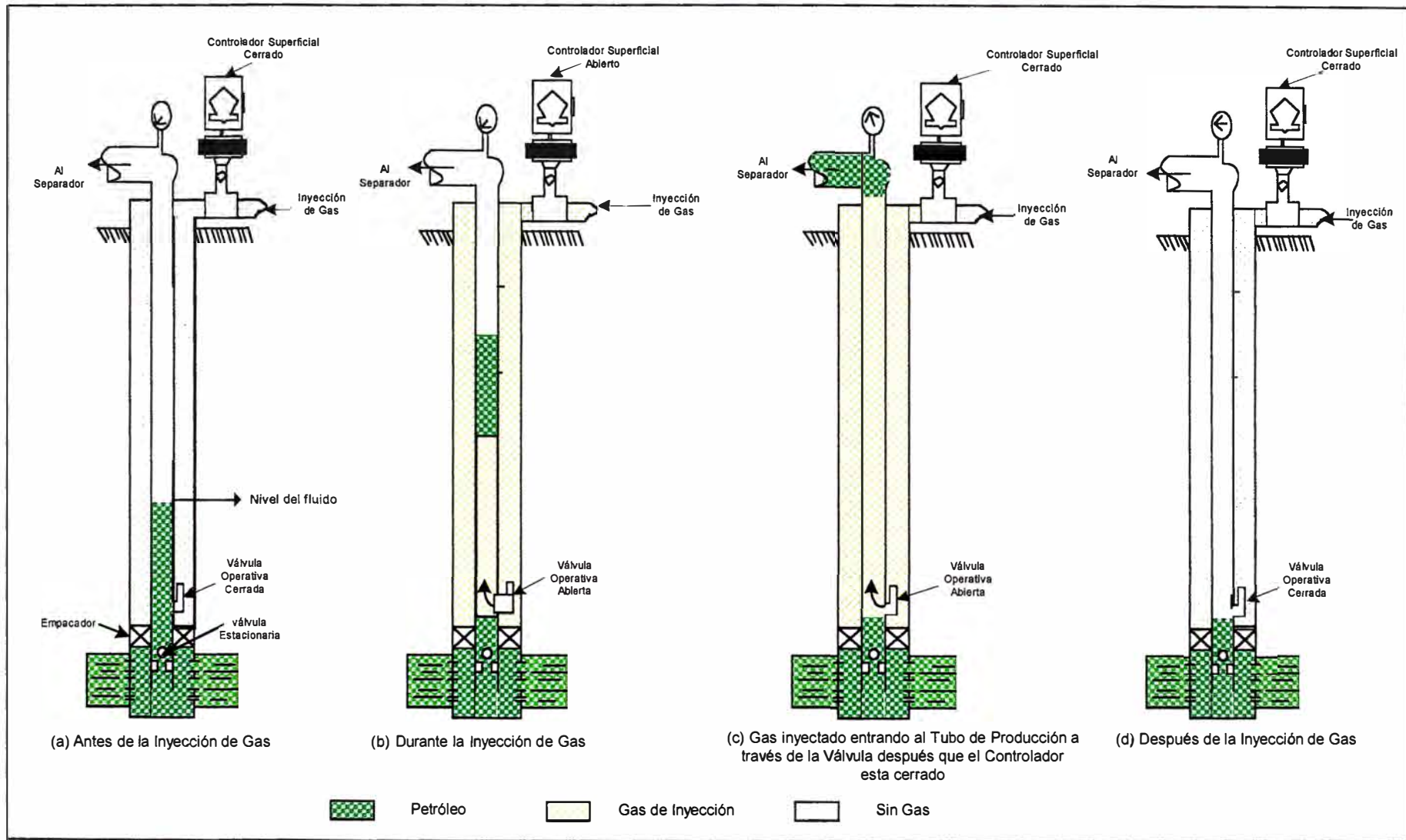


FIGURA 2.2. Ciclo de Operación del Sistema de Gas Lift Intermitente para Instalación Convencional Cerrada



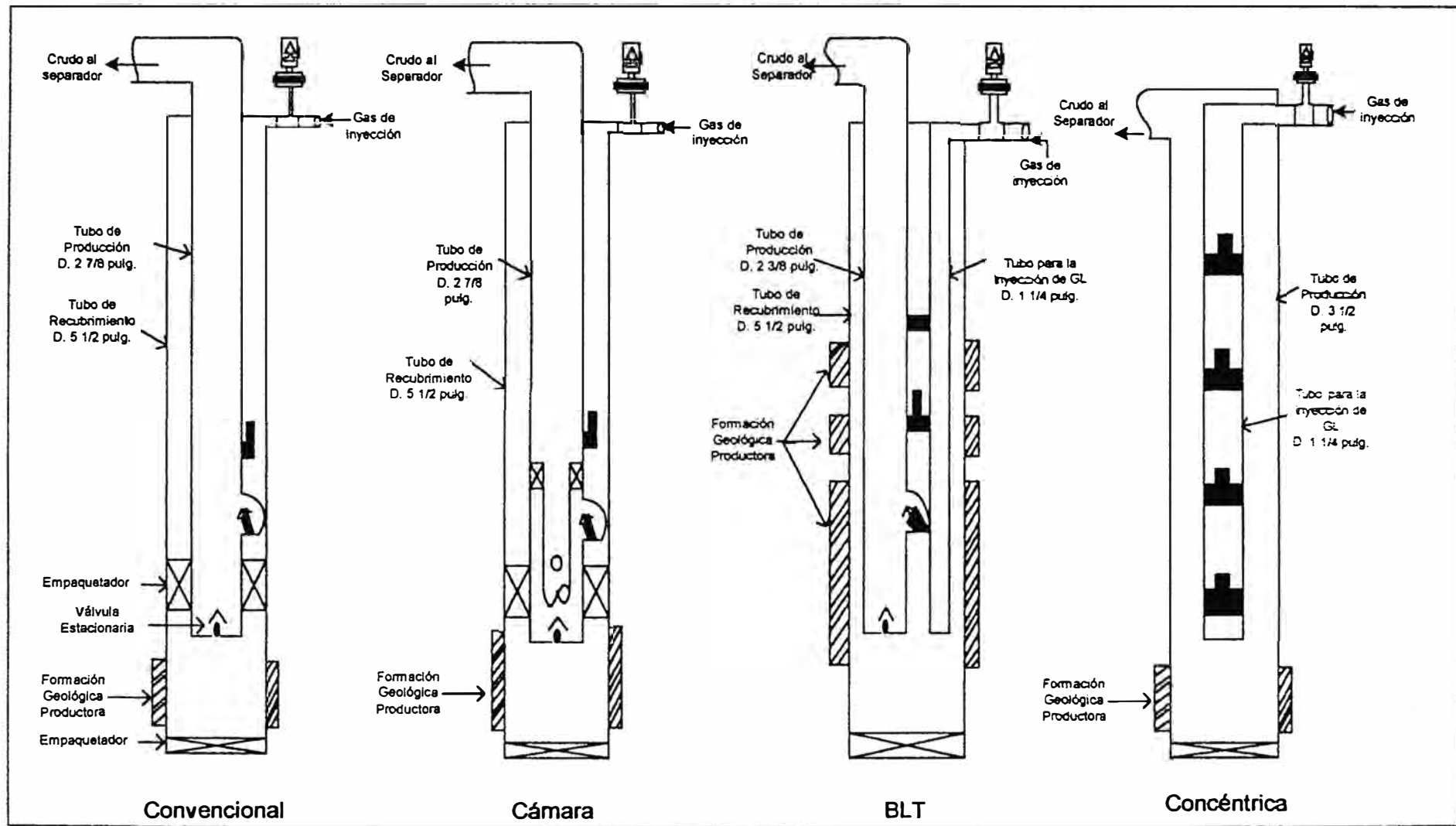


FIGURA 2.3. Tipos de Instalaciones de Gas Lift

## CAPÍTULO III: LA PARAFINA. COMO PROBLEMA EN LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

En este capítulo se exponen importantes conocimientos fundamentales y necesarios para el desarrollo del Tema-Tesis como son: la composición del petróleo y sus características, causas y consecuencias del problema de deposición de parafina en los pozos productores.

### 3.1. COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO

El petróleo es una mezcla de varias sustancias, principalmente compuestos de sólo dos elementos: Carbono e Hidrógeno, llamados hidrocarburos. A partir de procesos de separación física se pueden extraer del petróleo varios productos tal como el gas licuado de petróleo, gasolina, kerosene, gasóleo, aceite combustible, aceites lubricantes, ceras entre otros.

Las proporciones de los diferentes compuestos presentes en el petróleo varían según su formación geológica de origen.

Existen cuatro grupos principales presentes en el crudo de petróleo: los compuestos puros constituidos por las parafinas, naftenos, aromáticos; y los compuestos mixtos, resinas y asfáltenos. En adición a estos cuatro grupos, el crudo de petróleo contiene compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno y compuestos organometálicos ( Ni, Va).

En la Figura 3.1 se representa la distribución de los grupos presentes en el petróleo.

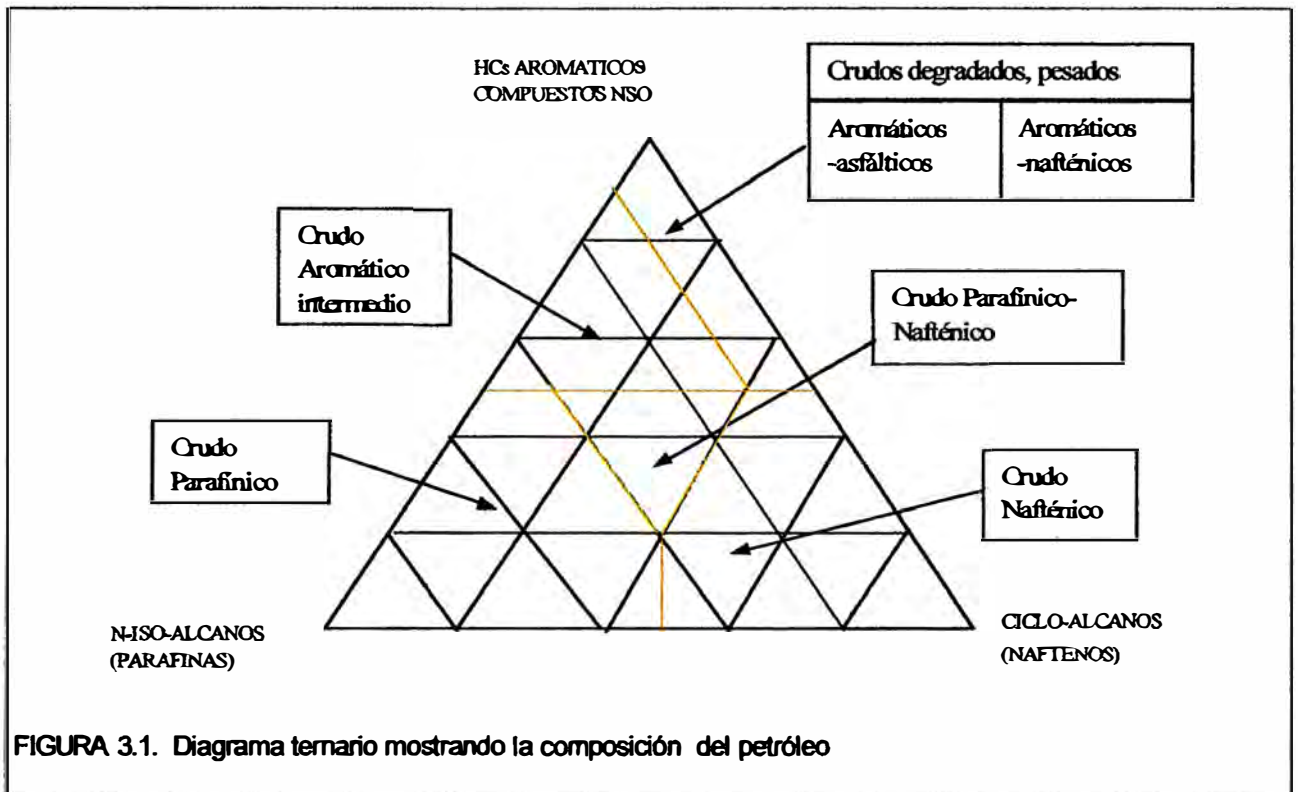


FIGURA 3.1. Diagrama ternario mostrando la composición del petróleo

### 3.1.1. LAS PARAFINAS

Denominadas también alcanos. Tienen la fórmula general  $C_nH_{2n+2}$ . La molécula más simple y liviana de la serie parafínica es el gas metano, con la fórmula  $CH_4$ . Las parafinas con número de átomos de carbono menor a cinco se encuentran en estado gaseoso a condiciones normales de temperatura y presión. En adición al metano, las parafinas en estado gaseoso incluyen etano, propano y butano. Por simplicidad, estas son llamadas parafinas con número de carbonos de  $C_1$  a  $C_4$ . De  $C_5$  a  $C_{15}$ , las parafinas se presentan en estado líquido a temperatura y presión normales y las moléculas con número de carbonos mayores a  $C_{16}$  son extremadamente viscosas y pueden encontrarse como cera sólida.

Existen dos tipos básicos de moléculas de parafina en la serie. Estos tienen la misma composición química, una consiste de moléculas de cadenas lineales y la otra de moléculas ramificadas, llamadas isoparafinas.

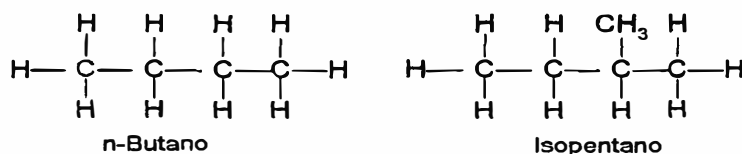


FIGURA 3.2. Estructura de las parafinas

### 3.1.2. LOS NAFTENOS

Es el segundo grupo de hidrocarburos importantes encontrados en el crudo, conocidos como cicloalcanos.

Parecidos a las parafinas, los naftenos son hidrocarburos saturados. Presentan estructuras de moléculas con anillo cerrado con la fórmula general  $C_nH_{2n}$ . Los naftenos se reportan como átomos de carbono de tres a más de treinta átomos de carbonos en los anillos.

El ciclopentano,  $C_5H_{10}$ , con un anillo de cinco átomos de carbono y el ciclohexano,  $C_6H_{12}$ , con un anillo de seis átomos de carbono son naftenos encontrados comúnmente en el crudo (Figura 3.3).

La mayoría de los crudos contienen cantidades similares de naftenos y parafinas. Juntos estos hidrocarburos saturados hacen más del 60% en la mayoría de los crudos.

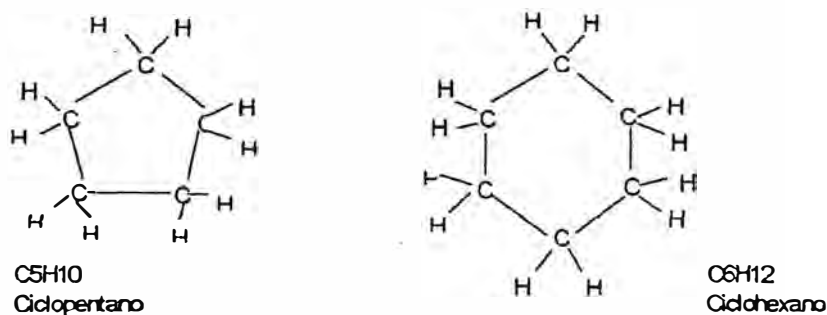


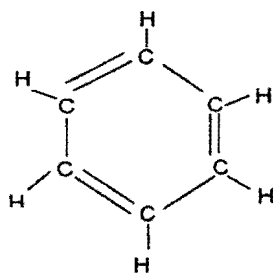
FIGURA 3.3. Estructuras moleculares de dos naftenos dominantes en el petróleo.

### 3.1.3. LOS AROMÁTICOS

Representan el tercer grupo de compuestos de hidrocarburos encontrados en el crudo de petróleo. Los aromáticos son insaturados con respecto al hidrógeno. Su estructura está basada en un anillo de seis átomos de carbono, llamado anillo bencénico; el miembro más simple de la familia, es el benceno,  $C_6H_6$  (Figura 3.4). Los hidrocarburos aromáticos son líquidos a temperatura y presión normal. Ellos se presentan en cantidades relativamente menores en crudos livianos pero se incrementan en abundancia con la disminución de la gravedad API, a más del 30% en crudos pesados.

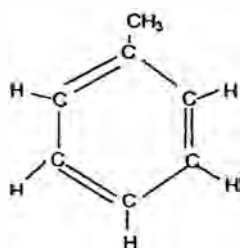
Una serie mayor de aromáticos está formada por sustitución de algunos de los átomos de hidrógeno con moléculas de parafina. Esta serie alquilbencénica (Figura 3.5) incluye el tolueno  $C_7H_8$  y etilbenceno  $C_8H_{10}$ .

Otra serie está formada por anillos de carbonos lineales y ramificados. Estos incluyen el naftaleno  $C_{10}H_8$  y antraceno  $C_{14}H_{10}$  (Figura 3.6).

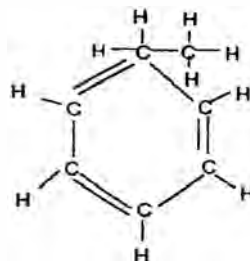


$C_6H_6$   
Benceno

FIGURA 3.4. Estructura molecular del benceno, el miembro más simple del grupo de hidrocarburos aromáticos.

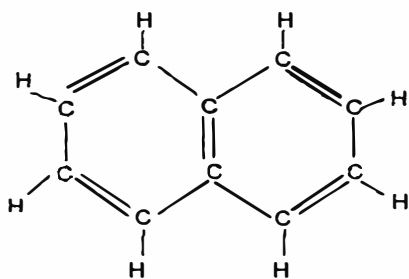


C7H8  
Tolueno

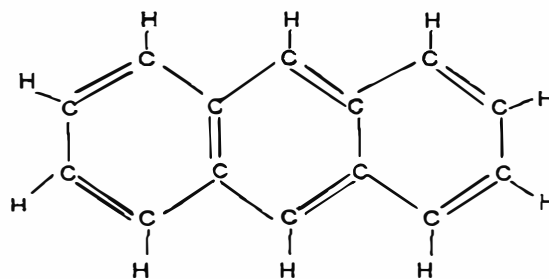


C8H10  
Etilbenceno

FIGURA 3.5. Estructura Molecular de dos miembros de series alquilbenceno del grupo Aromático.



C10H8  
Naftaleno



C14H10  
Antraceno

FIGURA 3.6. Estructura molecular de dos miembros del grupo aromático

### 3.1.4. RESINAS Y ASFÁLTENOS

Las resinas y asfáltenos no son hidrocarburos puros, incluyen otros elementos además del carbono e hidrógeno, como el oxígeno y nitrógeno, generalmente se presentan en crudos de tipo aromáticos pesados donde el contenido de la combinación de resinas más los asfáltenos contienen rangos de 25 a 60 por ciento.

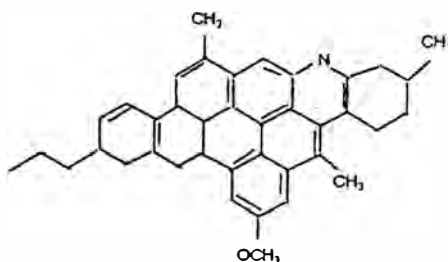


FIGURA 3.7. Estructura molecular de un asfalteno típico

### 3.1.5. COMPUESTOS ORGÁNICOS HETEROATÓMICOS (NITRÓGENO, AZUFRE Y OXÍGENO)

El azufre es el heteroelemento más abundante en el crudo de petróleo. Este puede presentarse en su forma inorgánica como azufre libre, sulfuro de hidrógeno y enlazado en moléculas orgánicas.

El contenido de oxígeno de la mayoría de los crudos promedio es de 0.5% en peso. Se presenta principalmente en compuestos orgánicos que incluyen ácidos y alcoholes.

Aproximadamente todos los crudos de petróleo contienen pequeñas cantidades de nitrógeno, entre 0.1 y 0.9 por ciento. El nitrógeno es el más abundante de los compuestos NSO en el aceite pesado, pero puede presentarse también en compuestos livianos.

### 3.1.6. COMPUESTOS ORGANOMETÁLICOS

El crudo contiene bajas cantidades de compuestos organometálicos, los cuales se encuentran concentrados en sus fracciones más pesadas. Los más comunes son el níquel y vanadio. La concentración de estos metales están en rangos menores de 1 ppm a 1200 ppm.

El crudo también contiene partículas coloidales, sólido, sales, sedimentos y agua, conocidos con el nombre de BS&W<sup>8</sup>.

## 3.2. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO

Industrialmente hay diferentes maneras de clasificar el petróleo. Las más usuales son:

---

<sup>8</sup> Terminología en inglés, Base, Sediments and water.

### 3.2.1. DE ACUERDO AL FACTOR DE CARACTERIZACIÓN DE WATSON, K

Clasifica a los petróleos de acuerdo a su naturaleza química:

K = 12, parafínicos normal e iso

K = 11, nafténicos puros o aromáticos ligeramente sustituidos

K = 10, aromáticos puros.

### 3.2.2. SEGÚN SU DENSIDAD

Alternativamente, el crudo de petróleo puede ser clasificado según sus densidades (Dowd y Kuuskraa, 1988) como:

Crudo convencional:  $^{\circ}\text{API} > 20$

Crudo pesado:  $10 < ^{\circ}\text{API} < 20$

Crudo extra pesado:  $^{\circ}\text{API} < 10$

### 3.3. LA PARAFINA: CONCEPTOS GENERALES

Todos los petróleos contienen componentes parafínicos, su porcentaje de participación en la composición del crudo dependerá de su formación geológica de origen.

Las moléculas de parafina de bajo peso molecular se encuentran en estado líquido, actúan en el crudo como solventes de las parafinas lineales por encima de  $C_{16+}$  las cuales se presentan en estado sólido.

La parafina, en la mayoría de los casos se encuentra en forma de pequeñas partículas suspendidas en la fase aceite ó como aglomeraciones y depósitos en fase sólida. La parafina sólida forma un núcleo que es cubierto por la acumulación de gomas, resinas, sales, arenas y sedimentos presentes en el crudo.



### 3.3.1. ESTRUCTURAS CRISTALINAS

De acuerdo a su estructura cristalina se pueden agrupar en parafinas y ceras, en ambos casos dentro de la malla cristalina queda atrapado el aceite, por lo cual éstas son sometidas a un proceso de refinación cuando van a ser utilizadas como materia prima.

#### 3.3.1.1. Parafinas

Constituyen del 60 al 90% del depósito formado en el crudo, y contienen cadenas de hidrocarburos lineales y ramificados de tamaños variantes. Los depósitos que tienen consistencia suave están compuestos de moléculas generalmente de 16 a 40 átomos de carbono. El punto de fusión está por debajo de 160°F y el peso molecular es menor a 600. Cuando estas parafinas se vuelven sólidas (cristalizan) forman cristales largos, bien formados los cuales están aglomerados, formando unidades grandes. Los cristales tienen la apariencia de placas ó agujas largas, siendo esta última la forma predominante para moléculas de alto peso molecular.

De acuerdo a los resultados de propiedades físicas y análisis de composición del petróleo, es a este tipo de parafina al que nos referimos en el presente trabajo.

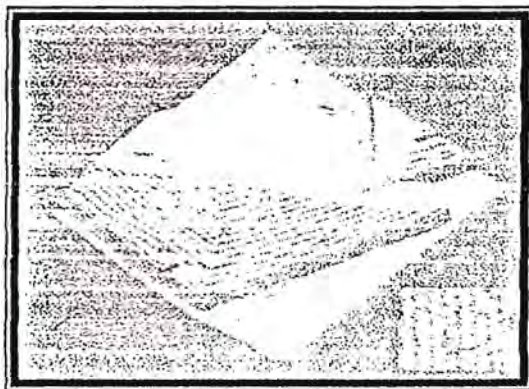


FOTO 2. CRISTAL DE PARAFINA

### 3.3.1.2. Ceras

Están constituidas por microcristales irregulares. Tienen un alto peso molecular y un punto de fusión que varía entre 160°F a 200 °F. Las cadenas de hidrocarburos son largas, con moléculas de cadenas ramificadas y anillos cíclicos localizadas frecuentemente en un arreglo al azar en las cadenas de carbono. Las moléculas tienen de 25 a 50 átomos. La tendencia de los microcristales es mantenerse dispersas en el medio.

Durante el desarrollo del presente trabajo se emplea el término parafina para definir a las ceras de parafina que comprenden moléculas con más de 10 carbonos en su estructura molecular, debido a que estos compuestos son la causa de los problemas de deposición en los crudos de la zona noroeste peruana.

La característica básica de cada categoría se muestra en el cuadro 3.1. (Gilby, 1983).

CUADRO 3.1. Composición Típica y Propiedades de los Tipos de Parafina			
		Ceras de parafina	Ceras microcristalinas
Normal parafinas	(%)	80 - 95	0 - 15
Parafinas ramificadas	(%)	2 - 15	15 - 30
Cicloparafinas	(%)	2 - 8	65 - 75
Rango del punto de fusión	(°F)	100 - 149	140 - 194
Rango del peso molecular Promedio		350 - 430	500 - 800
Rango del número típico de carbonos		18 - 36	30 - 60
Rango de cristalinidad	(%)	80 - 90	50 - 65

### 3.3.2. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS

Las principales propiedades físicas de las parafinas son consecuencia de sus diferentes estructuras.

#### 3.3.2.1. Solubilidad

Las parafinas son compuestos no polares, se disuelven en solventes orgánicos, no polares ó débilmente polares. Son hidrofóbicas, es decir insolubles en agua.

#### 3.3.2.2. Densidad

Las n-parafinas o normal-alcanos tienen densidades de aproximadamente 0.7 g/ml, en comparación con 1 g/ml para el agua.

#### 3.3.2.3. Punto de Ebullición

Los puntos de ebullición aumentan gradualmente al incrementarse el número de átomos de carbono y en consecuencia, el peso molecular de la parafina. Las moléculas pesadas (mayor peso molecular) presentan áreas superficiales grandes, lo que ocasiona mayores atracciones intermoleculares de Van der Waals. Las parafinas ramificadas son más compactas, con menos área superficial para la interacción de las fuerzas de London lo cual ocasiona que sus puntos de ebullición sean menores con respecto a las n-parafinas.

#### 3.3.2.4. Punto de Fusión

El punto de fusión de la parafina depende generalmente de la cantidad de aceite presente. Los puntos de fusión aumentan directamente proporcional al peso molecular, pero no con la regularidad que el punto de ebullición. Las

n-parafinas con números de átomos de carbono<sup>9</sup> pares a diferencia de aquellas con número similar de átomos, pero impares, se empacan mejor en una estructura sólida, y se necesitan temperaturas más altas para fundirlas. Asimismo, las ramificaciones de la cadena parafínica afectan su punto de fusión. Una parafina ramificada funde a mayor temperatura que la normal parafina con el mismo número de átomos de carbono.

De manera general se puede decir que las parafinas con un alto número de átomos de carbonos  $C > 40$ , de forma simétrica y compacta, funde a temperaturas elevadas.

### 3.4. CONDICIONES QUE FAVORECEN LA CRISTALIZACIÓN DE LA PARAFINA PRESENTE EN EL PETRÓLEO

Para enfocar el problema de la cristalización y deposición de parafina en los pozos de producción de petróleo, a continuación se indican los factores considerados como los más importantes.

#### 3.4.1. REDUCCIÓN DE LA TEMPERATURA

La naturaleza de un pozo productor de petróleo puede ser visto como un gran aparato de destilación inversa donde un líquido caliente tiene diferentes componentes en solución y se va enfriando en su curso hacia la superficie.

La velocidad de enfriamiento depende de la gradiente de temperatura del pozo y de la temperatura del gas inyectado, para el caso de pozos a los que se inyecta gas lift como energía de arrastre. Las caídas de temperaturas en el fluido son generalmente graduales, pero pueden ser rápidas, si el gas disuelto en el petróleo comienza a escapar de la solución. En cualquier caso, sea dentro de la formación o en la línea de producción, se puede alcanzar el punto de niebla. El punto de

---

<sup>9</sup> Morrison & Boyd. (Ref 25- pp 90)

niebla del petróleo es la temperatura a la cual las primeras cadenas de parafina cristalizan.

La diferencia de temperatura resultante de la registrada por el crudo y la pared de la tubería de producción afecta tanto a la cantidad como a las características de la parafina depositada durante la producción.

El Cuadro 3.2 resume las características de los depósitos de parafina como una función de la temperatura de la tubería de producción y del crudo.

**CUADRO 3.2.**  
**CARACTERÍSTICAS DE LOS DEPÓSITOS DE PARAFINA COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA**

Temperatura de la Tubería	Temperatura del Crudo	Característica de la parafina depositada
Por encima del punto de niebla	Por encima del punto de niebla	No hay deposición.
Ligeramente por debajo del punto de niebla	Más caliente que el punto de niebla	Depósitos pequeños. Alto peso molecular. Alto punto de fusión. Consistencia dura.
Más frío que el crudo	Más alto que la tubería	Depósitos grandes. Bajo punto de fusión. Parafina de consistencia blanda.

### 3.4.2. VOLATILIDAD DE LOS HIDROCARBUROS LIVIANOS DEL CRUDO

Todos los crudos experimentan algunos cambios de composición durante la producción por la variación de las condiciones PVT desde el reservorio hasta la superficie. El volumen molar de las fracciones de crudo pueden variar debido a la depresurización del crudo. Los hidrocarburos livianos, los cuales son principalmente cadenas lineales de n-alcános pueden expandirse relativamente más rápido que los componentes pesados del crudo. El incremento en el volumen molar de los hidrocarburos livianos continúa por encima de la presión del punto de burbuja del fluido, escapando del fluido en estado gaseoso. Como resultado de esto se obtiene una disminución en el volumen molar de los compuestos livianos

causando la disminución en la concentración de los hidrocarburos de bajo peso molecular. Esto altera la composición de la fase líquida.

### 3.4.3. COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL CRUDO

La composición química de un crudo tiene una influencia *primaria* en la formación de los depósitos de parafina y en las características físicas y químicas de estos. A una temperatura dada la composición de la fracción líquida del crudo y la cantidad de números de carbonos de las parafinas lineales determinan la tendencia de la cristalización de parafina en el fondo de pozo y en las líneas de flujo. Las condiciones físicas bajo las cuales se forman los cristales de parafina influyen tanto en la cantidad y composición del depósito.

### 3.4.4. PRESENCIA DE EMULSIONES

El crudo de petróleo es un sistema complejo, el cual incluye varias especies bipolares (por ejemplo: alcoholes, ácidos carboxílicos, ácidos grasos, etc.), capaces de formar emulsiones. La variación de las fracciones polares y no polares de estos elementos determina la variedad de tamaños de las emulsiones presentes.

Las emulsiones están formadas por aceite, parafina y agua.

Las emulsiones están asociadas frecuentemente a la presencia de moléculas de parafina de alto peso molecular, que se han desarrollado en la interfase entre el agua y el aceite. Las moléculas que estabilizan la interfase (por ejemplo, los ácidos grasos) presentan grupos alquilo que pueden combinarse fácilmente con la parafina. En la Figura 3.9 se ilustran los enlaces de la molécula de parafina con los grupos hidróxilo, presentes en la interfase agua-aceite.

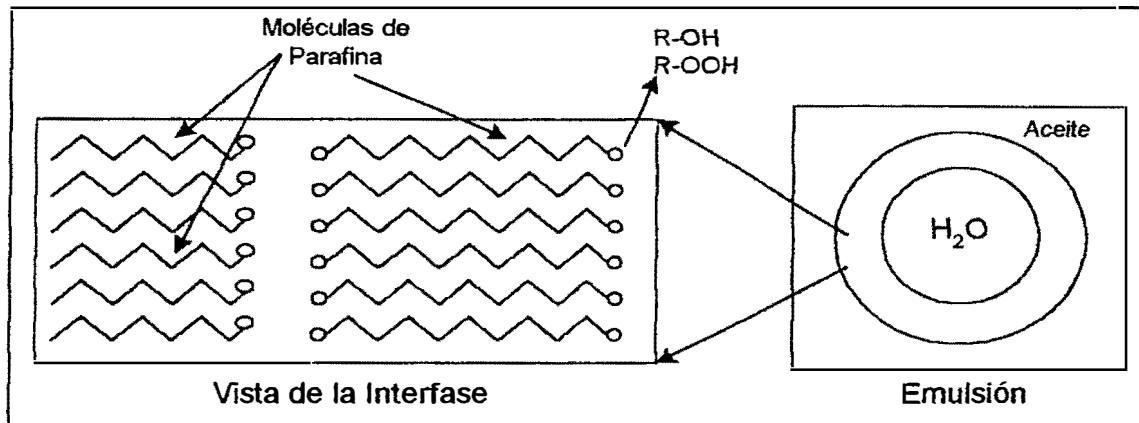


FIGURA 3.9. Cristales de parafina estabilizando la emulsión

Las moléculas de parafina pueden combinarse con los terminales grasos del ácido carboxílico presente en la interfase.

#### 3.4.5. EMPLEO DE GAS LIFT

Las operaciones con gas lift frecuentemente proveen excelentes condiciones para la rápida deposición de la parafina, esto debido a la presencia de diminutas burbujas de gas que proveen puntos de nucleación o centros de crecimiento para los cristales de parafina. Además su influencia en la variación de la temperatura en el medio es muy importante.

#### 3.4.6. HUMEDAD

La humedad afecta la deposición de parafina independientemente de la diferencial de temperatura. Al existir una baja tensión superficial entre la parafina y el agua, existirá muy poco depósito de parafina en la pared que está totalmente cubierta con agua.

Aunque el aceite y la parafina disuelta puedan cubrir completamente la película de agua, ningún enlace firme al metal subyacente es posible. Cualquier acumulación de parafina sólida está tan débilmente adherida que en lugar de restringir el paso del flujo, es arrastrado por el fluido antes de su crecimiento.

El caso descrito sucede normalmente en pozos que emplean agua como medio de levantamiento del crudo producido (water drive).

#### 3.4.7. VELOCIDAD DEL FLUIDO

La velocidad de la deposición de parafina en una tubería de acero varía con la velocidad del fluido, alcanzando un máximo durante su comportamiento como fluido viscoso, en donde el fluido presenta bajas velocidades y disminuye con el aumento de la velocidad del crudo.

La velocidad de fluido afecta el carácter del depósito. Una alta velocidad de flujo remueve selectivamente las fracciones más suaves dejando los depósitos duros, aquéllos de alto punto de fusión, mientras que una baja velocidad de fluido permite la inclusión de ceras suaves formando depósitos blandos de bajo punto de fusión.

#### 3.4.8. TIEMPO

La cantidad de parafina depositada se incrementa con el tiempo hasta que la conductividad térmica del sólido por sí mismo minimiza la deposición estabilizándose la cantidad de depósito.

#### 3.4.9. PRESENCIA DE MATERIAL EXTERNO EN EL CRUDO

Es común que en el crudo se encuentren asociados una variedad de compuestos agregados tales como productos de corrosión (limaduras de fierro), arena y compuestos inorgánicos, como carbonatos. Muchos de estos materiales pueden



incorporarse dentro del cristal de parafina, o pueden actuar como núcleo (germen) alrededor del cual la parafina cristaliza. Es útil considerar el arreglo del agregado complejo para distinguir este fenómeno. En ambos casos, la temperatura es importante, debido a que el sólido permanece en este estado sobre un rango típico de temperaturas.

#### 3.4.10. RUGOSIDAD DEL ÁREA SUPERFICIAL

Los centros de crecimiento para la formación de los cristales de parafina pueden ser provistos por una superficie rugosa y porosa tal como se presenta en la mayoría de las tuberías de acero usadas en la producción de petróleo.

Siendo la fuerza de adhesión una función del área superficial, la adhesión de la parafina aumenta con el aumento de cantidad de irregularidades y porosidades en la superficie.

### 3.5. PRINCIPALES PROBLEMAS TÉCNICOS EN LA PRODUCCIÓN PETROLERA ASOCIADOS A LA PRESENCIA DE PARAFINA

En la explotación del petróleo se presentan problemas técnicos debido a la presencia de moléculas de parafina de alto peso molecular, las cuales cristalizan a temperaturas registradas en el pozo productivo. Los principales efectos que se registran son:

- La deposición en la zona productiva origina el bloqueo de las arenas de formación impidiendo el flujo libre del crudo hacia el tubo de producción.
- Taponamiento de las líneas de producción.
- Tiene influencia en la formación de emulsiones.
- Aumento de la viscosidad desfavoreciendo la recuperación efectiva de crudo.
- Incremento de la presión en la línea de producción.

- Disminución de la producción.
- Representa costos en la producción debido al mantenimiento necesario para su prevención y/o remediación.

## CAPÍTULO IV: FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA CRISTALIZACIÓN DE PARAFINA

La formación de un cristal está relacionada a conceptos estructurales y depende de muchos factores, el modelo empleado para la determinación del punto de fusión se basa en principios termodinámicos que relacionan estos factores, tal como temperatura y composición.

A continuación se describen definiciones conceptuales para el entendimiento del mecanismo de formación de los cristales de parafina.

### 4.1. TIPOS DE ENLACES EN LAS MOLÉCULAS DE PARAFINA

Las parafinas son compuestos no polares y por lo tanto no poseen una carga inherente ya que consisten sólo de carbono e hidrógeno. Asimismo, su estado de agregación se presenta a través de la alta proximidad e inducción de carga<sup>10</sup> (radio de Van der Waals) las cuales superan las fuerzas de atracción y repulsión (fuerzas de London).

Las fuerzas de London dependen de la posición relativa y el movimiento de dos moléculas. Cuando estas moléculas se aproximan una a otra su capa individual de la configuración del orbital molecular intra-atómico se distorsiona. Cada molécula ofrece resistencia a su distorsión dando lugar a un incremento de la fuerza opuesta a esta distorsión, hasta que se alcanza un punto en la proximidad donde las fuerzas inductivas de London pueden tener efecto<sup>11</sup>. La combinación entre las moléculas ocurre si sus velocidades son lo suficientemente altas para permitir que otra molécula se aproxime a una distancia igual al radio de Van der Waals. Esta mezcla de orbitales moleculares

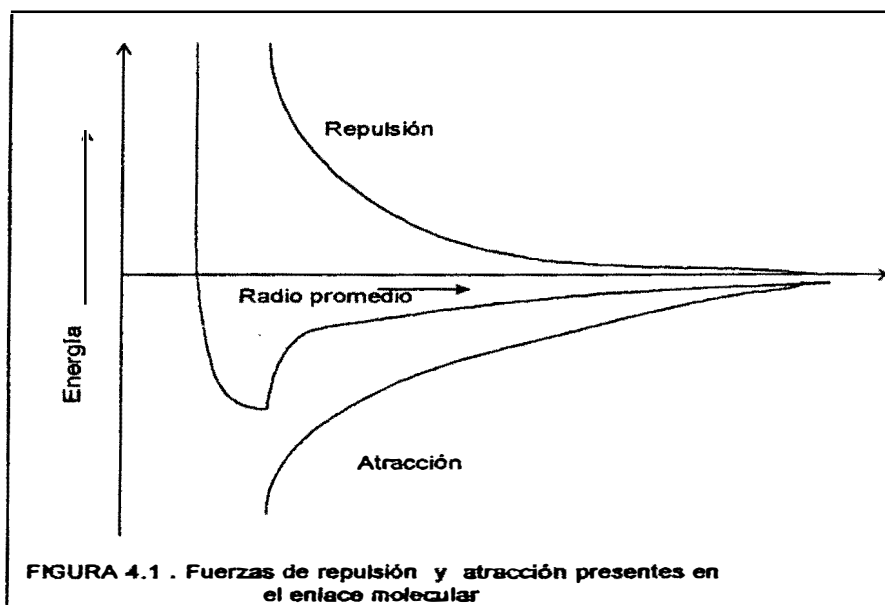
---

<sup>10</sup> J.R. Becker (Ref. 5 - pp. 125)

<sup>11</sup> Las fuerzas de dipolo o fuerzas de dispersión de London representan las fuerzas más débiles responsables de la agregación molecular.

produce un dipolo inducido, o un par de cargas estáticas que se oponen a la separación.

Las fuerzas responsables de establecer el orden estructural son opuestas a las fuerzas que actúan para evitar la misma. La diferencia entre ellas es la energía de la fuerza de agregación, y estas fuerzas son más débiles comparadas al enlace de hidrógeno o las fuerzas de carga interactiva (Figura 4.1).



## 4.2. MECANISMO EN LA FORMACIÓN DE CRISTALES

Para que dos moléculas se combinen y formen un agregado o una sustancia diferente, debe superarse una energía de barrera, que es función de la velocidad y la temperatura. Esto significa que sólo estados de energía cuantificados apropiadamente pueden combinarse.

La parafina presente en el crudo coexiste en dos estados físicos, como cristales (estado sólido) y en solución (estado líquido) y la interfase presenta un estado dinámico de flujo. El líquido intercambia lugares con la parafina sólida en la interfase y viceversa. Este intercambio continuo renueva toda la interfase sólido-líquido con el tiempo cambiando su morfología.

El líquido orgánico posee suficiente energía para dejar esta superficie (la energía de barrera envuelta alrededor del cristal). Mientras tanto el cristal o sólido se transforma a líquido por el exceso de momento que posee, cedido por el líquido orgánico, y alcanza suficiente energía para penetrar la superficie en la dirección opuesta. La resistencia de las fuerzas que mantienen al cristal en estado sólido es dependiente de la combinación de asociaciones interatómicas, llamada **tensión superficial**.

#### 4.3. ESTRUCTURA DE LOS CRISTALES DE PARAFINA

La geometría del cristal formado está determinado por la interacción soluto – solvente, el cual se entiende es una función de la composición del soluto, solvente y las condiciones físicas del sistema (presión, temperatura y mezcla mecánica).

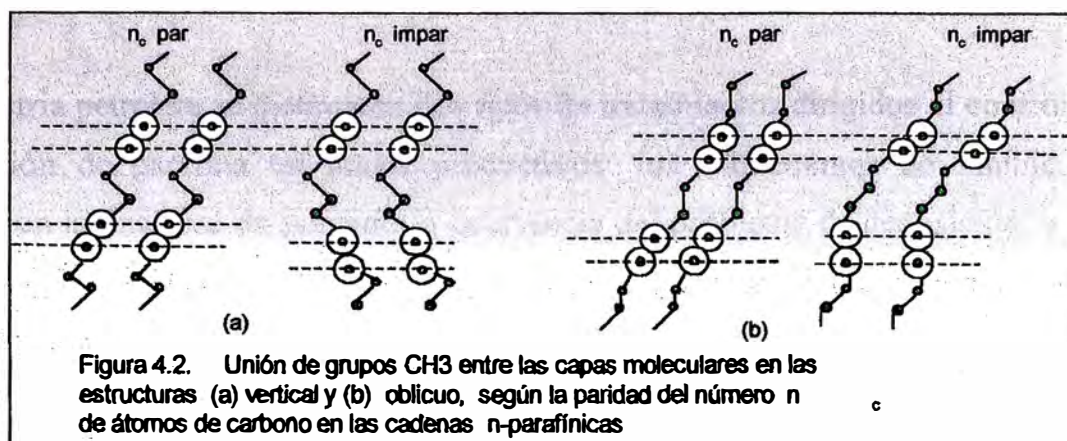
Las condiciones físicas se explican fácilmente colocándolas dentro de una función termodinámica comúnmente conocida como **entropía** (una medida del arreglo del sistema). Esta medida del arreglo o entropía es cuantificable en términos del sistema global, y además representa una medida total de la suma de varias interacciones individuales.

Las cadenas de los cristales de parafina son prolongadas y están dispuestas en un arreglo en zigzag comprendido de numerosas moléculas alineadas en una serie sumamente ordenada. Este proceso de orientación en forma de zigzag continúa hasta que ocurra un agotamiento significativo de las moléculas que forman el cristal siendo la morfología exhibida por estas agregaciones en forma de placas. Esta estructuración es continua y la agregación por inclusión de pequeñas parafinas (normal alcanos, especies de bajo punto de fusión) forma puentes o redes.

En una molécula de parafina el arreglo en zigzag de la malla cristalina puede dar lugar a tres estructuras diferentes:

- Triclínico ( $n_c$  par);
- Monoclínico ( $n_c$  par);
- Ortorómbico ( $n_c$  par e impar).

Las n-parafinas de cadena larga (número de carbonos,  $n_c$  par  $> 16$ ) en medios impuros, en particular en presencia de n-parafinas homólogas, cristalizan en el sistema ortorómbico. Este es el tipo de estructura comúnmente encontrado en la cristalización durante la producción de un pozo petrolero.



Los cristales, obtenidos en la precipitación por enfriamiento o rápida evaporación de la solución se presentan esencialmente bajo dos formas cristalinas: agujas y láminas.

#### 4.4. IMPERFECCIONES DEL CRISTAL

Cuando ocurre la solidificación de la fase parafínica presente en la mezcla de hidrocarburos, y las condiciones presentan una disminución lenta de la temperatura se forman cristales ortorómbicos, pero una disminución más rápida de temperatura y velocidad de flujo introducen imperfecciones.

Una razón para la formación de imperfecciones en la celda del cristal, es la incorporación dentro de ella de compuestos aromáticos pesados provenientes del crudo de petróleo. Estos compuestos aromáticos son principalmente alquifénilos. Las partes alifáticas de los compuestos aromáticos son fácilmente incorporadas dentro de la estructura ortorómbica de la celda del cristal considerado, debido al impedimento estérico, las partes aromáticas causan imperfecciones formando celdas de cristal pequeñas e independientes.

## CAPÍTULO V: TRATAMIENTOS INDUSTRIALES PARA EL CONTROL DE LA DEPOSICIÓN DE PARAFINA

En la industria petrolera se distinguen dos tipos de tratamientos dirigidos al control de la deposición de parafina en pozos productivos: los tratamientos de inhibición, aplicados con la finalidad de prevenir la ocurrencia del problema de deposición, y los tratamientos de remediación o limpieza, los cuales se realizan cuando el problema ya se ha presentado.

Dentro de los tratamientos de inhibición se encuentran el control químico, empleando inhibidores, solventes ó dispersantes seleccionados de acuerdo a las características del petróleo; asimismo se emplea tecnología electromagnética, la cual consiste en la ubicación de herramientas electromagnéticas (electroimanes) dentro de la instalación del pozo, a las profundidades donde se inicia la cristalización de parafina; y actualmente se han realizado innovaciones tecnológicas en el campo microbiológico, empleándose cepas de bacterias seleccionadas específicamente para las condiciones del campo petrolero, las cuales actúan como agentes de limpieza e inhibidores de la formación de parafina previo al desplazamiento del crudo hacia la superficie, esto es a condiciones de reservorio.

Contemplando los criterios empresariales y las limitaciones de los recursos necesarios para llevar a cabo el estudio del tratamiento de inhibición de parafina, se evalúa el tratamiento químico usado en los campos de Petro-Tech Peruana S.A.

Los tratamientos de limpieza son usados en los campos de producción como primera alternativa, para la remoción de los depósitos de parafina, debido a su facilidad de aplicación y su rápido efecto, realizándose inclusive en pozos que se encuentran con un tratamiento de prevención, por lo cual su incidencia en el estudio del tratamiento

de inhibición es fundamental y de mucha importancia para su evaluación. Por tal motivo en el presente capítulo se describen los tratamientos de limpieza comúnmente empleados: las operaciones de Corte de Parafina y la inyección de Hot Oil.

## 5.1. TRATAMIENTO QUÍMICO

El tratamiento químico se basa en la dosificación de productos químicos al pozo productor, los cuales han sido seleccionados adecuadamente para prevenir, reducir o remover los depósitos de parafina.

Un buen programa de tratamiento proporciona asimismo, beneficios colaterales como la disminución del tiempo de pozo fuera de servicio, debido a la conservación de la limpieza en las instalaciones productivas, lo cual reduce la periodicidad de los trabajos de mantenimiento, los costos implicados y adicionalmente evita la pérdida de producción ocasionada por la precipitación de parafina.

Para seleccionar la química adecuada a emplearse en el tratamiento, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) El mejor tipo de producto químico de acuerdo al objetivo del tratamiento,
- b) La concentración o dosificación a la cual la química sea más efectiva,
- c) Resultados obtenidos en laboratorio, y
- d) El método de aplicación que asegure la efectividad del tratamiento.

### 5.1.1. CLASIFICACIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS

En la industria del petróleo se emplean tres tipos de productos químicos para controlar los depósitos de parafina: los Solventes, Dispersantes e Inhibidores. A continuación se explican la naturaleza de estos productos y el mecanismo involucrado en su desempeño.



### 5.1.1.1. Solventes

Los solventes son compuestos orgánicos derivados del petróleo, usados para restaurar las propiedades solventes del crudo, proporcionadas por los compuestos livianos que éste pierde por fuga debido a una reducción de temperatura y/o presión.

Son usados solos ó como fluido portador para las químicas surfactantes, dispersantes e inhibidores.

Entre las propiedades deseables, incluye su contenido aromático, por su capacidad para disolver un gran rango de parafinas, no tener tendencia a la formación de emulsiones, y ser compatible con el fluido del reservorio y productos químicos usados como aditivos.

Generalmente los solventes son usados para remover la parafina que se ha depositado en el sistema. Hasta la actualidad se han empleado muchos solventes para mantener al sistema limpio entre ellos se tienen a los condensados, gasolina, pentano, aceites livianos, xileno, tolueno, tetracloruro de carbono, disulfuro de carbono y terpenos<sup>12</sup>.

Anteriormente se tenían como solventes a los hidrocarburos clorados y al disulfuro de carbono como los más usados, debido a que la parafina se solubiliza rápidamente en ellos. Sin embargo, pueden causar complicaciones posteriores durante la refinación del crudo. Se sabe que los hidrocarburos clorados dañan los catalizadores de platino, y el disulfuro de carbono presenta problemas por su explosividad y toxicidad. Es por ello que actualmente se ha optado por el uso de una mezcla de solventes aromáticos que a altas temperaturas, pueden llegar a disolver la parafina tan rápido como los hidrocarburos clorados y el disulfuro de carbono. El solvente más empleado es el xileno,  $C_6H_4(CH_3)_2$ .

---

<sup>12</sup> Solvente obtenido de los árboles de pino, contiene aproximadamente 80% de alfa -pineno ( $C_{10}H_{16}$ ).

### Mecanismo

La solubilidad de la parafina en un solvente a una temperatura específica decrece con el incremento del peso molecular.

El poder de solvencia puede definirse como la habilidad de un solvente para disolver otras sustancias. La determinación de la velocidad de dilución está basada en la habilidad de un solvente para mezclarse y disolver una sustancia.

Los solventes usados en el tratamiento de las parafinas son no polares.

A continuación se menciona el modelo desarrollado para la solubilidad de parafinas en estado sólido en heptano. La ecuación encontrada por Nathan<sup>13</sup> es la siguiente:

$$\ln N_2 = \frac{-\Delta H_f \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_f} \right)}{R}$$

Donde:

$\Delta H_f$  = Calor de fusión del soluto, Btu/mol

$N_2$  = Fracción mol del soluto

$T$  = Temperatura, °R

$T_f$  = Temperatura de fundición del soluto, °R

$R$  = Constante de los gases, Btu/mol°R

Se aprecia que cuando  $T$ , la temperatura de la solución de heptano y parafina, se aproxima a  $T_f$ , punto de fusión de la parafina, la expresión  $(1/T - 1/T_f)$  se aproxima a cero, por consiguiente  $\ln N_2$  se aproxima a cero, y  $N_2$ , la fracción mol de parafina en la solución, se aproxima a uno. Esto significa que indiferentemente del tamaño de la molécula de parafina, a una temperatura aproximada a su punto de fusión se obtienen soluciones muy concentradas de parafina en el solvente. Este comportamiento es

<sup>13</sup> Nathan. (Ref. 48- pp. 151-155)

ilustrado gráficamente en la Figura 5.1, para cuatro parafinas de diferente peso molecular y punto de fusión.

La solubilidad de las parafinas en otros solventes está referida a su solubilidad con respecto al n- heptano como lo muestra el Cuadro 5.1. La fracción molar o porcentaje de parafina en la solución a una temperatura dada en uno de los solventes del Cuadro 5.1, pueden obtenerse con moderada aproximación por el cálculo de la solubilidad de parafina en heptano y multiplicando por el factor de solubilidad.

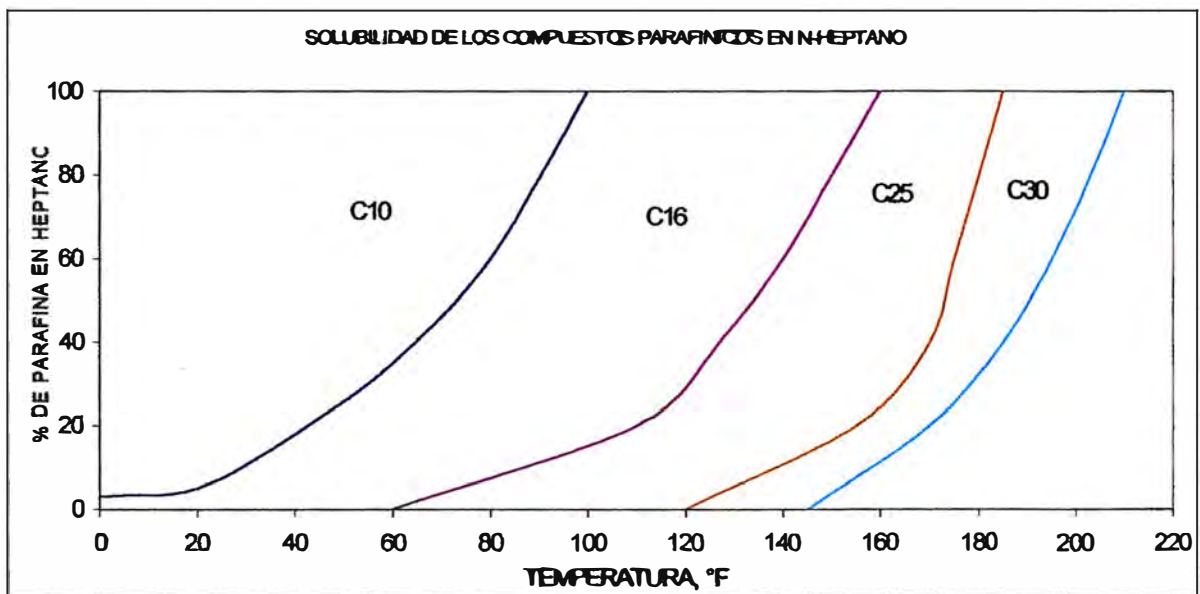


FIGURA 5.1.

**CUADRO 5.1. SOLUBILIDAD DE PARAFINAS DE ALTO PESO MOLECULAR EN N-HEPTANO, PARA RANGOS DE TEMPERATURA ENTRE 60 °F Y 130 °F.**

Solvente	Factor de Solubilidad
Hexano	1.41
Heptano	1.00
C15	0.55
Aceite mineral (PM = 380)	0.56
Nafta (PM= 110)	2.20
Kerosene (PM =152)	2.40
Gasóleo (PM = 225)	0.92
Crudo de petróleo (PM = 220)	1.00
Benceno	0.87
Tolueno	1.63
Xileno	1.59
Estireno	0.81
Acetona	0.02

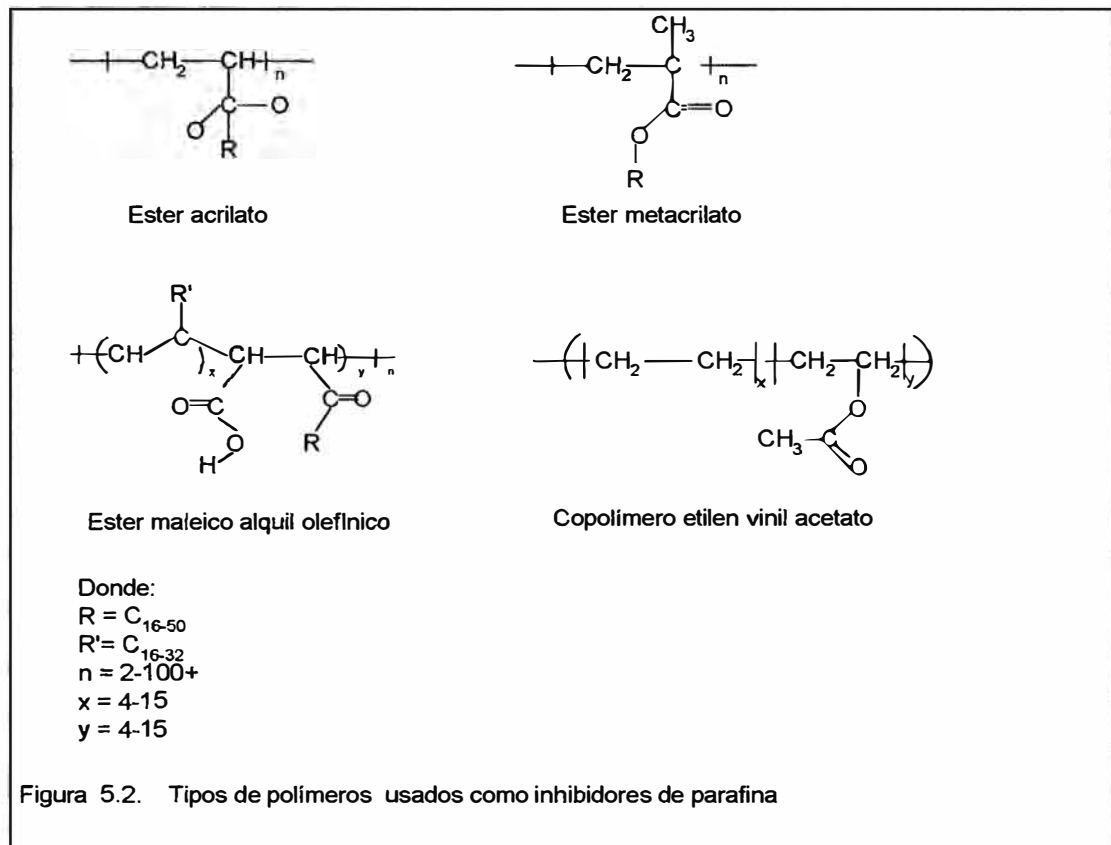
#### 5.1.1.2. Inhibidores

Los inhibidores de parafina son llamados también depresores del pour point y modificadores de cristal. Sus estructuras varían de ésteres de poliacrilato derivados de alcoholes grasos, copolímeros de acetato de etileno y vinilo a polietileno anhídrido maleico (Figura 5.2). Usualmente estos inhibidores tienen en su composición solventes de parafina como portadores del mismo. Este tipo de producto presenta un bajo peso molecular con el fin de mantenerse soluble en el crudo a las condiciones que experimenta durante su recuperación.

Los grupos terminales del polímero interactúan con las moléculas de parafina en proceso de cristalización que se encuentra presente en la mezcla de crudo determinando su efectividad como agentes modificadores.

Estos productos son añadidos al crudo antes de que este alcance el punto de niebla reduciendo o eliminando la deposición de parafina, obteniéndose como

resultado la reducción del pour point del crudo y modificaciones en el crecimiento de la estructura de los cristales.



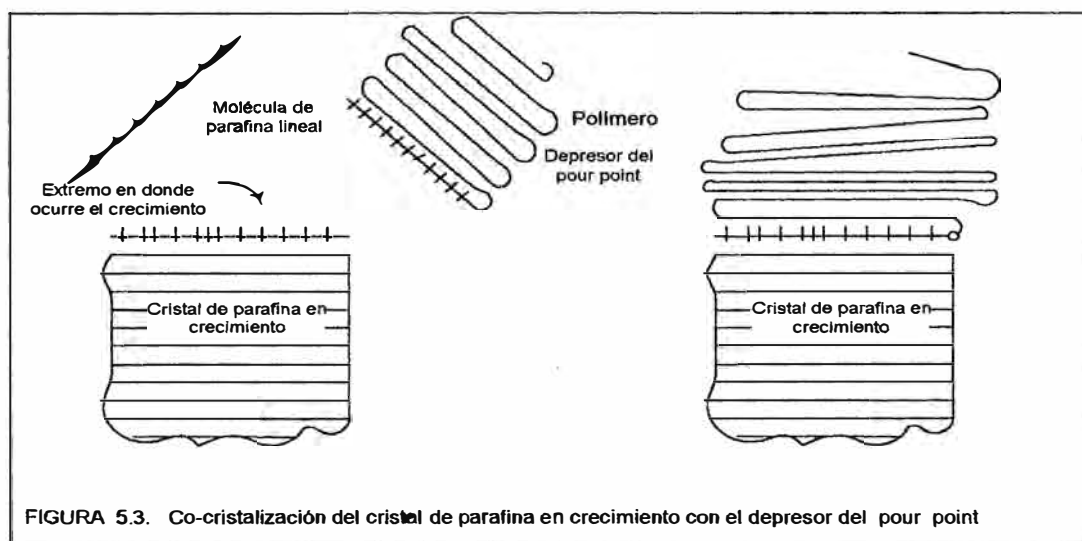
### Mecanismo

El cristal puede ser tratado con un efectivo modificador para cambiar su estructura cristalina, y disminuir la suma de las fuerzas interactivas de sus agregados.

Cuando un material derivado sintético es introducido dentro de un sistema conteniendo parafina, el modificador polimérico co-cristaliza con la parafina, el cristal formado se incrementa en masa por incrementos del peso molecular de la molécula que está combinándose, y en consecuencia su velocidad decrece con cada incremento (esto por la ley de la conservación del

momento). Mecánicamente el momento y en consecuencia la energía inherente a una molécula, es una función de su velocidad y aceleración, y la distribución de velocidad en un sistema está determinado únicamente por la temperatura del sistema (distribución de la velocidad molecular de Maxwell). El polímero contiene varias sub-unidades repetidas con un peso molecular aproximado al de la parafina presente. Es evidente que esta molécula presenta una velocidad promedio considerablemente menor que el desarrollado por la molécula de parafina bajo las mismas condiciones.

Parte de la estructura del inhibidor es similar al cristal de parafina, siendo capaz de co-cristalizar con la parafina al sustituir los lugares de la molécula de parafina en el extremo del cristal creciente, como se aprecia en la Figura 5.3. El equilibrio de la estructura del inhibidor detiene de manera apropiada la aparición de nuevas moléculas de parafina por la ruptura de la nucleación y el crecimiento se detiene u ocurre en una dirección diferente, tal que el cristal no crecerá en forma regular. La irregularidad en los cristales formados en la solución del aceite es una manera de evaluación de la efectividad del modificador de cristal.

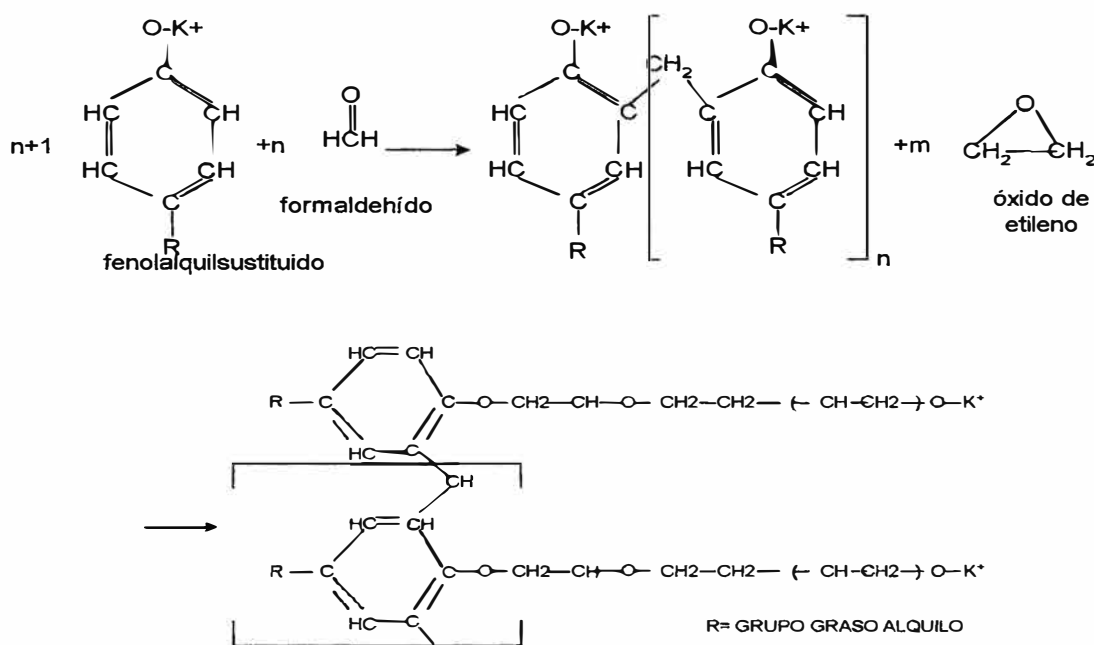


### 5.1.1.3. Dispersantes

Los productos dispersantes usados en los tratamientos de parafinas son compuestos orgánicos, una mezcla de surfactantes y penetrantes combinados en solventes aromáticos selectivos. Tienen en su composición moléculas de alcohol, que tienen por finalidad mejorar la interacción entre los grupos polares presentes en la emulsión.

Los productos surfactantes se presentan como resinas poliméricas, siendo el poliéter el polímero más usado. Un producto representante es la resina fenolalquilformaldehído (Figura 5.4).

La presencia de sulfatos ácidos y sales en la estructura química del poliéter le provee una alta funcionalidad aniónica y los apropiados grupos alquilo sustituyentes aseguran una mejor dispersión en la fase aceite<sup>14</sup>.



Producto de condensación de poliéter de alquilfenol susituido formaldehído condensado

FIGURA 5.4. Formación del polímero

<sup>14</sup> De acuerdo a C.R. Noller, Libro de Química Orgánica; “ El más antiguo de los agentes humectantes semisintéticos son las grasas y los aceites sulfatados (anteriormente llamados sulfonatos)”.

Los dispersantes son eficientes en crudos que presentan un corte de agua<sup>15</sup> mayor al 20%, y que usualmente están en forma emulsionada. Generalmente estos productos químicos son usados en pozos que han sido recientemente limpiados por métodos mecánicos, térmicos o químicos.

Es importante mencionar los efectos colaterales obtenidos por el uso de dispersantes:

- Mejora la Desemulsificación.- La parafina es un estabilizador para emulsiones, al dispersarla químicamente se favorece el tratamiento posterior de desemulsificación.
- Mejora el Control de la Corrosión.- El control del crecimiento de parafina en el tubo de producción causa una reducción del estrés de corrosión; la limpieza y recubrimiento de la superficie del metal con el dispersante actúa como una lámina inhibidora protectora de la superficie interna de la tubería.

### Mecanismo

El mecanismo de acción de los productos dispersantes sobre la parafina está influenciada por la acción de los surfactantes presentes dentro de su composición. La acción de los solventes aromáticos adiciona el efecto de solubilidad del producto en la fase aceite.

Los surfactantes actúan sobre la emulsión, agua en aceite, estos polímeros se dispersan fácilmente en el sistema de aceite. Aunque el producto se encuentre deshidratado, el enlace de coordinación del agua está presente en su estructura. Cuando son añadidos al aceite, se dispersan como micelas con una fase interna altamente concentrada de iones sulfato rodeados radialmente por la proyección de los terminales no polares de la resina aromática. Estas micelas actúan como contenedores adicionales para el agua

---

<sup>15</sup> Referido al contenido porcentual de agua.



libre que normalmente se difunde entre los agregados de la emulsión. De esta manera, el proceso de difusión que actúa para mantener la concentración de la fase interna es acelerado por la adición de una micela de alta concentración iónica interna.

Los agregados de micela pueden definirse como compuestos de acumulaciones de especies dipolares, y que son favorecidos termodinámicamente por un número máximo de moléculas por micela.

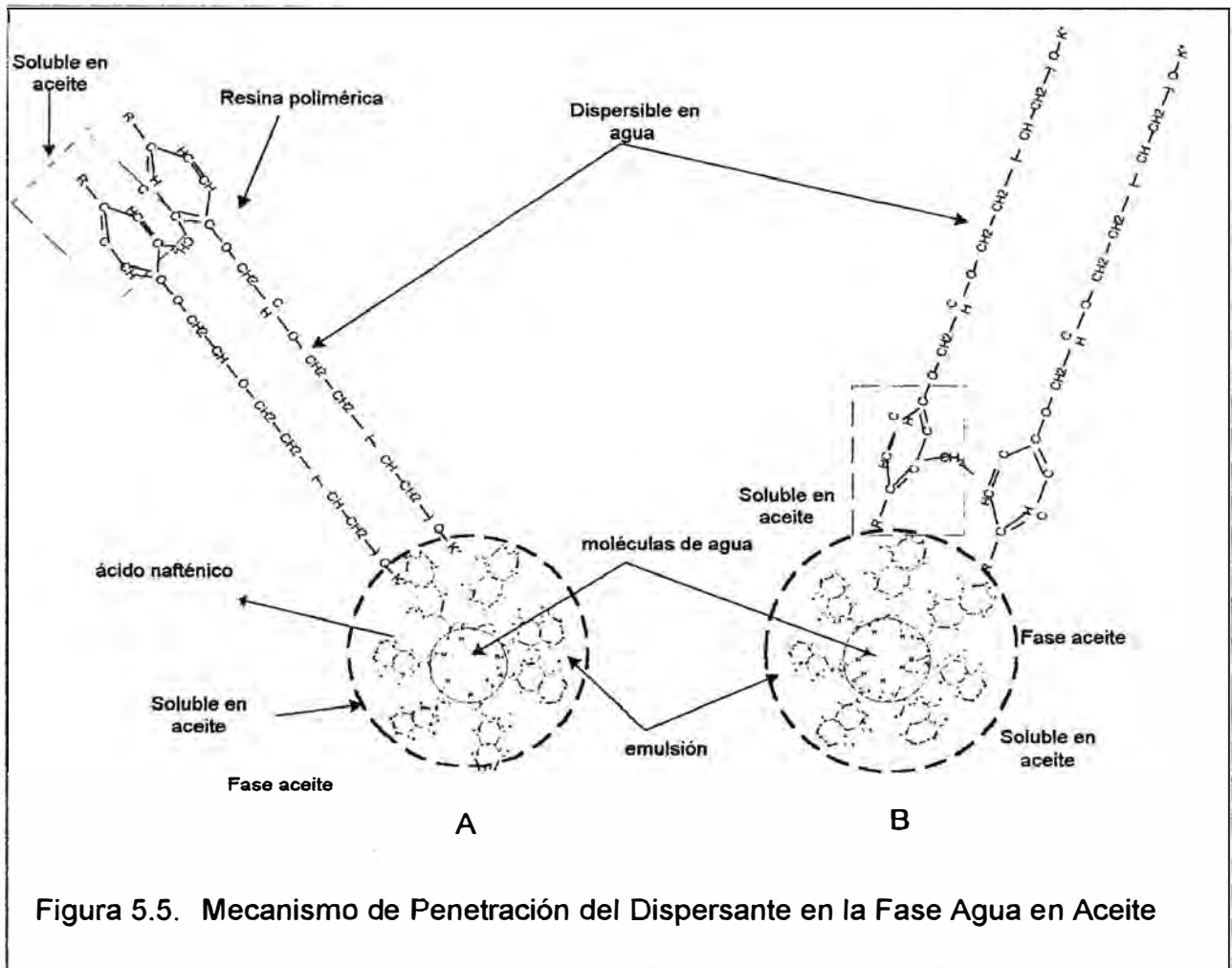
En resumen, el dispersante actúa bajo dos mecanismos: dispersando las acumulaciones de las moléculas de parafina y separando el agua emulsificada sobre la cual se ha formado la parafina.

Para entender como se lleva a cabo el mecanismo de difusión entre las moléculas del dispersante y la emulsión en la Figura 5.5 se ilustran dos posibles orientaciones de la resina de poliéter alquil sustituido después de su introducción al agua en la emulsión de ácido nafténico.

Para efectos de ilustración, se representa a la emulsión como una molécula de ácido nafténico, considerando la característica de que el petróleo presenta en su composición una variedad de componentes, muchas veces complejas en su estructura.

La Figura A requiere que la porción del poliéter dispersible en agua venza las fuerzas cohesivas del ácido nafténico para penetrar la fase acuosa, mientras que la Figura B ilustra un probable arreglo en el que las interacciones aromáticas de la resina con el ácido nafténico requiere una menor energía para vencer las fuerzas repulsivas que surgen del grupo de interacciones. El resultado final y probable del arreglo B es el desplazamiento del ácido nafténico por la resina, causando la remoción de los depósitos acumulados de parafina por el uso de su superficie activa y poder penetrante, además de la agregación y formación de una segunda y tercera capa de resina que recubren

el cristal de parafina y la superficie de metal (tubo de producción) evitando la adherencia entre ambas superficies.



### 5.1.2. TÉCNICAS DE INYECCIÓN

La selección y dosificación inicial del producto químico a emplear se determinan según resultados obtenidos en pruebas de laboratorio, teniendo como base los barriles de fluido producido por el pozo. Para asegurar una mayor solubilidad del producto en el crudo este es disuelto en aceite previamente a su inyección en el pozo.

Es importante definir la forma operativa en la cual los productos químicos serán aplicados al pozo, esto depende de las características y funcionalidad del producto químico a emplear, del diseño de la instalación del pozo productor, y de la disponibilidad de materiales y herramientas necesarios para la operación de inyección.

Se distinguen tres tipos de técnicas empleadas para la inyección de química; el tratamiento continuo, el tratamiento por lotes y el tratamiento puntual.

#### 5.1.2.1. Tratamiento Continuo

Se refiere a la aplicación ininterrumpida de un tratamiento, como en el caso de la inyección de químicas. Su principal finalidad es prevenir la cristalización de la parafina antes de que el crudo alcance el punto de niebla. La eficiencia de esta técnica de tratamiento hace innecesario o reduce la frecuencia de los trabajos de corte.

#### 5.1.2.2. Tratamiento Por Lotes

Esta técnica consiste en la aplicación periódica del tratamiento, llevado a cabo según un programa establecido de acuerdo a la data de producción de un pozo, justo antes de que la producción empiece a disminuir drásticamente.

La operación de corte de parafina e inyección de aceite caliente se realizan bajo esta técnica, optimizando de esta manera las horas de tratamiento y asegurando una limpieza más profunda.

#### 5.1.2.3. Tratamiento Puntual

Conocido con el nombre de squeeze. Esta técnica consiste en la aplicación directa del producto químico en la zona crítica donde se inicia la cristalización, la cual corresponde al punto donde se alcanza la temperatura del punto de niebla.

El tratamiento puntual con una debida regeneración de química puede lograr cierto grado de protección a largo tiempo.

La ejecución de este tratamiento se realiza una sola vez, sin embargo es usual el monitoreo de la efectividad de la química con el fin de proceder a una regeneración de esta mediante la reinyección del producto. Es en esta operación, donde se encuentra el mayor problema del tratamiento debido a la dificultad de detección y medición del estado de los solventes, dispersantes ó modificadores del cristal en el pozo, a menos que se cuente con las facilidades necesarias para obtener muestras puntuales. Asimismo el empleo de esta técnica requiere de equipo adecuado para su ejecución.

### 5.1.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN LOS POZOS DE PETRO-TECH

La química es mezclada con un volumen determinado de aceite, en un tanque, el cual está implementado con un instrumento de medición de nivel, la mezcla es enviada hacia la línea de gas lift, mediante el empleo de bombas inyectoras, las cuales trabajan con un sistema neumático que emplea gas a una presión regulada de 40 psia, proveniente de la producción de los pozos en la plataforma, el gas le confiere movimiento a un pistón que es el impulsor del fluido a ser inyectado.

La inyección de química hacia el pozo productor se realiza por la línea de inyección de gas lift, e ingresa a la zona profunda de la tubería de producción en forma atomizada como consecuencia de la alta presión ejercida por el gas lift (aproximadamente 900 psia). En la Foto 3 se muestra parte del sistema de dosificación.

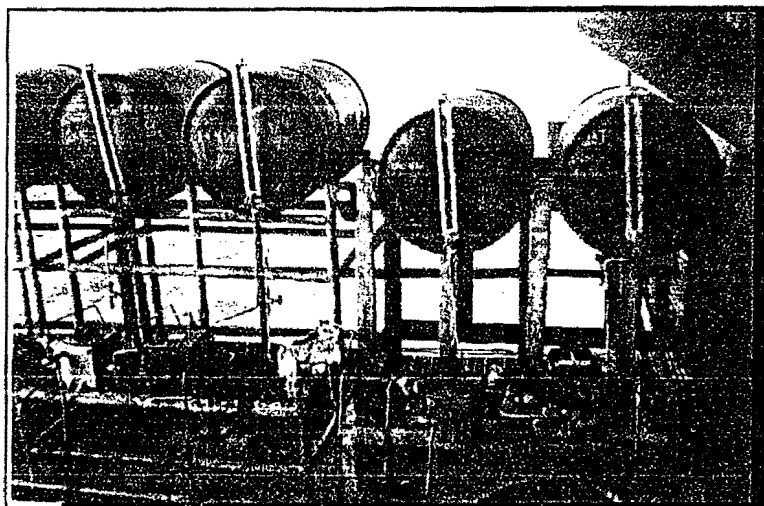


FOTO 3. DISPOSICIÓN DE LOS TANQUES DE QUÍMICA EN LA PLATAFORMA

## 5.2. TRATAMIENTO BACTERIOLÓGICO

La inyección de bacterias representan una tecnología diferente en el control de parafina. Estos microorganismos se utilizan para controlar la acumulación de parafinas en los pozos petroleros debido a que cuentan con la actividad y productos metabólicos para la efectividad del proceso.

Un estudio amplio de esta tecnología requiere conocer los tipos de bacterias empleadas así como las bases del mecanismo de degradación, sin embargo el acceso a esta información es aún limitada.

En los siguientes párrafos se definen de manera general algunos principios sobre la actividad de los microorganismos y los métodos de aplicación en un pozo petrolero.

### 5.2.1. MECANISMO

El mecanismo bioquímico relacionado al control de parafina por los productos microbiológicos depende de la actividad metabólica de la bacteria. Las principales bacterias que se encuentran en los productos usados para la inhibición de parafina, son facultativas, es decir que son capaces de sobrevivir y multiplicarse en ambientes anaerobios, como son los pozos petrolíferos.

Bajo condiciones anaerobias las bacterias producen metabolitos como ácidos grasos, alcoholes y gases los cuales presentan características semejantes a los surfactantes y solventes de parafinas.

Por su naturaleza, estos compuestos ayudan a recuperar crudo a través de mecanismos tales como:

- Disminución de la tensión interfacial (surfactantes y alcoholes),
- Disminución de la viscosidad del crudo (gases y solventes),
- Reducción del pour point y punto de niebla
- Incremento de la gravedad API con los solventes bioproducidos, alcoholes y cetonas.
- Incremento del contenido de compuestos volátiles, los microorganismos pueden convertir largas cadenas de las moléculas de parafinas en moléculas de cadenas cortas menos densas, las cuales mejoran la movilidad del hidrocarburo. El mecanismo consiste en la oxidación del alcano terminal a grupo carboxilo previo rompimiento de la cera de parafina por acción de las enzimas que actúan como dispersantes.

### 5.2.2. MÉTODO DE APLICACIÓN

Los métodos más comunes para la aplicación de productos microbiológicos en los pozos de producción de petróleo son la inyección por lotes y la inyección localizada a la formación (squeeze).

En el tratamiento por lotes, se requiere un tratamiento periódico para mantener la colonia de bacterias en actividad. Este sistema mejora las características del crudo en el área comprendida por la tubería de producción reduciendo el mantenimiento del pozo. Los programas de inyección localizada están dirigidos a mejorar la producción por el mejoramiento de las características del fluido desde la formación.

Es importante señalar que siempre se realiza un análisis previo a la muestra de crudo, para seleccionar los tipos de bacterias que mejor se ajusten a las características de temperatura que experimenta el pozo.

La solución microbiológica es inyectada al pozo empleando aceite como medio de transporte y una solución ácida que le permite adherirse con facilidad a las arenas de la formación productora. Una vez inyectada la colonia de bacterias, los pozos son cerrados entre 5 y 15 días, dependiendo de la dosificación para dejar que la colonia empiece a estabilizarse.

Los productos bacterianos son organismos vivos, por ello las condiciones extremas de temperatura, largo tiempo de almacenaje, contacto con compuestos químicos de naturaleza inorgánica, entre otros factores pueden afectar la efectividad del producto.

### 5.3. TRATAMIENTO TÉRMICO: HOT OIL

El tratamiento térmico consiste en hacer circular un fluido caliente en la tubería de producción, fundiendo de esta manera los depósitos de parafina formados en las paredes.

Los fluidos que se emplean son el aceite (Hot Oil) o el agua (Hot Water). Comúnmente en la industria, se emplea el Hot Oil por su fácil disposición pues forma parte de la producción de los pozos.

#### 5.3.1. MECANISMO

El fundamento de este tratamiento es el cambio de fase de la parafina que se encuentra en estado sólido al estado líquido por la adición de calor, a partir de una fuente externa, el aceite caliente.

La fundición del sólido ocurre sólo si el valor de la entalpía de fusión es mayor a cero.



La transición de fase recibe energía debido al rompimiento de fuerzas intermoleculares (cohesivas<sup>16</sup> y adhesivas<sup>17</sup>).

Las variaciones de temperatura durante la mezcla del aceite caliente con el crudo pueden ser tratados con la teoría de transferencia de calor.

El fluido a emplear para la fundición del depósito debe poseer la temperatura adecuada, de manera que cuando entre en contacto con la parafina depositada a

---

<sup>16</sup> Fuerzas que mantienen unidas a un mismo tipo de moléculas.

<sup>17</sup> Fuerzas que mantienen unidas a moléculas diferentes.



lo largo de la pared de la tubería, conserve un valor superior al punto de fusión del fluido producido.

### 5.3.2. DESCRIPCIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN

En el diagrama de flujo (Figura 5.6) se muestra la disposición del sistema existente en los campos de Petro-Tech, en la plataforma LO7, para el tratamiento de Hot Oil.

A continuación se describe la utilidad de cada uno de los equipos mostrados y la secuencia seguida durante la realización de un trabajo de inyección de Hot Oil.

1. El aceite a emplear en el tratamiento es obtenido del separador de totales, es el nombre que se le asigna al equipo de separación en el cual se reúne todo el crudo producido por el grupo de pozos en una plataforma. El crudo es enviado a un tanque cilíndrico de altura 9'10" y diámetro 36'.
2. El aceite es calentado por contacto directo con vapor de agua, proveniente de un caldero. El calentamiento, se efectúa hasta que se obtenga una temperatura mayor a la de ebullición del aceite, 160°F, llevado a cabo a condiciones rutinarias de operación en un tiempo aproximado de 80 minutos.
3. El vapor obtenido en este calentamiento es saturado, con una temperatura promedio de 200°F y una presión de 200 psi. Cabe decir que el caldero en servicio se encuentra ubicado en una barcaza, en los alrededores de la plataforma y por esta razón, en el trayecto del vapor a través de la línea que atraviesa un medio mucho más frío, como es el agua de mar, aproximadamente 62°F, se pierde calor siendo la temperatura que se alcanza en el tanque de calentamiento muy inferior a la registrada a la salida del caldero.
4. El aceite, el cual se encuentra a la presión del sistema (30 psi), es enviado a un tanque calibrado de 5 bbls de capacidad, llamado comúnmente volumeter, con tres finalidades:

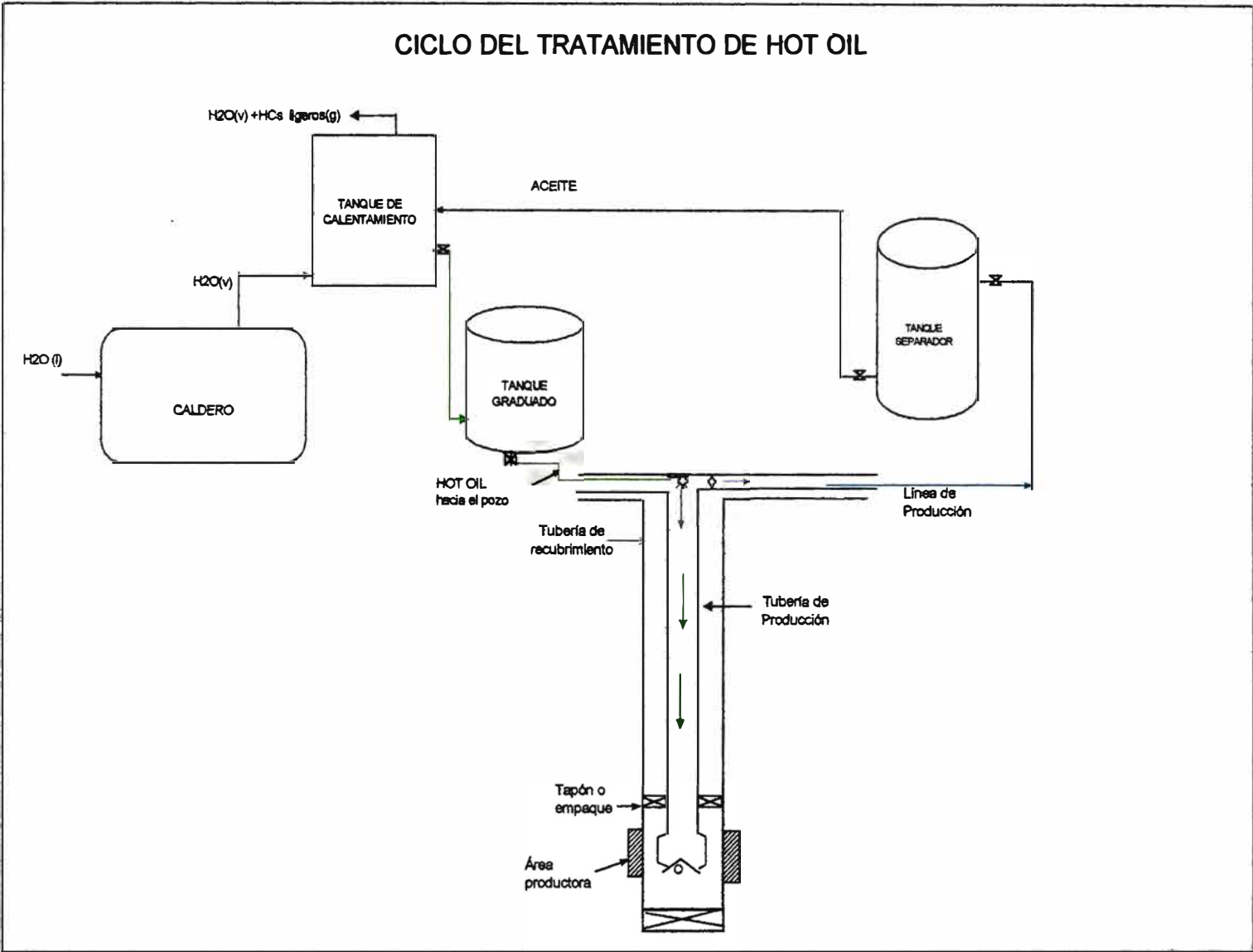


FIGURA 5.6.

- Drenar el vapor de agua condensado, el cual debido a la diferencia de densidades entre el agua y el aceite, se ubica en la parte inferior del tanque
- Medir el flujo de aceite a inyectar

Conferirle al aceite la presión necesaria para que ingrese al pozo, superando la presión de cabeza de pozo, la cual generalmente corresponde a la presión del sistema de 25 a 30 psi, pero sin sobrepasar la presión que se desarrolla en el fondo del mismo, ya que esto conduciría a un empuje del fluido hacia el interior del reservorio, causando un rápido sobreenfriamiento y consecuentemente la cristalización de parafina y el taponamiento de los poros de las arenas productoras. Usualmente la presión que se alcanza en este volumeter es de 60 psi.

5. Previamente a la inyección del aceite hacia el pozo, se procede a desfogar la línea de producción, esto significa abrir la válvula de cabeza de pozo para liberar el gas acumulado así como el remanente de crudo atomizado hacia el separador. Este proceso se efectúa con el fin de despresurizar la línea de producción interior del pozo.
6. El proceso de inyección del aceite caliente se realiza a través del área por el cual produce el pozo, delimitada por la tubería de recubrimiento de  $3 \frac{5}{8}$  pulg y la tubería concéntrica de  $1 \frac{1}{4}$  pulg. La inyección del aceite es rápida, así como su permanencia dentro del pozo, pues inmediatamente se reinicia el ciclo productivo descargando hacia el separador el aceite inyectado, el cual arrastra la parafina disuelta y el fluido de producción (acumulado durante el cierre del pozo, que no excede de un ciclo productivo).
7. Con la finalidad de verificar la eficiencia del tratamiento, se registra en un rotámetro del separador de prueba, el flujo obtenido justo después de la operación de limpieza. Un buen trabajo de limpieza con Aceite Caliente mostrará un ligero incremento en la producción, ajustándose los valores obtenidos a su curva de declinación normal

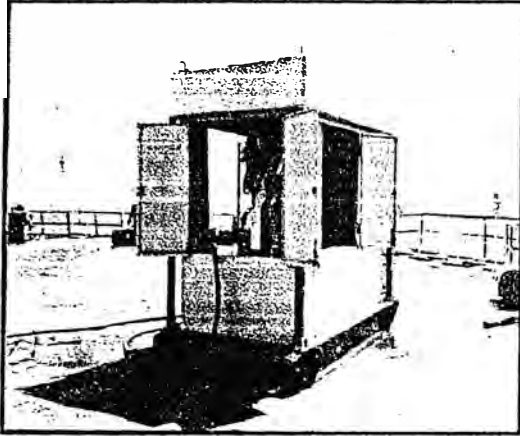


FOTO 4. VISTA DEL CALDERO UBICADO EN PLATAFORMA

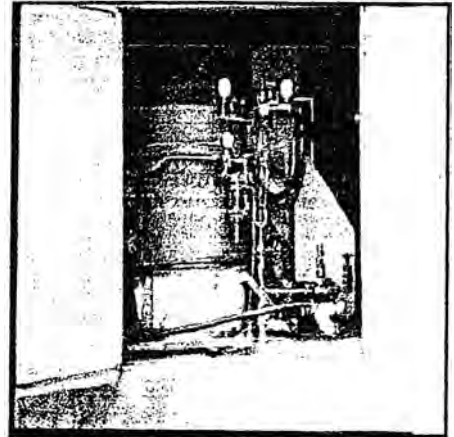


FOTO 5. VISTA INTERNA DEL CALDERO

### 5.3.3. CONSIDERACIONES OPERATIVAS DEL TRATAMIENTO TÉRMICO

El agua empleada en el caldero debe estar libre de sólidos y sedimentos, por ello es recomendable el uso de agua blanda o la adición de coagulantes y floculantes que arrastren los depósitos inorgánicos.

La temperatura y presión del vapor del caldero deben encontrarse en los valores de saturación, con lo que se asegura la vaporización total del agua, incrementando su capacidad calorífica necesaria para el calentamiento directo del aceite.

El volumen de aceite inyectado debe ser tal que no cause problemas como la sobrepresión del pozo o la solidificación de parafina por el enfriamiento rápido en su trayectoria por el pozo y líneas de producción.

Es necesario el tratamiento previo del aceite a emplear en el calentamiento, para separar el agua, sedimentos y parafina sólida que puedan estar presentes en el fluido. Para este fin se deben seleccionar los pozos que presentan menor BS&W y disponerlos en un separador, es recomendable el uso de un demulsificante.

Para asegurar el calentamiento homogéneo del aceite es indispensable instalar una termocupla en el tanque de calentamiento y de esa manera medir la temperatura óptima para el trabajo, la cual se encuentra entre 180°F y 200°F.

- Considerando las condiciones a las que actualmente se viene realizando el trabajo de Hot Oil, se recomienda el drenaje periódico de agua condensada del tanque de calentamiento antes de enviarlo al volumeter. En las Fotos 6,7 y 8 se muestran las características del tanque empleado para el calentamiento y la forma de toma de muestras. En ellas se observa que la salida del aceite caliente hacia la línea de inyección a los pozos se encuentra en la zona inferior del tanque, lo que favorece el arrastre de agua condensada. Se recomienda colocar un medidor de nivel en el tanque y colocar la válvula de salida del aceite a una altura intermedia, por encima de la fase acuosa formada en el tanque.
- Para asegurar que el tiempo de residencia del aceite caliente en el pozo sea mínimo, abrir el pozo inmediatamente. El cambio acelerado de temperatura provoca la cristalización de parafina aún en el fondo del pozo obstruyendo parte de la instalación de subsuelo como la válvula de asiento y las válvulas de inyección.
- Realizar la prueba del pozo inmediatamente después del tratamiento para evaluar la eficiencia del trabajo.

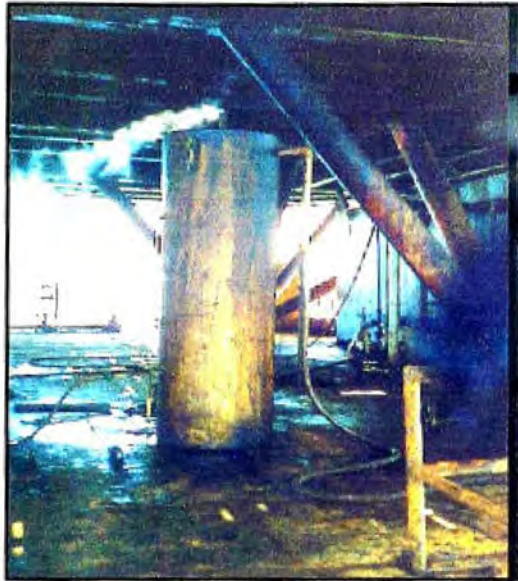


FOTO 6. TANQUE DE CALENTAMIENTO DE ACEITE



FOTO 7. TERMÓMETROS UBICADOS EN EL TANQUE DE CALENTAMIENTO



FOTO 8. MUESTRAS DE ACEITE CALIENTE DESTINADO AL TRATAMIENTO

#### 5.4. TRATAMIENTO MECÁNICO: SCRAPING

Es un tratamiento de limpieza. Para este fin utiliza cuchillos rascadores de parafina diseñados especialmente para desprender la parafina de las paredes del tubo de producción y sacarla hasta la superficie, con o sin ayuda de la columna de petróleo que asciende del pozo.

En los pozos de Petro-Tech ubicados en el zócalo continental que presentan precipitación de parafina se emplea el tratamiento mecánico.

El equipo que se observa en la Foto 9, es el que provee al tren de Wire-Line<sup>18</sup> la longitud necesaria de cable para que pueda llegar hasta el depósito más profundo, y si es necesario hasta la válvula estacionaria. Posee un tambor en el cual esta enrollado el cable, y un medidor de longitud del cable, que nos indica a que profundidad se encuentra el tren de Wire-Line.

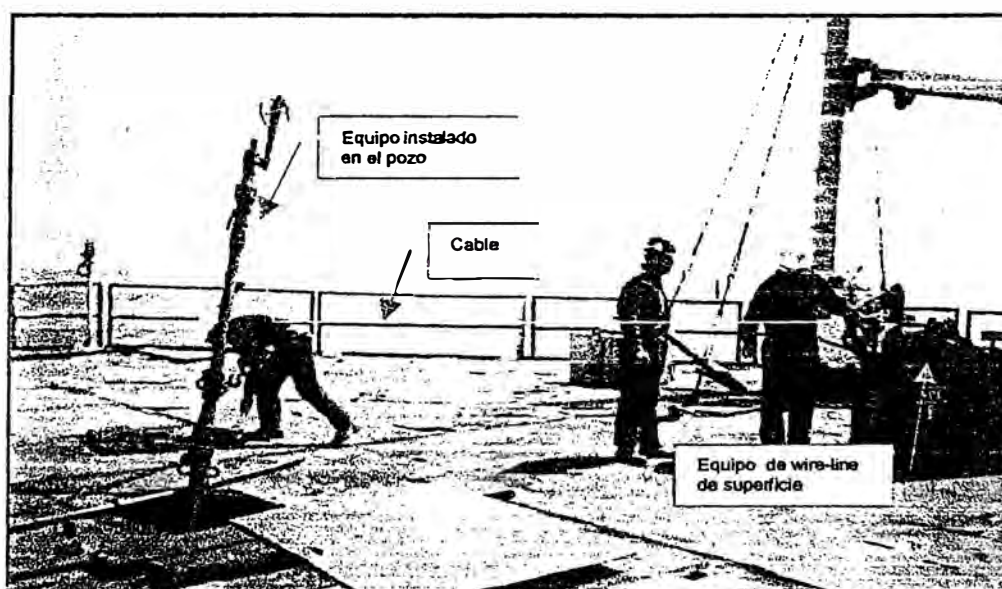


FOTO 9. EQUIPO DE WIRE-LINE EN SUPERFICIE

<sup>18</sup> Tren de Wire- Line: es el conjunto de herramientas que ensambladas realizan el raspado de los depósitos de parafina en el tubo de producción y tiene como una función adicional el calibrado del mismo.

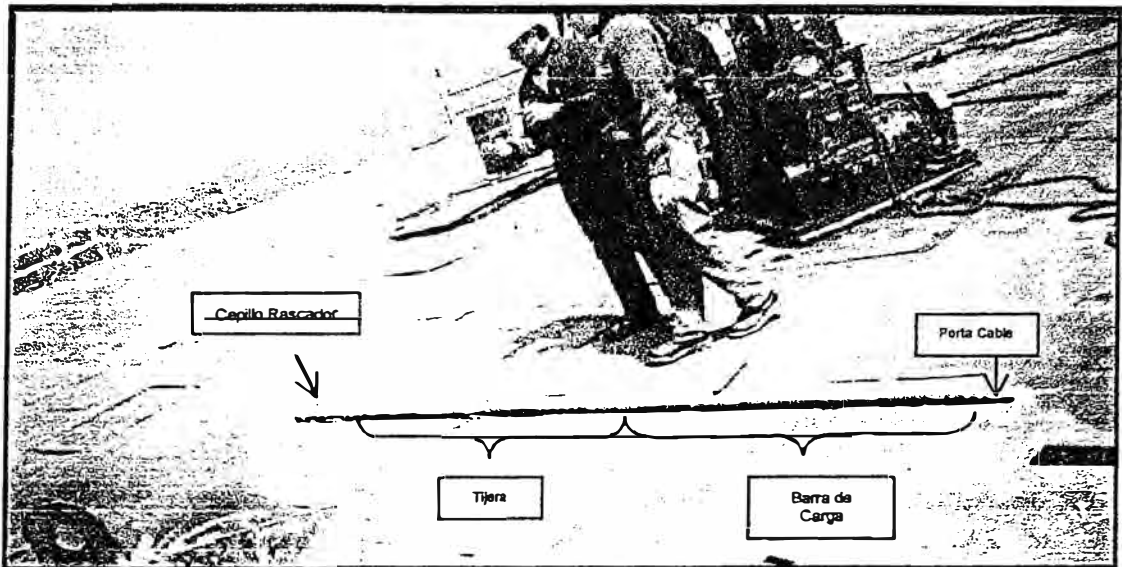


FOTO 10. TREN DE WIRE-LINE

#### 5.4.1. DESCRIPCIÓN OPERATIVA DE UN CORTE DE PARAFINA: SCRAPING

Para comprender la operación de scraping se describirá un trabajo de corte de parafina realizado en los campos de Petro-Tech Peruana S.A. Previo a la realización del trabajo se desfoga el gas, que ha quedado atrapado en la tubería de producción. La ejecución de esta operación se realiza con el pozo en producción, tomándose en consideración que se bajan las herramientas luego que la columna de petróleo ha llegado a la superficie por la energía del gas lift.

La operación en el pozo se inicia con la instalación del equipo en el nivel superior de la plataforma desde donde se envía la tubería de limpieza al nivel en el cual se encuentra la cabeza de pozo, posteriormente se realizan las siguientes acciones:

- Se ensambla el porta cable (proveniente del tambor del equipo en superficie) a la barra de carga, ambos descienden a través de la tubería, hasta llegar al nivel en el que se encuentra la cabeza de pozo.
- Se ensambla la tijera a la barra de carga, y el cepillo rascador con un espesor de cable de 1 ¼ pulg (Foto 11).



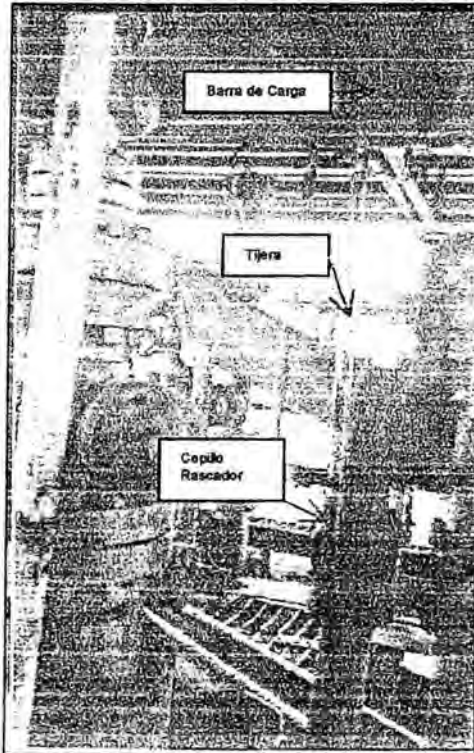


FOTO 11. ENSAMBLAJE DEL TREN DE WIRE-LINE  
EN EL POZO

- Todo el tren de W-L se levanta hasta la cabeza del pozo, por medio del equipo de superficie que enrolla el cable, luego entra al tubo de producción.
- El tren de W-L desciende en la tubería de producción por el peso de la barra de carga, rascando el depósito de parafina que encuentre a su paso.
- El equipo de superficie enrolla nuevamente el cable y la parafina es extraída de los pelos de la cuchilla y recuperada en un cilindro (Foto 12), luego se procede a cambiar el tamaño de pelo de cable del cepillo por uno de 1½ pulg, esta acción se repite variando el pelo del cable, hasta el tamaño del diámetro interno del tubo de producción.



FOTO 12. CILINDRO CONTENIENDO LA PARAFINA RECUPERADA  
EN LA OPERACIÓN DE CORTE

- Luego de retirar todo el depósito que se desprende por el paso del cepillo rascador, se procede a pasar el espiral<sup>19</sup>. Finalmente se pasa la copa o cuchillo desparafinador (se enrosca en la tijera, a cambio del cepillo rascador).
- Opcionalmente se pasa el torpedo<sup>20</sup>, y la estampa<sup>21</sup> para asegurar que la tubería de producción y la válvula estacionaria se encuentren en óptimas condiciones (sin daños que obstaculicen el ingreso del petróleo).

<sup>19</sup> Espiral: es el cable colocado en forma de espiral alrededor del cepillo rascador, con la medida del diámetro interno del tubo de producción

<sup>20</sup> Elemento calibrador para expandir pequeñas abolladuras en la tubería de producción. Se utiliza golpeando hasta eliminar la abolladura.

<sup>21</sup> La estampa permite conocer la posición y la forma de una herramienta perdida en el pozo durante el trabajo de corte y el estado en el que se encuentra la válvula estacionaria. La base de la herramienta es de plomo.

## CAPÍTULO VI: SELECCIÓN DE LOS POZOS POR EVALUAR

En el presente capítulo se expone la información obtenida a partir de los diálogos técnicos sostenidos con el personal responsable de la producción en la Empresa, el análisis estadístico de los datos obtenidos y los criterios de base para la selección de los pozos motivo del presente estudio.

### 6.1. DIÁLOGOS TÉCNICOS

Inicialmente se realizó una corta pasantía en las instalaciones de Petro-Tech Peruana S.A., en coordinación con los ingenieros de los Departamentos de Ingeniería y Producción, identificando de esta manera el sistema operativo de la Empresa y el método de producción.

#### 6.1.1. DIÁLOGOS TÉCNICOS CON EL DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA

Los trabajos ejecutados por este departamento están relacionados al diseño y ejecución de proyectos para el control de la producción, es por ello que se obtuvo información de la trascendencia del problema de deposición de parafina en las operaciones de producción y los tratamientos realizados con el propósito de controlar el problema, métodos de aplicación así como los resultados obtenidos, asimismo se recolectó la base de datos acerca de las operaciones productivas de la empresa: áreas que comprende, producción, tipos de formaciones geológicas, tipo de instalaciones de producción, etc., datos necesarios para el estudio estadístico y la consecuente selección del área y plataformas a estudiar.

Las empresas de servicios que realizan trabajos específicos a Petro-Tech Peruana S.A., como son: Halliburton, Schlumberger-Dowell y SPC (representante de Baker-Petrolite en el Perú), gentilmente nos otorgaron el

permiso para hacer uso de sus laboratorios para la inicialización del trabajo experimental.

### 6.1.2. DIÁLOGOS TÉCNICOS CON EL DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN

Al igual que las acciones llevadas a cabo con el Departamento de Ingeniería, se recolectaron los datos de producción de petróleo, los volúmenes de consumo de gas en el caso de las instalaciones de gas lift, y los datos de las condiciones de operación a las cuales se trabaja en el campo de producción. Asimismo se reconocieron en campo las instalaciones y equipos designados para los tratamientos aplicados en el problema de deposición de parafina en los pozos. Se recopiló información sobre los mismos, tales como:

**Tratamiento Químico:** programa de dosificación de las químicas, método de operación del sistema de inyección de químicas, stock de productos.

**Tratamiento Térmico:** programas de realización del tratamiento, procedimiento empleado, disposición del sistema instalado en campo, características de los fluidos empleados (aceite y vapor de agua) y su disponibilidad para el trabajo en el campo.

**Tratamiento Mecánico:** programa de frecuencia de realización de los trabajos en los pozos, procedimientos empleados en la operación de corte, equipos e instrumentos empleados.

## 6.2. INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

El procesamiento de la información estadística manejada en la tesis se ha realizado considerando las cuatro áreas productivas de la empresa, como son: Litoral, Lobitos, Peña Negra y Providencia que reúnen aproximadamente 88 plataforma<sup>22</sup> con 588 pozos distribuidos en todas ellas y una producción diaria total aproximada de 13 800 barriles de petróleo.

<sup>22</sup>En la Base de datos de la empresa se considera también como plataformas a conjuntos de pozos en tierra, esto con fines prácticos.

### Selección del Área Lobitos y sus Plataformas

Para la selección del área de estudio se consideró como factor principal la frecuencia de operaciones de corte de parafina realizados durante el período Enero - Julio del año 1999, por ser éste el tratamiento de mayor aplicación.

La Figura 6.1 representa porcentualmente la frecuencia de operaciones de corte en cada área. Según los resultados, Lobitos, con un 70% de trabajos de corte de parafina, es el área que presenta el mayor problema. En el Anexo A.1 se reportan los datos obtenidos.

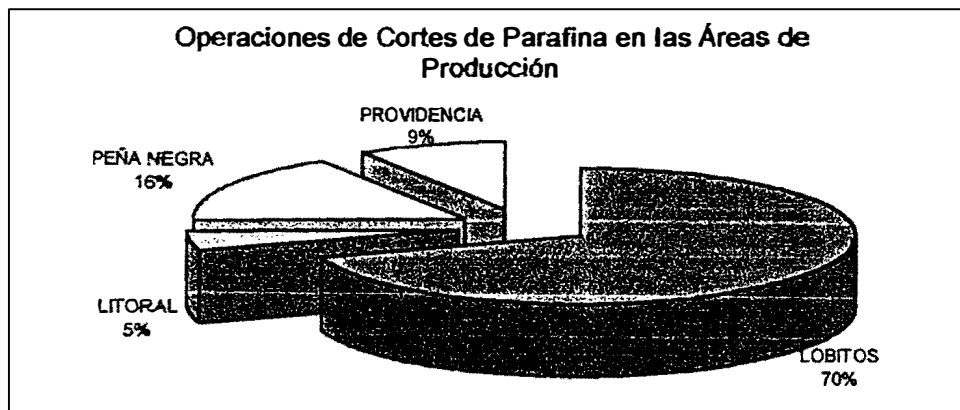


FIGURA 6.1.

Siguiendo el estudio estadístico se analizan los datos de consumo de químicas, como medición del tratamiento químico en cada una de las áreas, para el mismo período considerado en los trabajos de corte. Los resultados se muestran en la Figura 6.2, se reconoce asimismo al área de Lobitos como el área de mayor consumo, el cual representa el 78% del total.

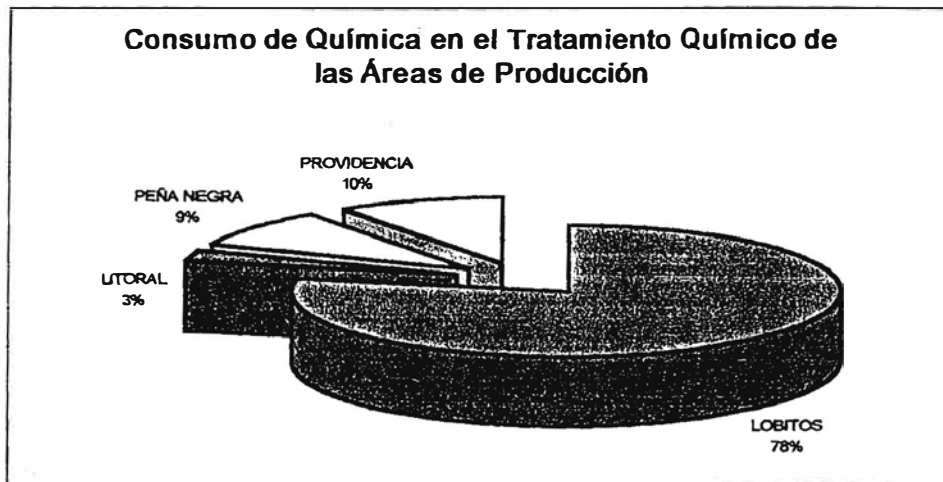


FIGURA 6.2.

La producción de petróleo de las diferentes áreas se ilustra en la Figura 6.3, en la cual se puede apreciar que el área de Peña Negra representa el 45% y Lobitos el 36% de la producción total. En el Anexo A.2 se reporta la base de datos de la producción de cada una de las áreas.

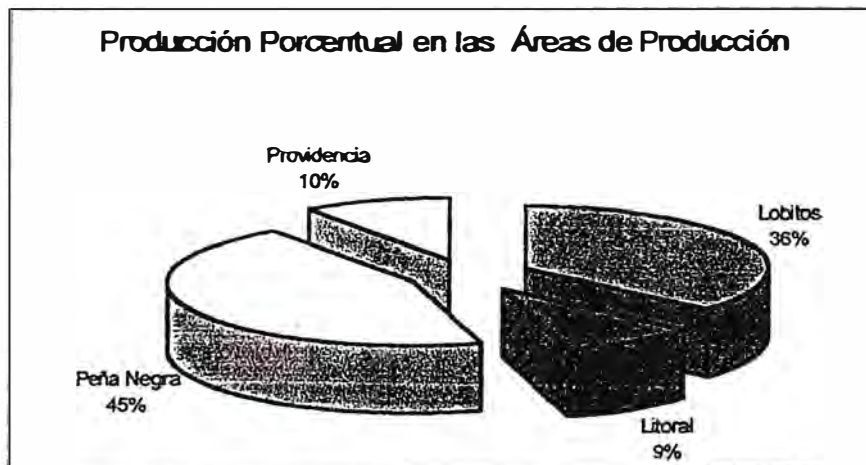


FIGURA 6.3.

Para conocer la incidencia de los tipos de formaciones geológicas en el problema de la deposición de parafina, en cada una de las áreas se agrupan los pozos que presentan un mismo tipo de formación.

Para este propósito se procedió a seleccionar dos plataformas por cada área, considerando aquéllas que presentan el mayor número de operaciones de

corte durante el período de evaluación. En la Figura 6.4 se representan los tipos de formaciones geológicas presentes en el área productora, siendo las principales las formaciones Mogollón y Basal Salina, agrupando cada una 28% y 19% de pozos respectivamente. En el Anexo A.3 se muestran los datos obtenidos para cada área.

De acuerdo al análisis general realizado se seleccionó el área de Lobitos para el presente estudio y sobre la base de la información técnica anteriormente descrita se procedió a seleccionar las plataformas LO7 y LO16 ubicadas en esta área. Estas plataformas presentan las siguientes características:

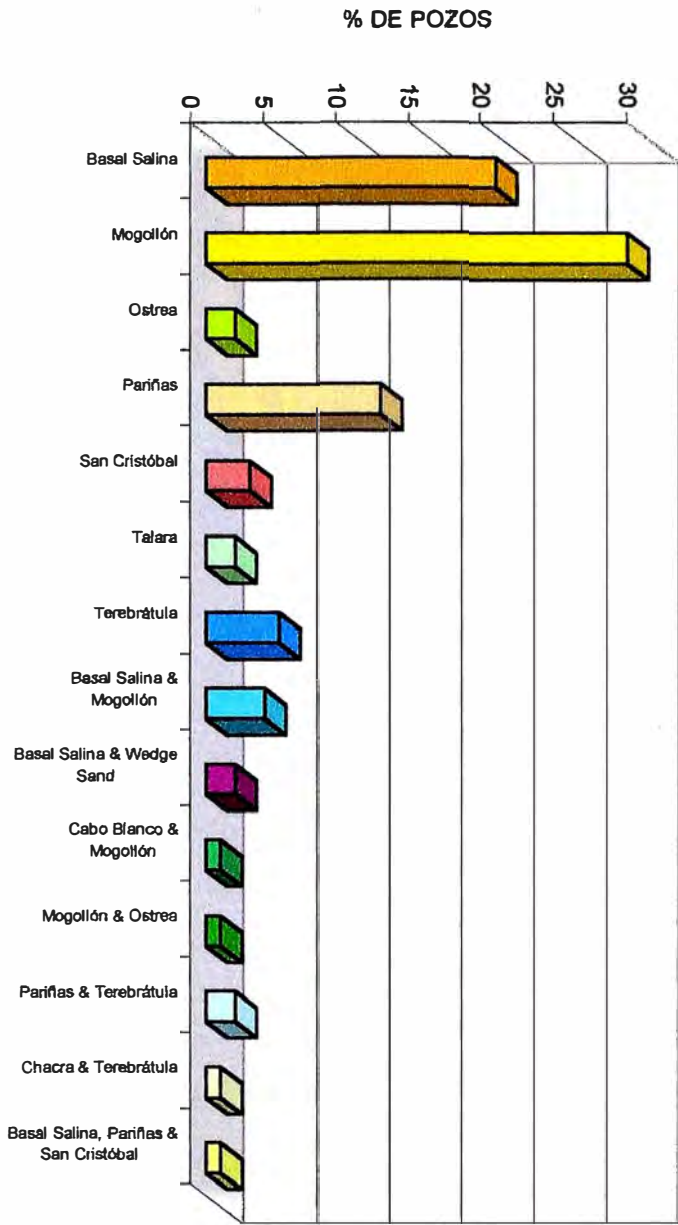
- Mayor frecuencia en los trabajos de corte de parafina (Figura 6.5),
- Mayor consumo de químicas (Figura 6.6)
- Mayor producción en el área (Figura 6.7)
- Formaciones geológicas de mayor importancia: Basal Salina y Mogollón (Figura 6.8).

### 6.3. CRITERIOS TÉCNICOS Y EMPRESARIALES PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS BASE DEL ESTUDIO

Seleccionadas las plataformas LO7 y LO16, se procedió a definir los criterios técnicos y empresariales, los que a su vez permitieron la selección de los pozos petroleros base del presente estudio.

Los criterios empresariales fueron el resultado de los diálogos con la Empresa y otorgaron el límite dentro del cual se aplicaron los criterios técnicos propuestos por las Tesistas.

**Distribución de las Formaciones Geológicas en los Pozos Productores de Petro-Tech Peruana S.A.**



FORMACIONES GEOLÓGICAS

FIGURA 6.4.



### Frecuencia de las Operaciones de Corte de Parafina en las Plataformas del Área Lobitos

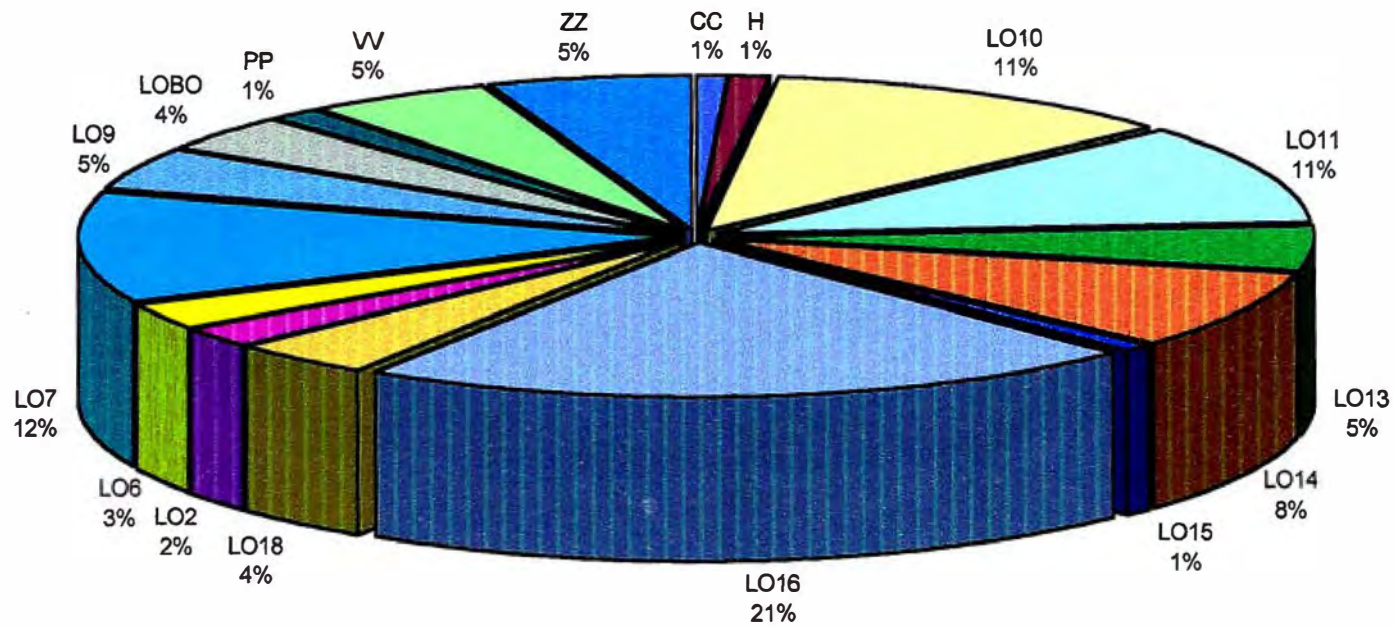


FIGURA 6.5.

### Consumo de Química del Área Lobitos

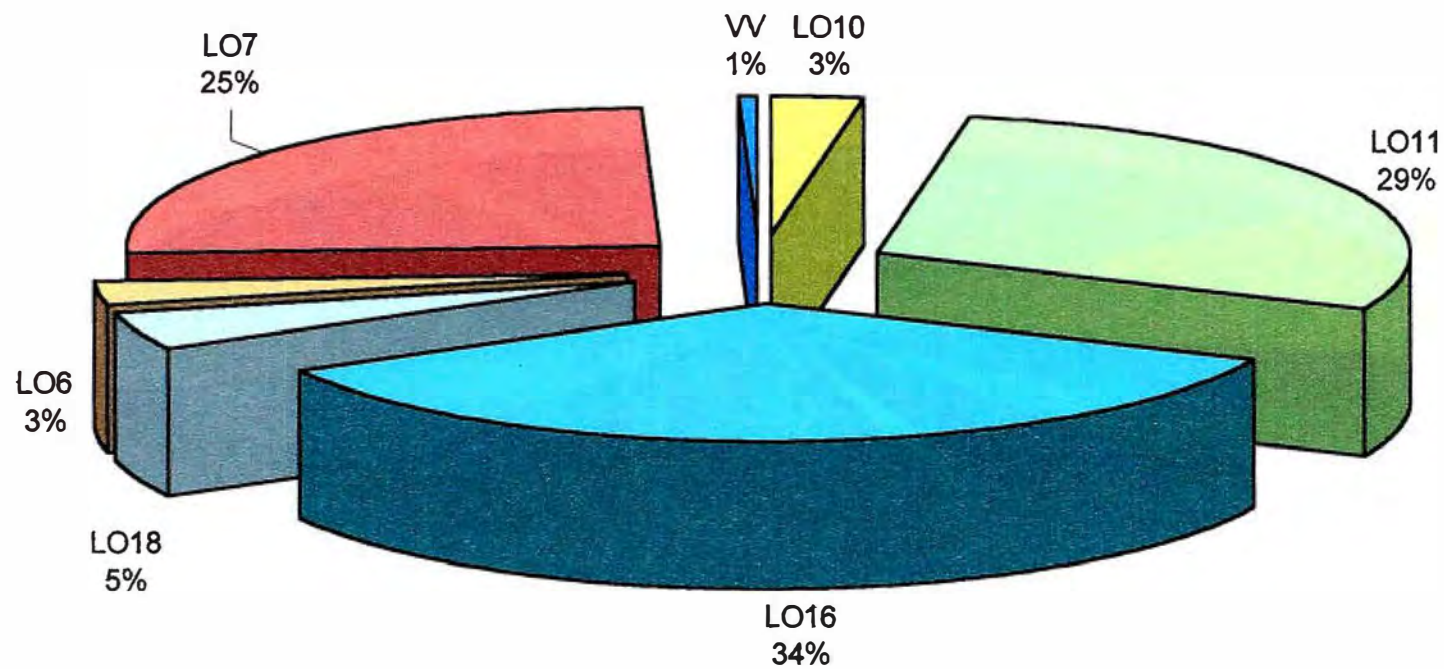


FIGURA 6.6.

## Distribución de la Producción de Petróleo en las Plataformas del Área Lobitos

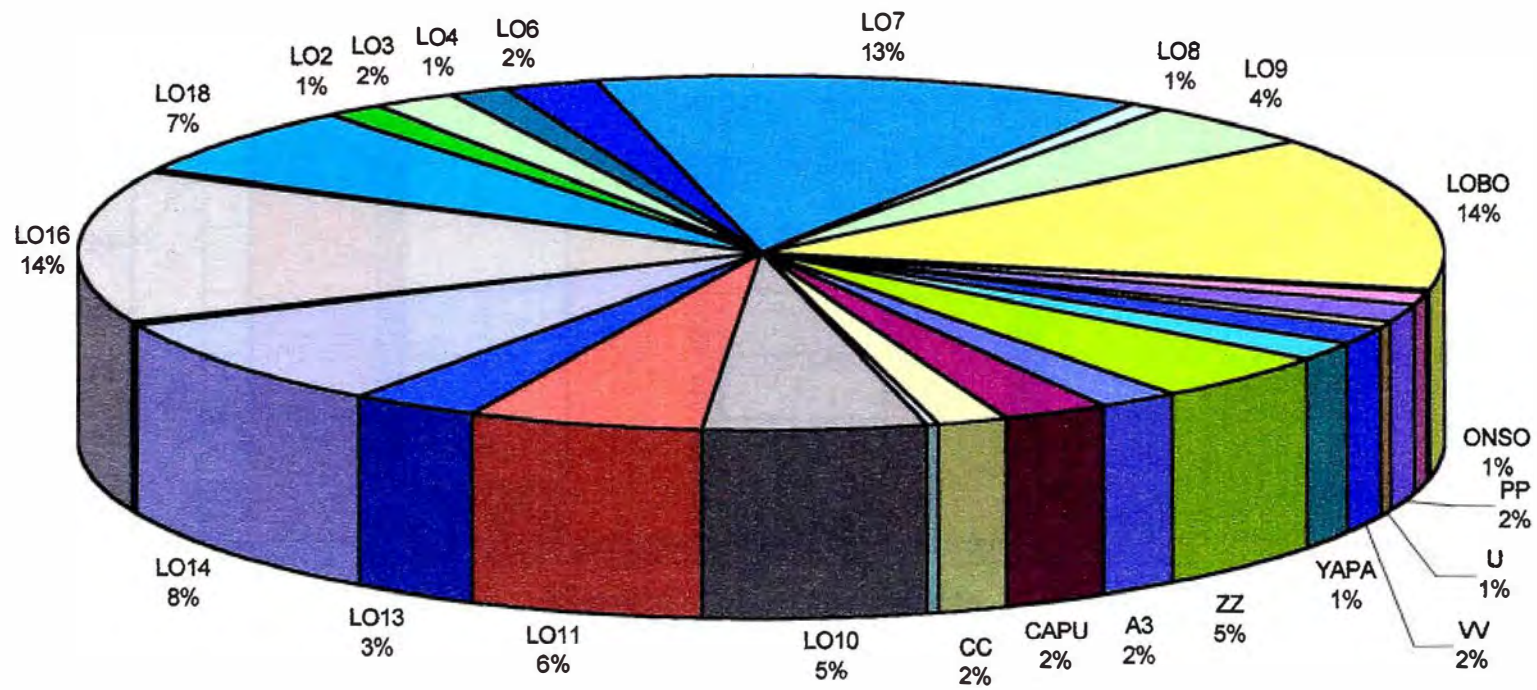


FIGURA 6.7.

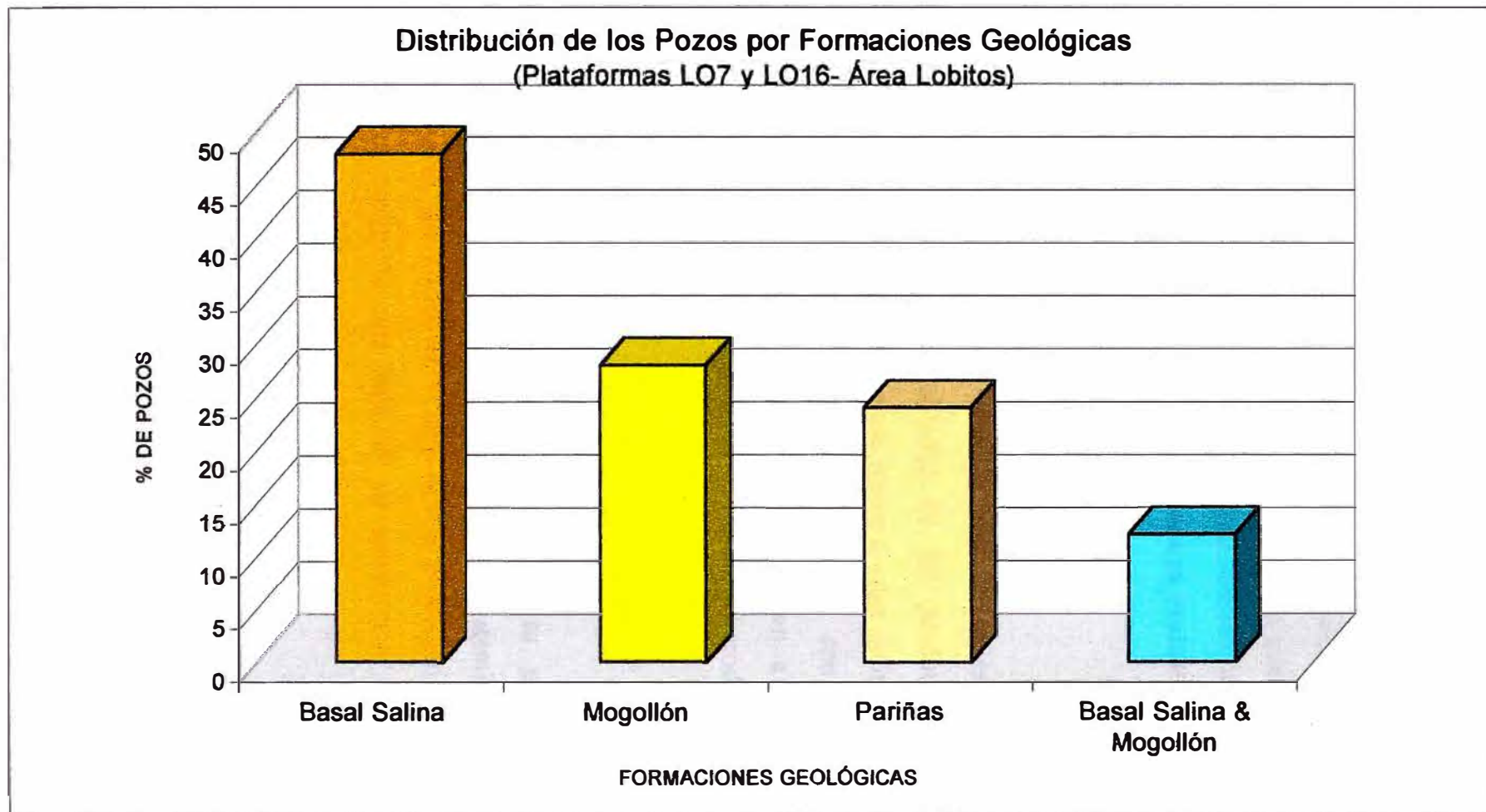


FIGURA 6.8.

### 6.3.1. CRITERIOS EMPRESARIALES

- Disponibilidad de las instalaciones y equipos necesarios para los tratamientos a evaluar.

Según las necesidades que se tuvieron para realizar los tratamientos fue indispensable adaptar las instalaciones y equipos que poseía la Empresa, y en algunos casos, como en el tratamiento térmico-químico, fue necesario implementar una instalación especial para su evaluación, ello se explicará más detalladamente en el capítulo VIII.

- Stock de químicas en la empresa

La continuidad en la evaluación del tratamiento químico estuvo acondicionada a la disponibilidad de los productos químicos que empleaba la empresa, no obstante frente a estas limitaciones se evaluaron otros productos en laboratorio, por contar con pequeñas muestras (proporcionadas por las firmas que abastecen a la empresa), y se analizaron las variaciones de las propiedades del crudo frente a diferentes productos químicos.

- Producción de los pozos (Riesgo)

La selección de los pozos dependió de su producción. No era recomendable evaluar aquellos pozos con un tratamiento diferente al que ya poseían, sobre todo en el caso que la producción sea muy alta, para evitar el riesgo de una baja en su producción, que conllevaría a importantes pérdidas económicas.

- Interés por el Análisis del Tratamiento Bacteriológico

En Petro-Tech Peruana se realizó el tratamiento bacteriológico en dos pozos, obteniendo resultados muy distintos en cada uno, por tal motivo hubo interés por parte de la Empresa de analizar los resultados obtenidos del tratamiento anteriormente efectuado.

- Interés por la Evaluación de Técnicas de Producción (Uso de Gas Caliente)

En las operaciones de campo se evalúan los beneficios del uso de Gas Lift a alta temperatura, sobre todo en pozos que presentan una baja producción.

### 6.3.2. CRITERIOS TÉCNICOS

- Frecuencia de corte de parafina y horas empleadas en cada trabajo

Se analizó la base de datos de las operaciones de corte de parafina realizada a los pozos del área Lobitos. En cada uno de los cortes se consideró el tiempo empleado.

- Tipo de Formación

De acuerdo a los resultados estadísticos obtenidos anteriormente, en la cual se distingue que los pozos con mayores problemas de deposición tienen como formaciones geológicas Basal Salina y Mogollón, hace justificable el criterio de seleccionar a los pozos cuya producción proviene de dichas formaciones.

- Tipo de Terminación

En Petro-Tech se tienen diversos diseños de instalaciones, específicas para las condiciones de operación en el campo de producción, como se mencionó en el Capítulo II. Los pozos que presentan el problema de deposición de parafina poseen el tipo de instalaciones Convencional, BLT y Diámetro Reducido. Este criterio se considera en la selección de los pozos para analizar cuales son los factores de operación, que de acuerdo al tipo de terminación, propician la deposición de la parafina.

- Profundidad del Pozo

La profundidad del pozo es determinante en el descenso de la temperatura, debido a que cuanto mayor sea la trayectoria que tiene que recorrer el

fluido producido para llegar a la superficie, mayor será la pérdida de temperatura por la transferencia de calor a las paredes del tubo de producción y la caída de presión del mismo fluido. Por consiguiente aquellos pozos que poseen una profundidad considerable tendrán una mayor tendencia para la formación de los depósitos de parafina.

- **Historial del Pozo**

Para realizar un estudio completo del comportamiento de los pozos se consideró que debían poseer la información técnica necesaria acerca de los trabajos realizados en ellos, tales como: registros actualizados de perfiles de presión, temperatura, composición del crudo y gas extraído, historial de los tratamientos preventivos empleados.

- **Tratamientos Empleados en el Área de Lobitos**

El objetivo del estudio son los tratamientos de inhibición de parafina, como es el tratamiento químico, el cual se emplea en la empresa. Sin embargo, conjuntamente a esta aplicación se realizan trabajos de limpieza: Corte de Parafina y Hot Oil, que están sujetos a procedimientos y los cuales deben ser optimizados para mejorar la acción del tratamiento químico. Es por esta razón que en los pozos base del estudio se evalúan ambos tratamientos, de inhibición y limpieza.

#### **6.4. SELECCIÓN DE LOS POZOS Y TRATAMIENTOS POR EVALUAR**

Sobre la base de los criterios empresariales y técnicos propuestos, luego de analizar en forma conjunta los diálogos sostenidos con los Departamentos técnicos, concluimos en la selección de los siguientes pozos y sus tratamientos por estudiar:

Tratamiento Químico (con Inhibidor): Pozo LO16-24

Tratamiento Térmico-Químico (con Inhibidor): Pozo LO16-8

Tratamiento Térmico-Químico (con Dispersante): Pozo LO7-25

- Tratamiento Térmico: Pozo LO7-17R
- Tratamiento Bacteriológico: Pozo LO16-14; sólo se realiza el análisis del trabajo anteriormente efectuado por la empresa, con el fin de evaluar la posibilidad de una continuidad en dicho tratamiento.

Es importante mencionar que debido a disposiciones empresariales, se debieron respetar los programas de los trabajos de limpieza mecánica efectuados conjuntamente con los tratamientos químicos y térmicos, por lo cual los resultados a obtenerse en la evaluación de los tratamientos químicos presentan limitaciones.



# CAPÍTULO VII: CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO PRODUCIDO

## 7.1. PROPÓSITO

El presente capítulo detalla los procedimientos de laboratorio y ecuaciones empleadas para la determinación de propiedades físicas y químicas de los crudos correspondientes a los pozos seleccionados. Asimismo se caracterizaron los crudos, hallando el porcentaje de participación de los hidrocarburos: parafinas, naftenos y aromáticos, presentes en su composición.

Estas actividades se realizan con muestras de crudo obtenidas en superficie, debido a la dificultad de la realización de un muestreo puntual (en la zona más profunda del pozo). Es importante enfatizar que nuestro estudio está dirigido al crudo que está surgiendo hacia la superficie, por lo cual nos interesa conocer las propiedades cuando se encuentra en la zona más profunda del pozo, sin embargo como primera aproximación consideramos los resultados de las pruebas realizadas con las muestras a disposición.

La diferencia existente entre las muestras de crudo de superficie y fondo de pozo es el porcentaje de compuestos ligeros ( $C_1$  a  $C_4$ ) y parafina precipitable ( $C_{16}^+$ ) presentes en su composición. El crudo de superficie pierde parte de estos compuestos durante su trayectoria a través de la tubería de producción debido a cambios de presión y temperatura.

Sin embargo, algunas de estas propiedades físicas son indicadores por lo cual mantendrán su significado, útiles para el propósito requerido, como es conocer la naturaleza del crudo en estudio y su comportamiento frente a variables operativas. En el desarrollo del presente estudio se realizan cálculos para conocer la composición del crudo a las condiciones requeridas y el cálculo de la propiedad física, punto de fusión.

## 7.2. METODOLOGÍA GENERAL

La metodología general aplicada fue la siguiente:

1. En la primera etapa, se realizó la obtención de muestras de los Crudos, siguiendo procedimientos normalizados con el fin de obtener muestras representativas del fluido a analizar en laboratorio.

In situ y para cada pozo seleccionado se anotaron los siguientes datos: Temperatura y Presión en superficie, ciclo productivo y flujo de producción.

2. La segunda etapa está referida a la caracterización del Crudo y determinación de propiedades necesarias para predecir el comportamiento del crudo a las condiciones del sistema de producción. Para este propósito se realizaron pruebas normalizadas obteniendo los datos necesarios en el cálculo de las propiedades físicas y químicas. La caracterización del gas contempla el análisis cromatográfico de las muestras.

## 7.3. PRIMERA ETAPA: TOMA DE MUESTRAS Y DATOS OPERATIVOS EN CAMPO

### 7.3.1. METODOLOGÍA

Para obtener confiabilidad en los resultados obtenidos en laboratorio además del cuidado en la realización de cada uno de los análisis, fue necesario que la muestra analizada sea representativa del crudo producido. Es por ello que se siguió un procedimiento adecuado para su obtención y buen manejo.

Como se explicó al iniciar el capítulo, debido a que no se disponía del equipo necesario para la toma de muestras en el fondo del pozo se optó por trabajar con las muestras de superficie.

Parrott<sup>23</sup> propone una técnica para el muestreo de crudo en superficie. Este consiste en la obtención de pequeñas muestras cada cierto tiempo, con la

---

<sup>23</sup> Parrott (Ref. 18- pp. 60-65)

finalidad de obtener un conjunto de muestras representativas del total de aceite transferido por la tubería de producción.

Esta técnica de muestreo por goteo es usada específicamente para conocer con mayor precisión el contenido de agua y sedimentos (BS&W) presentes en el crudo.

Sin embargo, el procedimiento empleado fue establecido de acuerdo a las condiciones de operación del pozo. Así por ejemplo, en pozos que producen mediante la inyección de gas lift con un ciclo de 5x15, donde se emplean 5 minutos en la inyección de gas y 15 minutos en la producción del fluido, se distingue que cuando el pozo inicia la producción, inmediatamente después de cesar la inyección de gas lift, se obtiene un flujo de gas con pequeñas gotas atomizadas de crudo, el cual representa el escape de gas disuelto proveniente del reservorio, seguidamente se inicia la producción de crudo (líquido), y antes de finalizar el ciclo productivo sólo se obtiene el remanente de gas lift inyectado.

Debido a estas observaciones en las diferencias de flujos, se determinó que el intervalo óptimo del ciclo productivo para la toma de muestras corresponde a la etapa intermedia en la cual se desplaza el flujo líquido.

El punto de muestreo se ubicó en las instalaciones de cabeza de pozo (Foto 13). Se recuperó un galón de muestra y se mantuvo almacenado por un máximo de 24 horas.



FOTO 13. MUESTREO DEL CRUDO

Paralelamente a la toma de muestras se registran los datos operativos del pozo en producción, estos datos son mencionados en el desarrollo de los tratamientos de cada uno de los pozos seleccionados.



FOTO 14



FOTO 15

REGISTRO DE DATOS OPERATIVOS DEL POZO

#### 7.4. SEGUNDA ETAPA: PRUEBAS EXPERIMENTALES Y CÁLCULOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO

##### 7.4.1. METODOLOGÍA

En esta etapa se consideran dos aspectos: la medición directa de propiedades vía pruebas físicas llevadas a cabo en laboratorio y el cálculo de propiedades empleando correlaciones matemáticas estandarizadas. Las pruebas realizadas en laboratorio y los cálculos matemáticos, se dividen en dos grupos; aquéllos que tienen por finalidad el cálculo de la distribución de los grupos estructurales en el crudo, para conocer su naturaleza química, y un segundo grupo de pruebas que determinan la influencia de los factores involucrados directamente en la precipitación de parafina.

## 7.5. NATURALEZA QUÍMICA DEL CRUDO

### 7.5.1. PROPIEDADES QUE DETERMINAN LA NATURALEZA PARAFÍNICA DEL CRUDO

Las propiedades físicas describen de manera práctica el comportamiento parafínico del crudo, es por ello que su determinación es indispensable. Los principales parámetros medidos y calculados son la Densidad API, el Peso Molecular, el Factor de Caracterización y el Coeficiente de Viscosidad-Gravedad.

En el Cuadro 7.1 se muestran las propiedades evaluadas para los crudos en estudio, asimismo se adjuntan los valores de las temperaturas volumétrica y media ponderada, halladas a partir de la destilación ASTM D-86 (las correlaciones empleadas para su cálculo se muestran en el Anexo B), que son empleadas en el cálculo del peso molecular y el factor de caracterización.

El método de cálculo de estas propiedades se detallan en el Anexo C.

CUADRO 7.1.

PROPIEDADES DETERMINANTES PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

PARÁMETROS	MUESTRAS DE LOS POZOS			
	LO7-17R	LO7-25	LO16-8	LO16-24
DENSIDAD API	35.1	35.0	35.6	33.7
DENSIDAD (g/cm <sup>3</sup> )	0.849	0.85	0.852	0.857
TEMPERATURA VOLUMÉTRICA PROMEDIO, VABP (°F)	586	582	603	639
TEMPERATURA MEDIA PONDERADA MeABP (°F)	512	510	524	547
INDICE DE REFRACCIÓN, $\eta$	1.4681	1.4714	1.4711	1.4775
PESO MOLECULAR, PM	206	206	212	223
FACTOR DE CARACTERIZACIÓN, K	11.66	11.65	11.67	11.70
CONSTANTE DE VISCOSIDAD- GRAVEDAD	0.71	0.75	0.79	0.71

Como se observa en el cuadro anterior, los valores de la densidad API de los crudos tienen un valor aproximado de 35, y según la clasificación mencionada en el Capítulo I, son crudos Convencionales, y técnicamente están registrados como crudos HCT, que se refiere a aquéllos que presentan un alto punto de fusión. El valor del peso molecular hallado se encuentra en el rango de 206 a 217 es característico de crudos con un porcentaje considerable de compuestos ligeros: parafinas, naftenos y aromáticos, según la caracterización propuesta por el Technical Data Book.

Los valores del factor de caracterización, K (cerca de 12) y de la constante de viscosidad-gravedad, VGC (muy próximo a 0.8) confirman la naturaleza del crudo preponderantemente parafínica.

#### 7.5.2. DISTRIBUCIÓN DE LOS GRUPOS ESTRUCTURALES

El conocimiento de la naturaleza de un crudo de petróleo, dado por la distribución de los tipos de hidrocarburos principales: parafínicos, nafténicos y aromáticos, es de suma importancia para predecir propiedades que influyen directamente en la precipitación de parafina, y asimismo indican la afinidad de otros compuestos presentes en los productos químicos a emplear en los tratamientos.

Para su determinación se emplean dos métodos: Análisis por Cromatografía Líquida y el cálculo matemático según la correlación contemplada en la norma API. Se emplean dos métodos con el fin de tener un punto de comparación y asegurar que se trabajen con datos confiables. Finalmente, cuando se han obtenido los resultados. Si existe la similitud entre éstos se opta por considerar los datos hallados experimentalmente.

- a) El Método de Cromatografía Líquida por adsorción, cuyo principio es la adsorción selectiva de los compuestos hidrocarbonados en un solvente específico, está basado en tres procedimientos normalizados; la determinación de los grupos estructurales en la fracción liviana destilada, la determinación del

contenido de asfaltenos en la fracción pesada o residuo de la destilación y finalmente, la determinación de los grupos estructurales en la fracción pesada. Según los requerimientos del procedimiento inicialmente es necesario realizar la Destilación del Crudo, de acuerdo al método ASTM D-86.

Es muy importante la precisión en la realización de la destilación, debido a que las propiedades del crudo dependen directamente de los valores de temperaturas obtenidos en la prueba.

En el Anexo B se presentan los resultados de la destilación de los crudos pertenecientes a los pozos seleccionados.

El procedimiento empleado para hallar la naturaleza del crudo es mencionado en el Anexo C.

En el Cuadro 7.2 se reportan los resultados del análisis estructural obtenidos experimentalmente, se observa que el porcentaje de compuestos saturados es de 68% del total, en estos compuestos se contempla el porcentaje de parafinas en solución y precipitables, siendo el porcentaje de parafinas precipitables, 3.5% en promedio, que son las que experimentan la deposición, a condiciones experimentadas, en la tubería productiva; existe asimismo un porcentaje importante de compuestos aromáticos, los cuales actúan como solventes de las parafinas y retardan el crecimiento de los cristales; seguido de los compuestos nafténicos, de naturaleza similar a las parafinas.

La similitud de los resultados obtenidos en los cuatro pozos seleccionados nos conduce a sostener que su comportamiento frente a variables externas será el mismo.

**CUADRO 7.2.**  
**DISTRIBUCION ESTRUCTURAL DEL CRUDO**  
**MÉTODO DE CROMATOGRAFÍA LÍQUIDA (EXPERIMENTAL)**

Grupo Estructural	POZO LO7-17R	POZO LO7-25	POZO LO16-8	POZO LO16-24
Saturados	68.0	70.6	70.4	69.5
Parafina precipitable	3.8	2.5	3.2	3.5
Parafinas líquidas	64.2	68.1	67.2	66.0
Nafténicos	15.0	12.0	15.4	15.4
Aromáticos	16.9	17.3	14.0	14.5
Olefinas	0.8	0.7	0.1	0.7

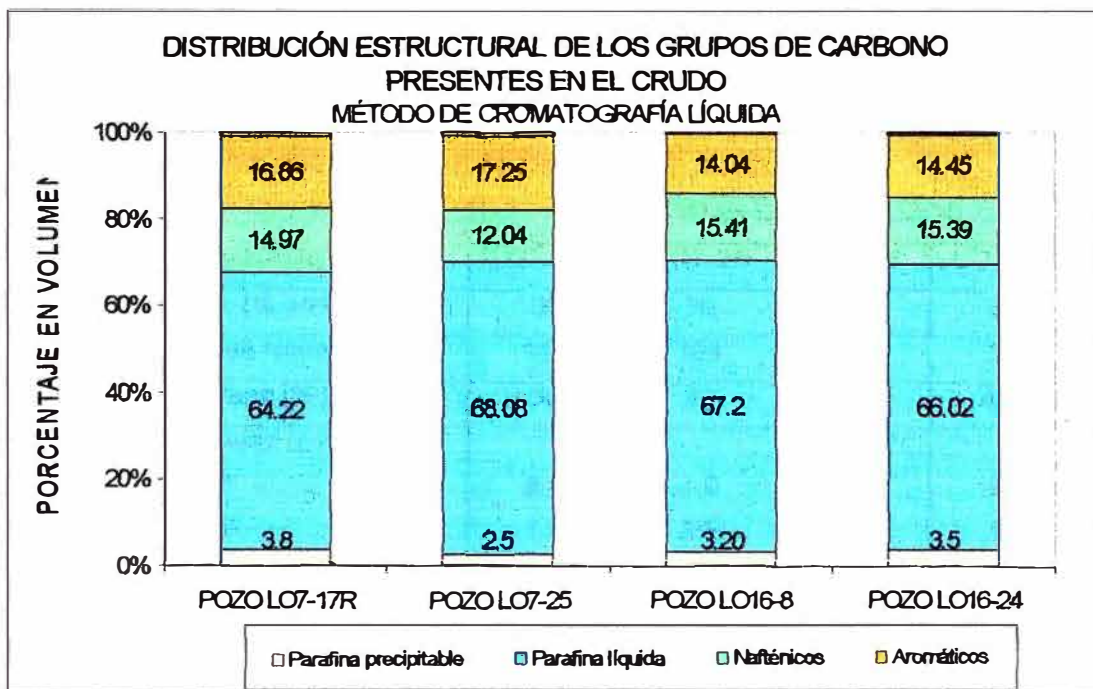


FIGURA 7.1.

## 7.6. PROPIEDADES FÍSICAS DEL CRUDO

Estas pruebas se realizan con la finalidad de evaluar el comportamiento del crudo frente a condiciones variables de ciertos parámetros, principalmente la temperatura, los cuales son factores que influyen directamente en la deposición de parafina.

En el Anexo D se explican los métodos aplicados para la realización de cada uno de las pruebas necesarias para la determinación de estas propiedades.

En el Cuadro 7.3 se resumen los resultados de las mediciones realizadas experimentalmente.



### a) Análisis de la Influencia de la Emulsión

Los valores del contenido de agua ó llamado comúnmente BS&W son variables de pozo a pozo, además es importante señalar que durante las pruebas llevadas a cabo, estas varían para un mismo pozo. Generalmente cuando un pozo inicia su producción el contenido de agua es mínimo ya que se recupera en mayor proporción petróleo, sin embargo cuando las reservas del área explotada se van consumiendo, aumenta la producción de agua; este fenómeno depende asimismo de las características del reservorio productor.

CUADRO 7.3.				
PROPIEDADES FÍSICAS PROMEDIO DEL CRUDO				
PARÁMETROS	MUESTRAS DE LOS POZOS			
	LO7-17R	LO7-25	LO16-8	LO16-24
BS&W (% en volumen)	36	30	4	3.5
Punto de Niebla (°F)	110	108	110	112
Pour Point (°F)	30	32	34	48.2
Viscosidad (cp)				
a 104°F	8.0	7.0	9.5	9.5
a 212°F	1.5	2.5	1.0	1.0

El agua asociada al crudo, se encuentra en forma emulsionada, debido a las condiciones de presión y temperatura que se experimenta en el reservorio y en la tubería de producción.

Cuando se compara una muestra de crudo a condiciones a las que se obtiene en la cabeza de pozo, en la cual la emulsión está presente en el crudo y una muestra a que se le ha retirado el agua, se aprecia que la emulsión favorece a la rápida precipitación de parafina. Por consiguiente, el agua influye directamente en el problema de la deposición de parafina, tal como se explica en el punto 3.4.6.

### b) Análisis de la Viscosidad y el Punto de Niebla

La viscosidad es un factor importante y determinante del comportamiento del crudo a diferentes temperaturas. En el cuadro anterior se muestran los

resultados medidos a 104°F y 212°F, valores estandarizados para el cálculo de propiedades, sin embargo es de mayor importancia evaluar las variaciones de viscosidad en un rango de temperaturas, que se ubiquen dentro de las experimentadas durante su ascenso por la tubería de producción hacia la superficie.

Asociado a la viscosidad, el punto de niebla es la propiedad de mayor importancia debido a que predice la temperatura a la cual se inicia la precipitación de parafina.

En la Figura 7.2 se presenta una curva del perfil de viscosidad a diferentes temperaturas; debido a que las pruebas realizadas a los diferentes crudos en estudio presentan una misma tendencia, se considera a manera de ilustración el crudo del pozo LO16-24. Asimismo, como el punto de niebla es una consecuencia del cambio de viscosidad, en esta gráfica se explica el significado físico de este parámetro. Es importante mencionar la limitación de esta prueba, debido a que el crudo evaluado no corresponde al que se encuentra en el fondo de la tubería de producción antes de empezar a fluir, las propiedades medidas están restringidas a las condiciones del crudo existentes en la superficie, esto quiere decir que los resultados no corresponden al verdadero punto de niebla; por otro lado como el método empleado para hallar el punto de niebla es práctico, pueden estar incluyéndose ciertos errores, aunque mínimos en su determinación. El comportamiento del crudo de fondo de pozo mostrará un comportamiento análogo al encontrado, por lo cual pueden usarse correcciones para relacionar los valores (de las muestras de superficie y fondo de pozo).

Analizando la curva se observa la tendencia de incremento de la viscosidad con la disminución de la temperatura, los valores de viscosidad mantienen una orientación lineal (una misma pendiente) hasta un punto en el que sus valores empiezan a aumentar y se alejan de la linealidad. Estas situaciones se explican analizando el comportamiento reológico del crudo, a temperaturas altas en donde no existe un cambio sustancial en los valores de viscosidad, el crudo se comporta como un fluido newtoniano y a temperaturas bajas, en donde el incremento de la viscosidad es acelerado, el comportamiento es análogo a un

fluido no newtoniano. Este último comportamiento no lineal obedece al cambio de fase experimentado en el crudo como consecuencia de la formación de cristales de parafina que precipitan en la solución. Asimismo en esta curva se identifica el punto de cambio, el cual corresponde a la temperatura de niebla (fusión).

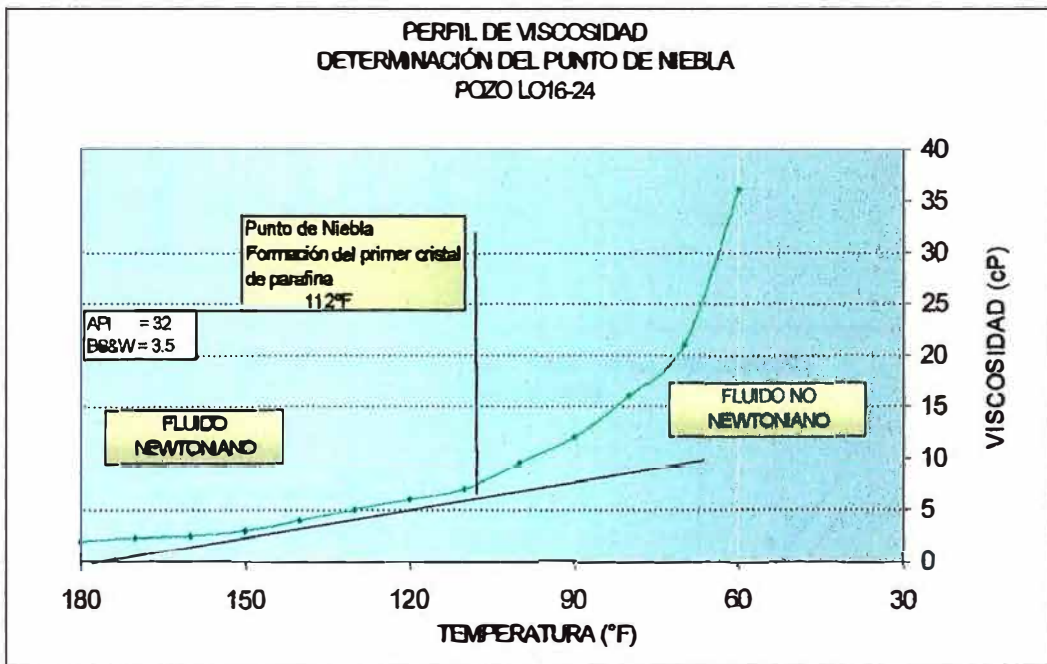


FIGURA 7.2.

La viscosidad aumenta súbitamente en el rango de temperaturas que se registran en el pozo productor, esto es entre 60°F y 120°F, lo cual demuestra que a condiciones de operación se favorece la precipitación de parafina.

Para conocer la influencia del agua en los valores de viscosidad, como se mencionó previamente, este valor es variable en cada uno de los pozos, se comparan dos muestras, una en la que el crudo está libre de agua y otra en la que el crudo y el agua se presentan en forma emulsionada. Tal comportamiento se puede apreciar en la Figura 7.3.

A temperaturas por encima del punto de niebla, tanto el aceite como la emulsión presentan valores semejantes de viscosidad, sin embargo a temperaturas por debajo del punto de niebla, menores a 110°F, se hace evidente

la diferencia los valores, siendo mayor la viscosidad correspondiente al crudo emulsionado.

Temperatura (°F)	VISCOSIDAD	
	Crudo emulsionado	Crudo libre de agua
	BS&W=32	BS&W=0
140	4	3.8
130	4	4.5
120	5	4.5
110	6	5
100	7.5	7
90	11	11
80	13.5	15
70	18	18
60	25	23
50	37	32
40	56	40

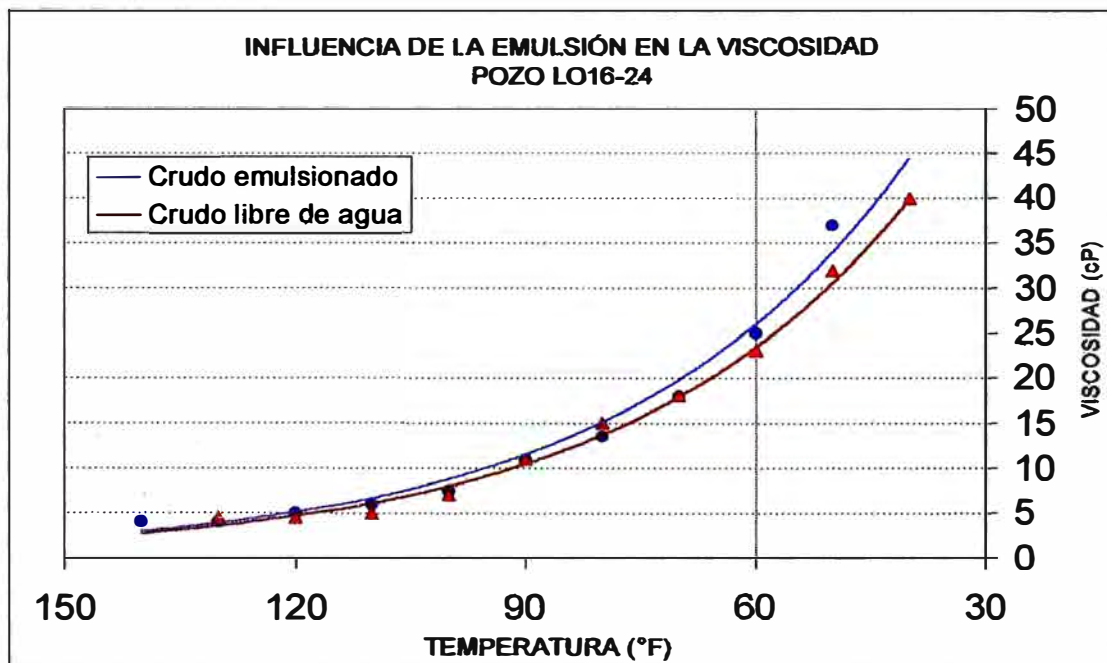


FIGURA 7.3.

### c) Análisis del Pour Point

El pour point representa la temperatura a la cual el crudo deja de fluir, por lo tanto su valor es mucho menor que el correspondiente al punto de niebla, pero para efectos de evaluación del comportamiento del crudo, esta prueba puede emplearse cuando sólo se requiere una comparación cualitativa.

## CAPÍTULO VIII: TRABAJOS DE CAMPO: DESARROLLO Y EVALUACIÓN

### 8.1. PROPÓSITO

Optimizar la aplicación de los tratamientos en cada uno de los pozos seleccionados, considerando las condiciones de operación y factores que influyen en la precipitación de parafina.

El desarrollo del capítulo contempla la descripción de los criterios y procedimientos llevados a cabo en los tratamientos. Un criterio importante durante la evaluación es el análisis de las curvas de producción.

Como se explicó en el Capítulo VI, la selección de los tratamientos se realizó bajo los lineamientos de la Empresa que consideró importante proseguir los tratamientos llevados a cabo hasta la fecha de inicio del estudio. Es por ello, que se consideran los tratamientos de limpieza dentro del presente estudio.

### 8.2. METODOLOGÍA GENERAL

El desarrollo y evaluación de cada tratamiento se realizó según la siguiente metodología:

1. Trabajo de Gabinete: Recolección de los datos técnicos para el estudio de cada pozo.

- 1.1. Información General

- 1.2. Elaboración de la Ficha Técnica de cada pozo seleccionado, la cual contiene información acerca de:

Datos técnicos del pozo referentes al tipo de instalación (completación), y condiciones de producción.

Variables operativas: presión y temperatura.

Resumen Productivo, los principales parámetros que se manejan en las operaciones de producción de petróleo son: BOPD, barriles de aceite por día; BWPD, barriles de agua por día, GOR, relación gas a

aceite producidos, y Consumo de Gas Lift, en pies cúbicos por día; parámetros que representan la situación actual de un pozo productor.

A condiciones normales la producción de un pozo experimenta una disminución gradual que está en conformidad con su curva de declinación<sup>24</sup>. Sin embargo pueden presentarse alteraciones debido a ciertas irregularidades, tal como la disminución de la producción debido a pérdidas por la precipitación y acumulación de parafina en la tubería de producción ó en el propio yacimiento.

1.3. Análisis de la Vida Productiva del pozo, se observan los cambios y la tendencia de la curva de declinación del pozo durante su vida productiva.

## 2. Trabajos Experimentales para la Determinación de las Condiciones Óptimas del Tratamiento

Dependiendo del tipo de tratamiento, se han seguido procedimientos específicos, de tal manera que se obtengan resultados que se ajusten a sus características.

### a) Tratamiento Químico

Selección del tipo de producto químico a emplear. Comparación de productos de diferente naturaleza: inhibidores, dispersantes y solventes, con una misma dosificación, para ello se empleó la prueba del Pour Point. La efectividad del producto se basa en su capacidad para modificar (disminuir) la temperatura a la cual el crudo inicia su cristalización, el punto de fusión.

Determinación de la concentración adecuada del producto seleccionado.

Se realizaron las pruebas de pour point y viscosidad.

Cálculo del flujo de química a inyectar, sobre la base de la producción de petróleo del pozo.

---

<sup>24</sup> Usado para estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro. Su comportamiento se ajusta al modelo exponencial.

#### b) Tratamiento Térmico

Evaluación preliminar de las condiciones de operación favorables para obtener resultados óptimos en el tratamiento. Para tal fin se realizan pruebas de viscosidad del crudo empleado en el tratamiento así como del proveniente de la producción.

Determinación de la concentración del producto dispersante a emplear en el tratamiento. Seleccionar el producto y hallar la dosificación que presente mejores resultados de dispersancia.

Elaboración de un programa de aplicación del tratamiento con fines de limpieza.

#### c) Tratamiento Mecánico

Elaboración de un programa de frecuencias de corte, de acuerdo a una evaluación del comportamiento del pozo en un período previo y considerando la influencia del tratamiento químico que se ejecuta en el pozo.

### 3. Evaluación del Tratamiento

Comprende el análisis conjunto de factores y variables que determinan la eficiencia del tratamiento químico:

- Producción del fluido del pozo, petróleo y agua.
- Flujo de Gas Lift inyectado
- Análisis de los trabajos de Corte de Parafina
- Control de la inyección de química

Evaluación de la acción del inhibidor, mediante mediciones experimentales del comportamiento de la viscosidad y punto de niebla.

## 8.3. TRATAMIENTO QUÍMICO

### 8.3.1. POZO LO16-24

#### 8.3.1.1. Trabajos de Gabinete

##### 8.3.1.1.1. Información General

El Pozo LO16-24 posee una producción promedio de 77 Bbls de crudo (valor relativamente por encima al de los pozos promedio de la zona). El crudo producido se caracteriza por presentar un alto contenido de parafinas, las cuales precipitan en la tubería de producción y obturan el paso del fluido, disminuyendo la producción.

Actualmente es tratado por el método químico empleando inhibidor, asociado al método de limpieza mecánica (en el que se observa una alta frecuencia en los trabajos de corte de parafina).

##### 8.3.1.1.2. Ficha Técnica del Pozo

La ficha técnica del pozo, el cual es presentado en el Cuadro 8.1, resume las principales características del pozo LO16-24.

CUADRO 8.1.  
FICHA TÉCNICA  
POZO LO16-24

<b>DATOS DEL YACIMIENTO</b>	
Campo	Lobitos
Yacimiento	Upper Basal Salina
Presión del Yacimiento (psia)	786.26
Temperatura del Yacimiento (°F)	126.67
<b>DATOS DE COMPLETACIÓN</b>	
Inicio de operación	Mar-98
Intervalo productor – Profundidad (pies)	10086' - 9986'
Profundidad de instalación (pies)	9952
Diámetro nominal de la Tubería de producción (pies)	2' 7/8"
Diámetro Tubo de Recubrimiento (pies)	5 1/2"
Volumen del Tubo de Producción (Bbls)	56
<b>CONDICIONES DE PRODUCCIÓN (Valores Promedios)</b>	
Tipo de Instalación	Dirigido
Sistema	Gas Lift Convencional
Ciclo de Producción	25 * 5
BOPD (Bbls)	77
BWPD (Bbls)	14
GOR (mscf/Bbls)	3518
Gas Lift (mscfpd)	446



### 8.3.1.1.3. Vida Productiva del Pozo

En la Figura 8.1 se muestra la curva de declinación de la producción del pozo, en ella se observa el comportamiento exponencial que sigue su producción, lo cual indica el agotamiento natural de fluido y por tanto de la presión aportada por el reservorio.

En la curva se distinguen cambios en la producción, los cuales pueden derivarse a partir de:

Problemas de operación como: cambios de presión en la inyección de gas lift debido a fallas de la válvula operativa (la cual se encuentra en la zona profunda de tubería de producción y regula la entrada de gas lift), irregularidades en el sistema de control ó fugas;

Variaciones en la composición del fluido producido, el incremento de agua y gas disminuyen el flujo de petróleo recuperado;

Obstrucción de la tubería productora por la deposición de parafina, el cual es objeto del presente estudio.

Para definir la causa de estos cambios en un período determinado es recomendable analizar la curva de producción, como el representado en la Figura 8.2.

El flujo de gas lift es un factor importante en la cristalización de la parafina, su influencia ha sido detallado en el Capítulo III. En la Figura 8.3 se presentan las variaciones en la inyección de gas lift, frecuentemente debido a cambios en la producción (en los casos de una disminución repentina se incrementa la presión de inyección de gas y por consiguiente el volumen inyectado).

### 8.3.1.2. Selección de los Productos Químicos y su Respectiva Dosificación

Considerando las limitaciones que se tenían durante las pruebas experimentales en el desarrollo del presente estudio, el pour point y viscosidad se determinaron en muestras de superficie, desarrollando pruebas que permitieron comparar la performance de estos productos.

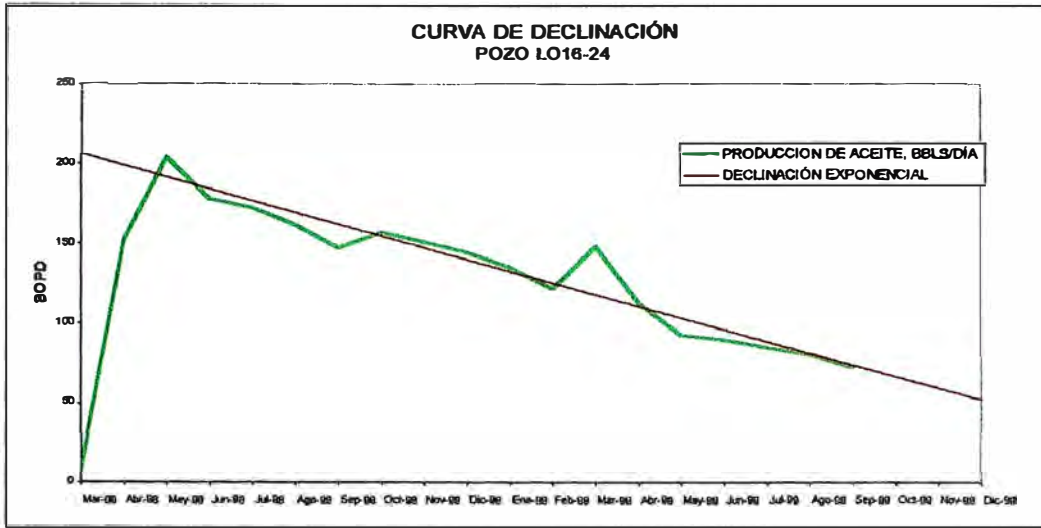


FIGURA 8.1.

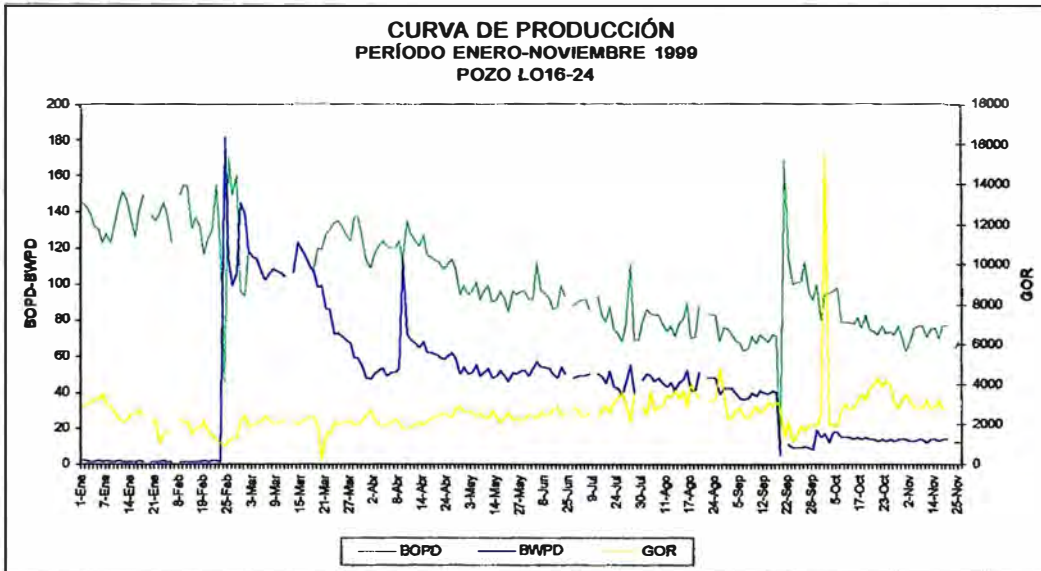


FIGURA 8.2.

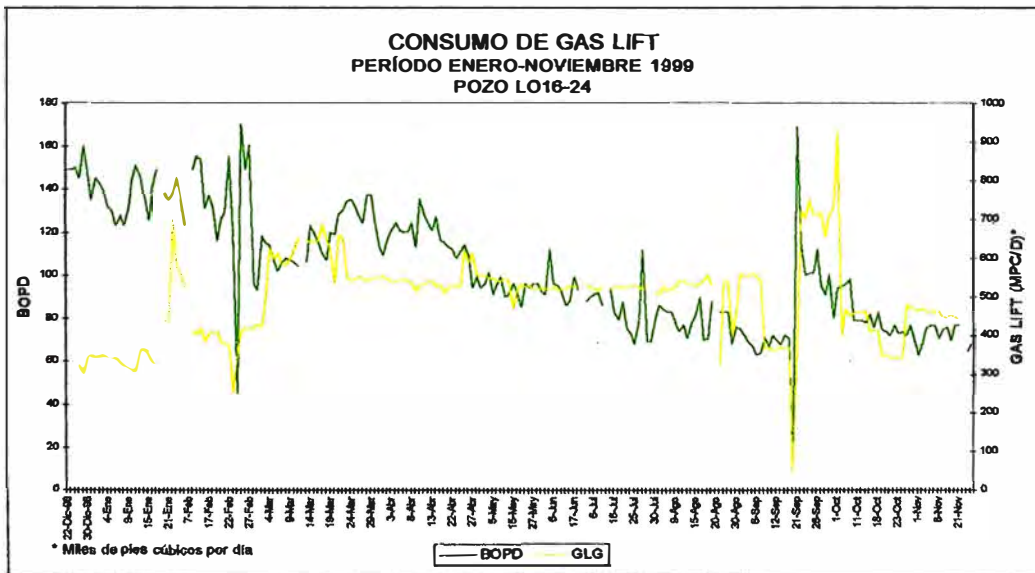


FIGURA 8.3

### 8.3.1.2.1. Selección del Tipo de Producto Químico

Se evaluaron productos químicos de diferente naturaleza del stock de la empresa: dos inhibidores, dos dispersantes y un solvente, a una concentración de 1000 ppm<sup>25</sup>.

En el Cuadro 8.2. se reportan los resultados obtenidos. Para su evaluación se empleó la prueba del pour point, según el procedimiento descrito en el Anexo E.

CUADRO 8.2. SELECCIÓN DEL PRODUCTO QUÍMICO  
PRUEBA DEL POUR POINT  
POZO LO16-24

Producto Químico	Concentración (ppm)	BS&W	Pour Point (°F)
Blanco	0	36	48.2
Inhibidor A <sup>26</sup>	1000		34
Inhibidor B <sup>27</sup>	1000		26
Inhibidor C <sup>28</sup>	1000		37
Dispersante D <sup>29</sup>	1000		38
Dispersante E <sup>30</sup>	1000		40
Solvente F <sup>31</sup>	1000		42

En los resultados se distinguen las diferencias de acción de los productos con respecto a la disminución del pour point; siendo los inhibidores aquellos que presentan mayor efectividad en la reducción de la temperatura. Estos resultados se sustentan apropiadamente según los conceptos de la acción del inhibidor, presentado en el Capítulo III.

El inhibidor rompe las cadenas de las parafinas con un alto número de carbonos, a diferencia de los dispersantes, que favorecen la separación entre el aceite y el agua contenida en él en forma de emulsiones, siendo mínimo su efecto en el pour point. El solvente, que tiene la propiedad de disolver los compuestos pesados (parafina sólida), es efectiva sólo a temperaturas elevadas (mayores al punto de fusión) y cuando existe agitación; además el

<sup>25</sup> Valor recomendado por Exxon Chemical Company (Ref. 12 )

<sup>26</sup> Inhibidor A: EC-6013

<sup>27</sup> Inhibidor B: PAO-23

<sup>28</sup> Inhibidor C: D-WAX MW 2040

<sup>29</sup> Dispersante D: PAO 11

<sup>30</sup> Dispersante E: PAO 100

<sup>31</sup> Solvente F: EC-6012

porcentaje de agua (36%) presente en el crudo dificulta su acción disolvente en el petróleo.

En esta etapa de selección el inhibidor B (PAO-23) presenta resultados favorables, seguido por el inhibidor A (EC-6013).

#### 8.3.1.2.2. Selección de la Concentración Óptima

Para esta actividad se empleó el inhibidor A (EC-6013), debido a limitaciones en el stock del producto B, necesario para su aplicación en el pozo.

Se procede a encontrar la dosificación del inhibidor empleando concentraciones que varían de 1000 a 100 ppm. Se realizan las pruebas, de pour point y viscosidad, siguiendo los procedimientos descritos en el Anexo E.

Los resultados de la medición del pour point se muestran en el Cuadro 8.3.

**CUADRO 8.3.**  
**SELECCIÓN DE LA DOSIFICACIÓN ÓPTIMA DEL INHIBIDOR A**  
**POZO LO16-24**

Concentración (ppm)	Pour Point (°F)
0	48
100	47
200	44
350	40
500	35
750	33
1000	31

El resultado obtenido con la concentración de 500 ppm proporciona resultados distantes y mejorados con respecto a dosificaciones menores, y semejantes a las obtenidas empleando concentraciones mayores.

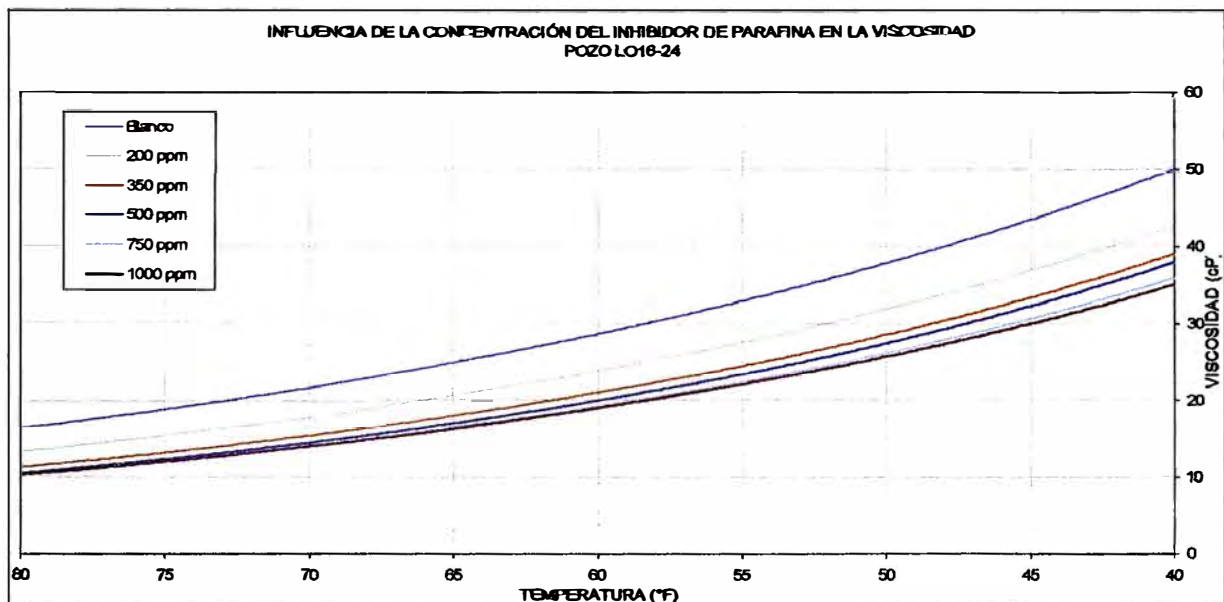
Las variaciones de la viscosidad con respecto a la temperatura determinada para cada una de las dosificaciones ensayadas se indican en el Cuadro 8.4.

La muestra con una concentración de 500 ppm exhibe un comportamiento muy similar usando mayores concentraciones, y mejora la viscosidad cuando se compara con el blanco de referencia (muestra sin química), aumentando la fluidez del crudo debido a la acción del inhibidor que modifica el peso

molecular haciéndolo más liviano, con menos posibilidades de que las fracciones pesadas se depositen.

**CUADRO 8.4. EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN DEL INHIBIDOR B EN LA VISCOSIDAD DEL CRUDO POZO LO16-24**

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)					
	Concentración de la Química (ppm)					
	Blanco	200	350	500	750	1000
50	39	33	29	28.5	28	26
60	36	31	27	25	24	22
70	21	16	19	18.5	17	15
80	16	12	9	8	8	12
Punto de Fusión	112	105	94	90	83	80



### 8.3.1.2.3. Cálculo del Flujo de Química a ser Inyectada

Obtenida la concentración óptima, la dosificación de la química al pozo se realiza sobre la base de su producción promedio correspondiente al mes anterior a su ejecución. Para asegurar la solubilidad de la química en el crudo se emplea como portador al petróleo (proveniente de la producción) para realizar la mezcla inicial.

A continuación se desarrolla un ejemplo de cálculo. Se considerará al petróleo libre de agua, debido a que el inhibidor es soluble en el petróleo, y es su medio de acción. Siendo la producción de petróleo correspondiente al mes de Julio de 90 Bbls/día, y empleando una proporción de mezcla de química a aceite de 1:4 (esta relación ha sido tomada de la estadística de la

Empresa), y siendo el volumen del tanque de suministro de química al pozo de 1 bbl, se tiene que:

$$N_{\text{Quím. Pura}} V_{\text{Quím. Pura}} = N_{\text{Tanque}} V_{\text{Tanque}}$$

$$N_{\text{Quím. Pura}} = 10^6 \text{ ppm}$$

$$V_{\text{Quím. Pura}} = 8.4 \text{ gal}$$

$$V_{\text{Tanque}} = 42 \text{ gal}$$

La concentración que corresponde al tanque de mezcla es:

$$N_{\text{Tanque}} = 200000 \text{ ppm}$$

La dosificación diaria al pozo se determina a partir de:

$$N_{\text{Tanque}} V_{\text{inyectado}} = N_{\text{Óptima}} V_{\text{Producción}}$$

Para una producción de 90 Bbls/día, y una concentración óptima de química de 500 ppm, el volumen de mezcla a inyectar por día es:

$$V_{\text{inyectado}} = 9.5 \text{ gal}$$

### 8.3.1.3. Evaluación de los Tratamientos: Químico y Mecánico

Para la evaluación en campo se analizan: las curvas de producción, los trabajos de corte de parafina y las variaciones en la inyección de química. Para conocer el comportamiento del petróleo a lo largo del tratamiento se realizaron pruebas experimentales analizando los cambios obtenidos con respecto a los resultados previos al tratamiento.

A continuación se analizan cada uno de los aspectos considerados en la evaluación:

#### 8.3.1.3.1. Análisis de la Curva de Producción y Trabajos de Corte de Parafina

En la Figura 8.5 se ha considerado la producción a partir del mes de Enero de 1999. La evaluación de la aplicación del tratamiento químico, según el plan de trabajo elaborado por las Tesisistas, comprende los meses de Agosto a Noviembre.

En los meses previos a la evaluación se observa las variaciones existentes en la producción y la aplicación de operaciones de corte de parafina. Se observa

**CURVA DE PRODUCCIÓN Y TRABAJOS DE CORTE DE PARAFINA  
POZO LO16-24**

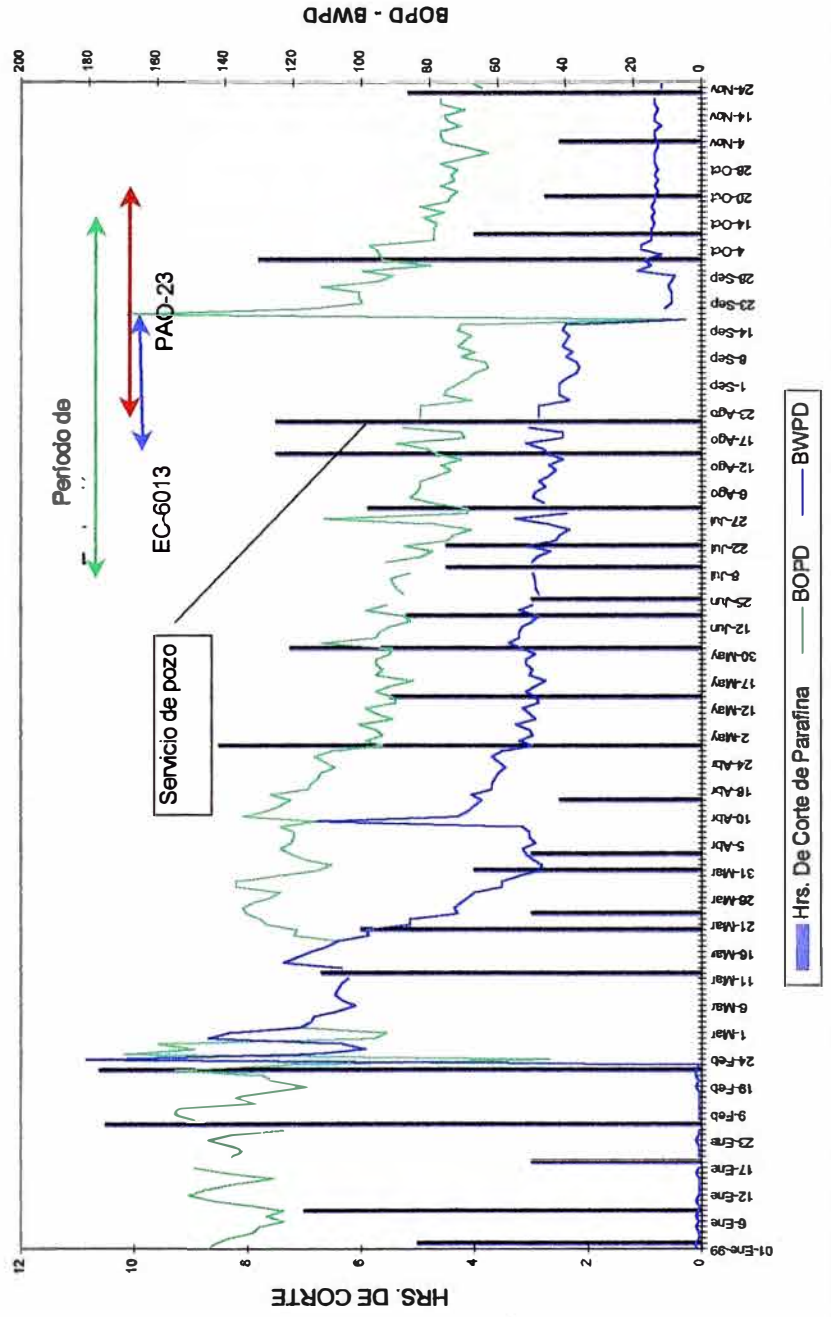


FIGURA 8.5.

que las operaciones de corte de parafina no están sujetas a un programa que contemple una frecuencia constante y asimismo muchos de ellos no justifican su realización.

En el período comprendido entre el 16 de Agosto y 20 de Setiembre se emplea el inhibidor A (EC-6013) a una concentración de 500 ppm.

Se contempla la declinación variable de la producción, el porcentaje de agua se mantiene constante, representando el 36% del total de líquido recuperado.

El flujo de Gas Lift promedio es 550 miles de pies cúbicos (Figura 8.3), y se observan desviaciones en su inyección, los cuales no mejoran la producción, injustificando sus desviaciones.

En este período se lleva a cabo una operación de corte de parafina, efectuado el 20 de Agosto, 6 días después de realizado el corte anterior. Como era de esperar, debido la proximidad en la fecha con respecto a la limpieza anterior, no se observa un alivio en la producción, por el contrario esta decae siguiendo la tendencia que presentaba previamente a la operación de corte.

En la Figura 8.6 se aprecian variaciones en la inyección del inhibidor, entre la dosificación recomendada y la inyectada (obtenida de la lectura del medidor de nivel del tanque de química). Se observa que la dosificación recomendada es de 9.5 galones/día, sin embargo se registran fluctuaciones de +5 galones/día, siendo frecuentes las variaciones por debajo de la dosificación fijada. Estas desviaciones impiden llevar a cabo una evaluación precisa.

La evaluación del tratamiento fue alterada debido a la ejecución de un trabajo de servicio de pozo, realizado con fines de disminuir el contenido de agua recuperado, siendo su presencia una demanda en consumo de energía (mayor presión de gas lift necesario para levantar la columna de petróleo y agua, la cual es más densa en comparación con un volumen igual de petróleo) y acelera el problema de precipitación de parafina en el pozo. Este trabajo fue satisfactorio y se disminuyó el contenido de agua a un porcentaje de 15%.



CONSUMO DE QUIMICA CON RESPECTO A LA DOSIFICACIÓN RECOMENDADA  
POZO LO16-24

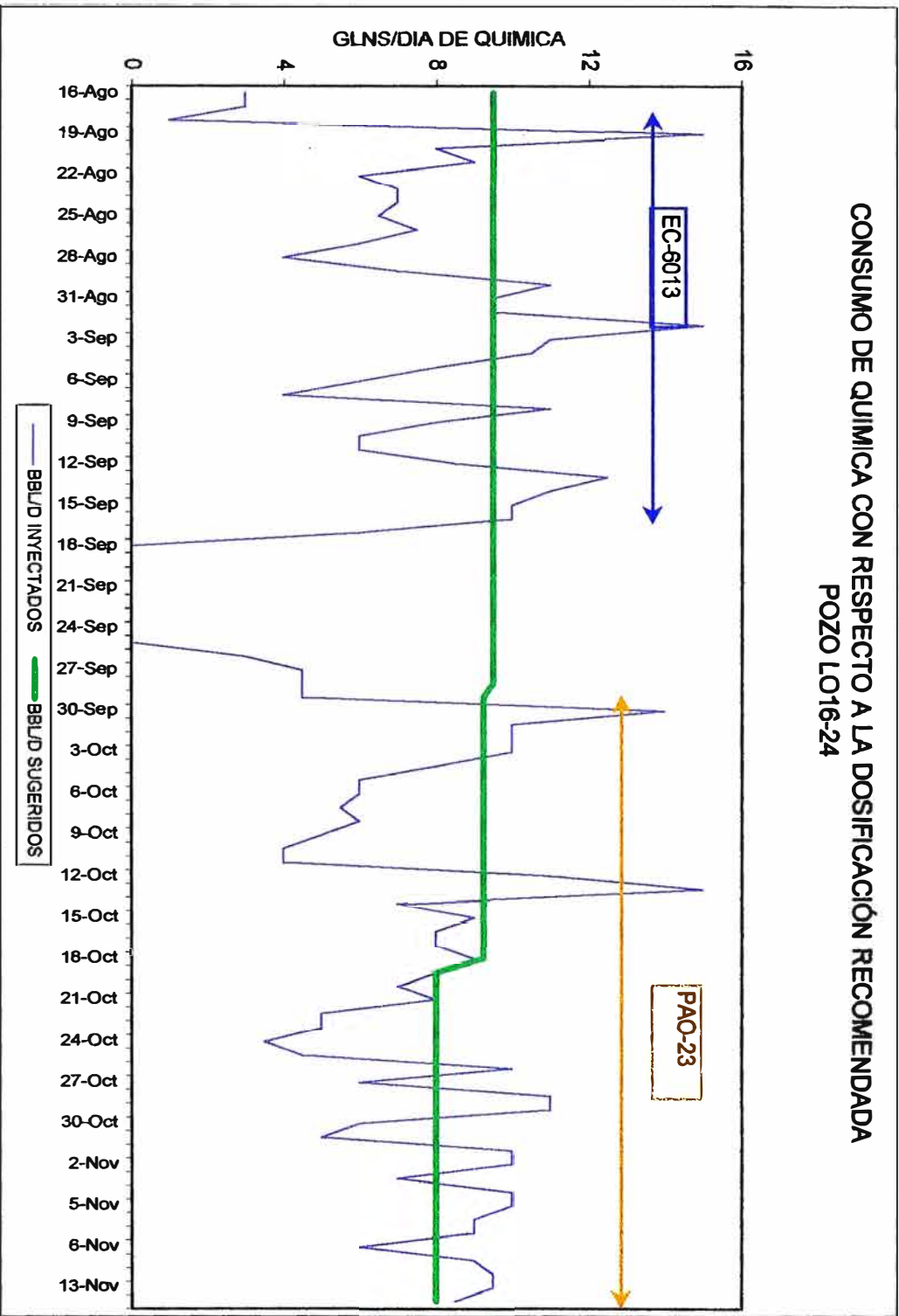


FIGURA 8.6.

No se consideran los cambios en la producción durante el período del 22 de Setiembre al 03 de Octubre, debido a que su producción corresponde a una reacción natural del pozo después de un trabajo de servicio de pozo (en el cual aislan una parte de la formación productora de agua con un empacador).

En el período del 04 de Octubre al 25 de Noviembre se empleó el inhibidor B (PAO-23), con una dosificación de 350 ppm. Esta dosificación se obtuvo con el procedimiento explicado para la selección de la concentración óptima en el caso del inhibidor A (EC-6013).

Como se mencionó en las pruebas de selección de química, se obtuvo que el inhibidor PAO-23 presenta una mejor performance en su acción inhibidora, por lo tanto considerando la disponibilidad del producto en estos meses así como los resultados poco favorables en la evaluación del inhibidor EC-6013 y los cambios en el porcentaje de agua de la producción (como consecuencia del trabajo de servicio de pozo), se optó por la aplicación y evaluación en campo del producto PAO-23.

Durante este período la producción de petróleo presenta una disminución constante, que se encuentra dentro de los límites de la curva de declinación. El consumo de gas lift se reduce a un flujo de 450 miles de pies cúbicos, menor con respecto a meses anteriores y su inyección se mantiene constante. Los trabajos de limpieza de parafina, son injustificados (no se presentan aumentos en la producción debido a su ejecución).

La dosificación del inhibidor al pozo presenta desviaciones que varían en  $\pm 2$  galones/día, valor menor con respecto a las variaciones presentadas en períodos anteriores, sin embargo estas fluctuaciones afectan la acción normal del inhibidor sobre el flujo de petróleo.

Las características analizadas en este período indican la mejora en el tratamiento químico, debido al empleo del inhibidor adecuado, un menor contenido de agua en la producción, así como una mejora en el control sobre las variables externas, como son la inyección de química y la presión de gas lift.

### 8.3.1.3.2. Análisis de los Trabajos Experimentales realizados durante el Tratamiento

El Cuadro 8.5 muestra los resultados obtenidos en la prueba de viscosidad para los dos períodos de evaluación. Las muestras fueron tomadas en los días previos a una operación de limpieza de parafina.

Se distingue claramente la influencia del agua sobre la viscosidad del crudo. En la Figura 8.7 se observa que el crudo con un BS&W de 36 presenta un mayor valor en la viscosidad con respecto a la muestra con un BS&W de 15, a las mismas condiciones de temperatura. Este comportamiento se debe a la presencia de emulsiones que actúan como núcleos para la cristalización de parafina.

La muestra que corresponde al uso del inhibidor EC-6013 a 500 ppm presenta valores de viscosidad altos, muy alejados con respecto a la viscosidad obtenida en las muestras que emplean el inhibidor PAO-23 a 350 ppm.

Los valores de viscosidad durante la evaluación del inhibidor PAO-23 son similares. Este resultado apoya el análisis de la curva de producción, en la mejora de la acción inhibidora del tratamiento.

Con respecto al punto de fusión y pour point, éstos mejoran proporcionalmente a la viscosidad. El inhibidor PAO-23 presenta una mejor performance en la disminución de estas propiedades.

**CUADRO 8.5. EVALUACIÓN DEL CRUDO DURANTE EL TRATAMIENTO QUÍMICO POZO LO16-24**

T (°F)	VISCOSIDAD		
	EC-6013 17-Ago	PAO-23 05-Oct	PAO 23 04-Nov
80	21	8	7
70	32	10	9
60	46	13	12
50	67	19	18
BS&W	36	16	15
Punto de Fusión (°F)	90	87	85
Pour Point (°F)	41	39.2	30.2

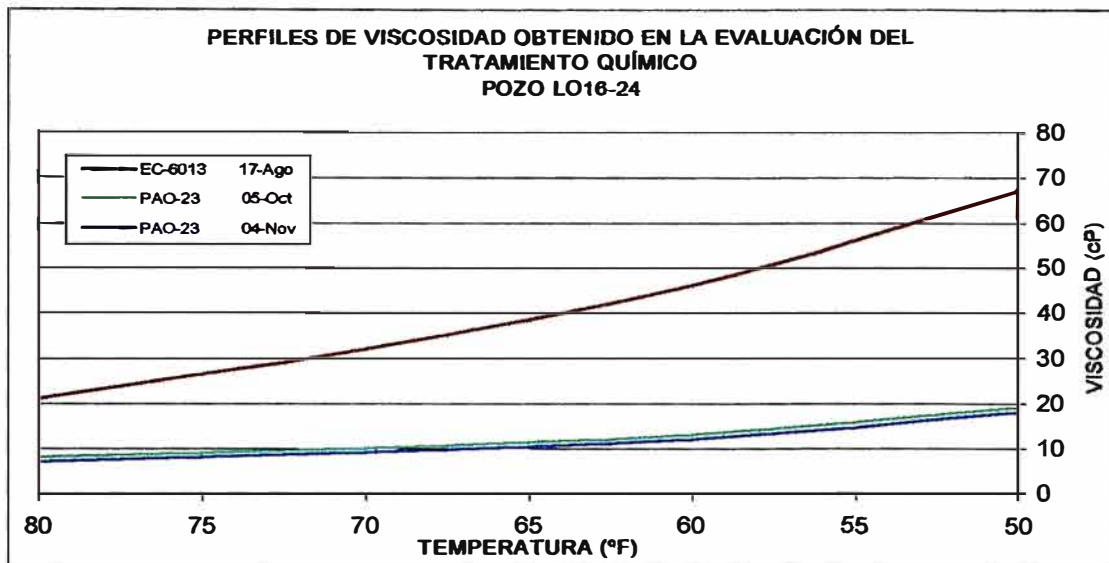


FIGURA 8.7.

### 8.3.1.3.3. Evaluación del Programa de Operaciones de Corte de Parafina

El programa elaborado y propuesto por las Tesistas comprende los meses de Octubre y Noviembre. Este fue elaborado sobre la base de los resultados obtenidos en el tratamiento químico durante los meses de Agosto y Setiembre.

En la Figura 8.8 se comparan las frecuencias de los trabajos de corte propuestos y ejecutados, siendo mínimas las diferencias existentes entre ambas. Considerando las observaciones obtenidas de la curva de producción después de cada trabajo de limpieza, se detecta que existió un error técnico en la decisión de llevar a cabo trabajos innecesarios, debido a la falta de un análisis previo del comportamiento del pozo.



## 8.4. TRATAMIENTO QUÍMICO Y TÉRMICO

El procedimiento de este tratamiento involucra el tratamiento químico, empleando inhibidores y el tratamiento térmico, mediante la aplicación de Hot Oil, según el sistema de inyección descrito en el capítulo IV.

### 8.4.1. POZO LO16-8

#### 8.4.1.1. Trabajos de Gabinete

##### 8.4.1.1.1. Información General

El pozo LO16-8 presenta una producción promedio de 26 BOPD, con un 0.5% de agua. Es considerado como un pozo de bajo rendimiento debido a su producción. Las acciones llevadas a cabo durante la evaluación del tratamiento químico son similares a las realizadas en el pozo LO16-24.

##### 8.4.1.1.2. Ficha Técnica del Pozo

CUADRO 8.7.  
FICHA TÉCNICA  
POZO LO16-8

DATOS DEL YACIMIENTO	
Campo	Lobitos
Yacimiento	Basal Salina
Presión del Yacimiento (psia)	253.7
Temperatura del Yacimiento (°f)	117.29
DATOS DE COMPLETACION	
Inicio de operación	Mar-93
Intervalo productor - Profundidad (pies)	8082' - 7910'
Profundidad de instalación (pies)	7960
Diámetro nominal de la Tubería de producción (pies)	2' 7/8"
Diámetro Tubo de Recubrimiento (pies)	5 1/2"
CONDICIONES DE PRODUCCIÓN (Valores Promedios)	
Tipo de Instalación	Dirigido
Sistema	Gas Lift Convencional
Ciclo de Producción	55 * 5
BOPD (Bbls)	26
BWPD (Bbls)	1
GOR (mpc/Bbls)	5636
Gas Lift (mpcd)	188

### 8.4.1.1.3. Vida Productiva del Pozo

La producción del pozo LO16-8 ha mantenido valores constantes en la recuperación de petróleo por varios años, como se aprecia en la Figura 8.9.

Para analizar la vida productiva del pozo LO16-8 es necesario considerar los datos de producción presentada en la Figura 8.10, y de operación como el consumo de Gas Lift (Figura 8.11).

Durante el año 1999 (Figura 8.10), el pozo LO16-8 presenta una producción que no varía apreciablemente, sin registrarse incrementos en el contenido de agua. Los datos de producción para este pozo no son continuos, debido a la falta de pruebas de pozo (medición de flujos producidos) por la preferencia de realizarlos en pozos con alta producción. Esta falta de información dificulta el análisis del comportamiento del pozo frente a los tratamientos aplicados.

### 8.4.1.2. Selección de los Productos Químicos y su respectiva Dosificación

#### 8.4.1.2.1. Selección del Producto Químico

Continuando con el tratamiento químico ejecutado hasta principios del mes de Julio del año 1999, se realizaron las pruebas de pour point (Anexo E) para conocer el comportamiento del crudo frente a otros inhibidores, a una concentración de 1000 ppm. El Cuadro 8.8 muestra los resultados obtenidos.

CUADRO 8.8. SELECCIÓN DEL INHIBIDOR  
POZO LO16-8

Producto Químico	Concentración (ppm)	Pour Point (°F)
BLANCO	0	34
Inhibidor A	1000	25
Inhibidor B	1000	28
Inhibidor C	1000	30

Según los resultados, el Inhibidor A (EC-6013) presenta una mejor acción depresiva del pour point, seguido por el Inhibidor B (PAO-23), la diferencia de 9°F y 6°F entre las temperaturas alcanzadas por estos productos con respecto al blanco define su eficaz acción inhibidora.

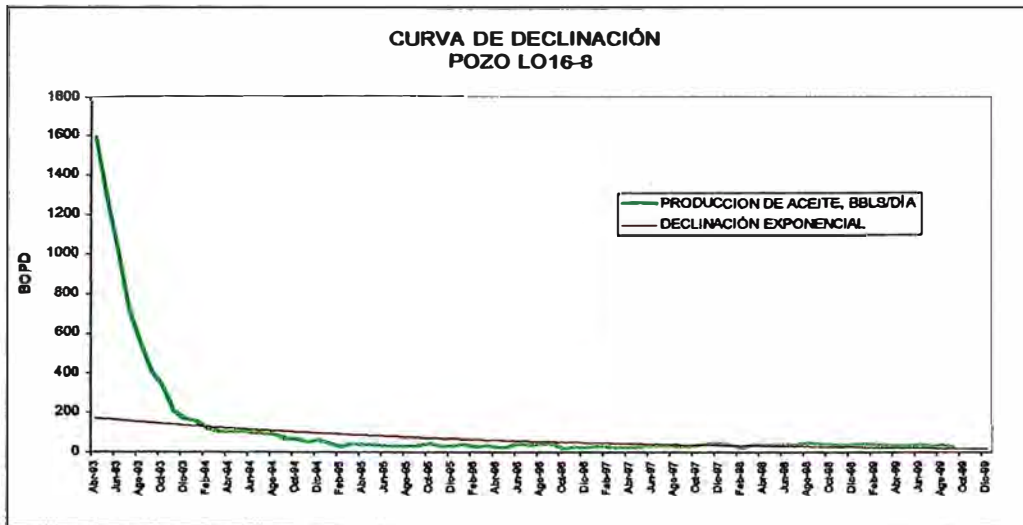


FIGURA 8.9.

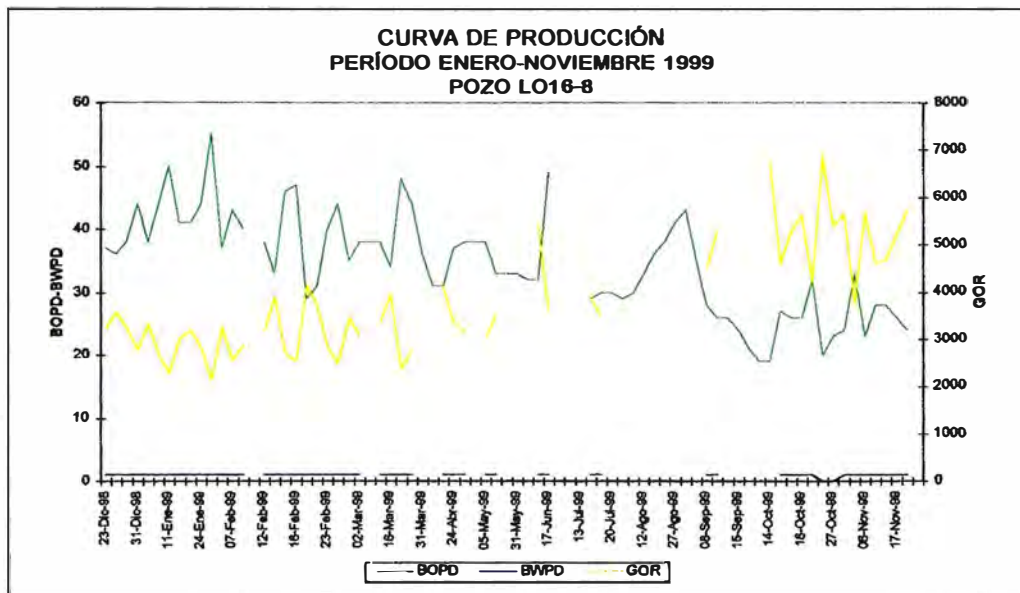


FIGURA 8.10.

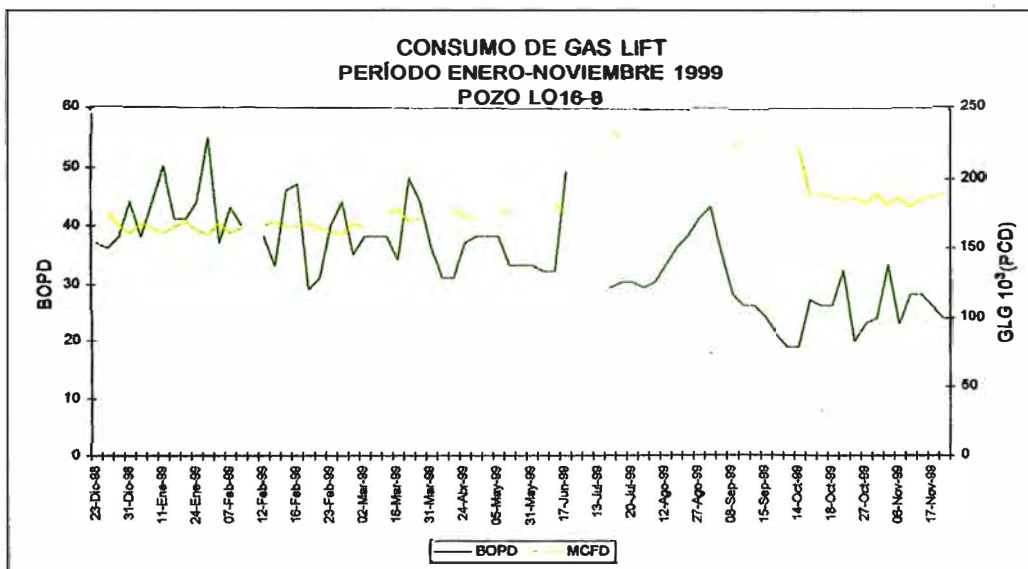


FIGURA 8.11.



Se selecciona el Inhibidor EC-6013 para continuar con el tratamiento químico.

#### 8.4.1.2.2. Selección de la Concentración Óptima

Para esta selección se consideran, al igual que en pozo LO16-24, los resultados obtenidos en las evaluaciones del pour point y viscosidad del crudo a las diferentes concentraciones del Inhibidor seleccionado.

El Cuadro 8.9 presenta los resultados obtenidos experimentalmente.

CUADRO 8.9.  
SELECCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN ÓPTIMA DEL INHIBIDOR EC-6013  
PRUEBA DE POUR POINT  
POZO LO16-8

CONCENTRACIÓN (ppm)	Pour Point (°F)
0	34
100	30
200	31
350	28
500	27.5
750	26
1000	25

Se observa que a concentraciones en el rango de 350 ppm a 1000 ppm la eficiencia del producto como depresor del pour point es significativa, el pour point disminuye 6 °F con respecto al blanco; sin embargo, empleando una concentración menor a 200 ppm, la diferencia entre los valores del pour point no es representativa (3°F).

Las curvas de viscosidad (Figura 8.12) correspondientes a concentraciones entre 350ppm a 1000ppm presentan un comportamiento similar en los valores alejados con respecto al blanco de referencia, a diferencia del perfil obtenido para la concentración de 200 ppm.

Se selecciona la concentración de 350 ppm del inhibidor EC-6013 para el tratamiento durante el período de evaluación.

**CUADRO 8.10.**  
**EFFECTO DE LA CONCENTRACIÓN DEL INHIBIDOR EC-6013 EN LA VISCOSIDAD DEL CRUDO**  
**POZO LO16-8**

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cP)					
	Concentración del Producto A (ppm)					
	Blanco	1000	750	500	350	200
110	9	3	3.5	3.5	4	7
100	9.5	4.5	5	5.5	6	8.5
90	11	5	6	6	6.5	9
80	13	7	8	8	9	12
70	17	11	11	13	13.5	16
60	28	21	21.5	22.5	24	27
50	45	30	32	35	36	42
Punto de Fusión (°F)	110	85	87	87	92	98

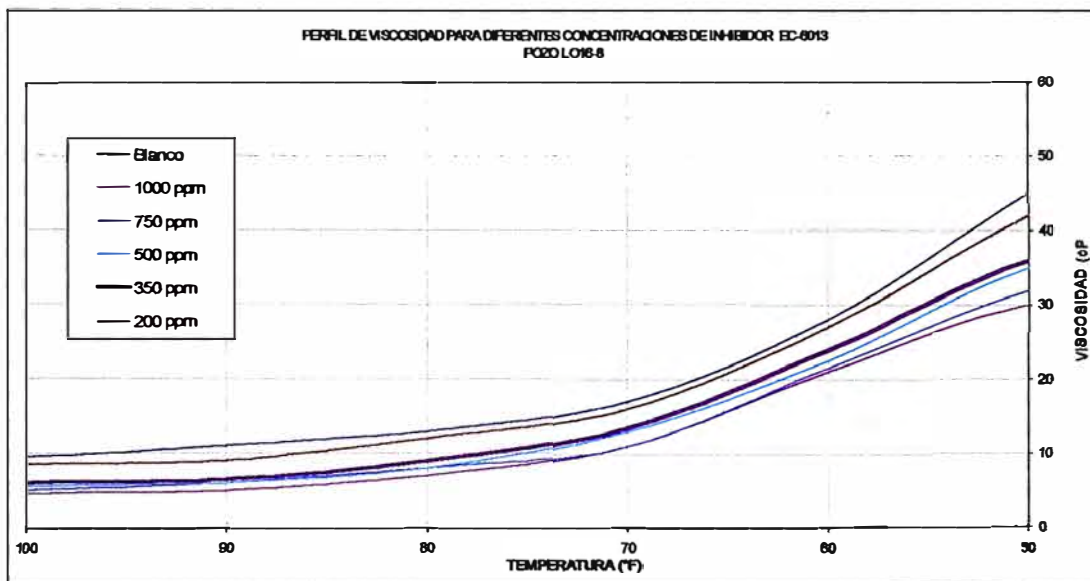


FIGURA 8.12.

#### 8.4.1.2.3. Cálculo del Flujo de Química a ser Inyectada

Al igual que en el Pozo LO16-24, se consideró la producción promedio del mes previo al inicio del tratamiento, calculándose que el flujo a emplear en la inyección del inhibidor al pozo correspondía a 2 galones/día.

### 8.4.1.3. Evaluación en Campo

#### 8.4.1.3.1. Análisis de la Curva de Producción y Trabajos de Limpieza: Hot Oil y Corte de Parafina

La evaluación del tratamiento comprende el período del 15 de Agosto al 20 de Noviembre de 1999. La Figura 8.13 muestra los cambios en la producción y los tratamientos aplicados.

El período comprendido entre el 15 de Agosto y 30 de Setiembre, agrupa el tratamiento de prevención empleando el inhibidor y la limpieza del pozo mediante la inyección de Hot Oil realizado previo al Corte de Parafina. La producción del pozo declina y los trabajos de limpieza se efectúan cada dos semanas, sin observarse una mejora en la recuperación de la producción. No se poseen datos suficientes de producción para realizar el análisis confiable en este período.

En el período del 01 de Octubre al 20 de Noviembre se obtienen datos continuos de la producción, como resultado del seguimiento efectuado. Es importante mencionar la influencia del gas Lift (Figura 8.11), el flujo inyectado se mantiene igual a los meses anteriores, a pesar de que el volumen de petróleo producido ha disminuido con respecto a ellos. Este factor favorece la precipitación de la parafina.

Los trabajos de limpieza con Hot Oil son suspendidos y se prolonga la frecuencia de los trabajos de corte de parafina a 20 días. Cada uno de los 3 cortes de parafina realizados en este período son justificables.

El análisis del consumo de química (Figura 8.14) muestra que existe variaciones en la dosificación suministrada al pozo en  $\pm 1$  galón/día con respecto a la sugerida de 2 galones/día.

OPERACIONES DE CORTE DE PARAFINA Y HOT OIL  
POZO LO16-8

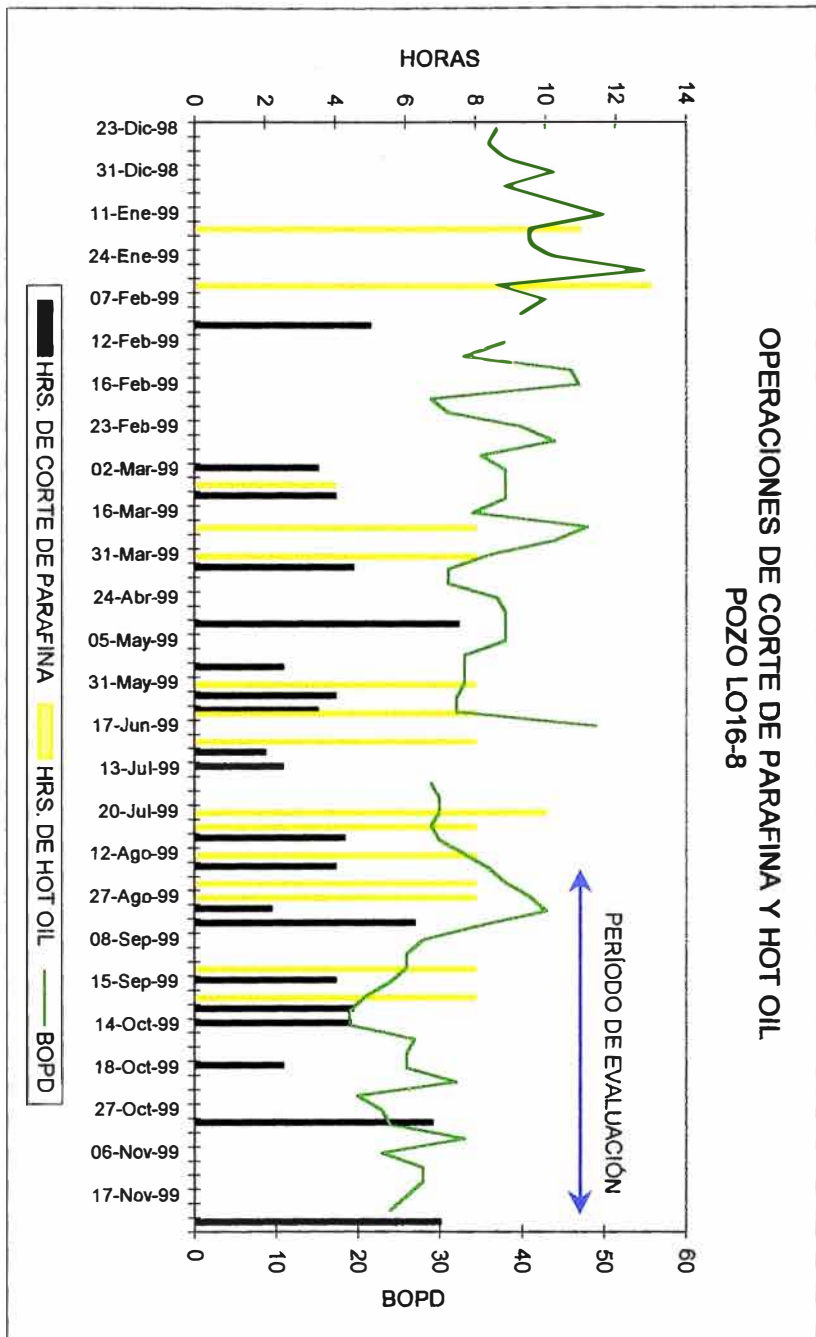


FIGURA 8.13.

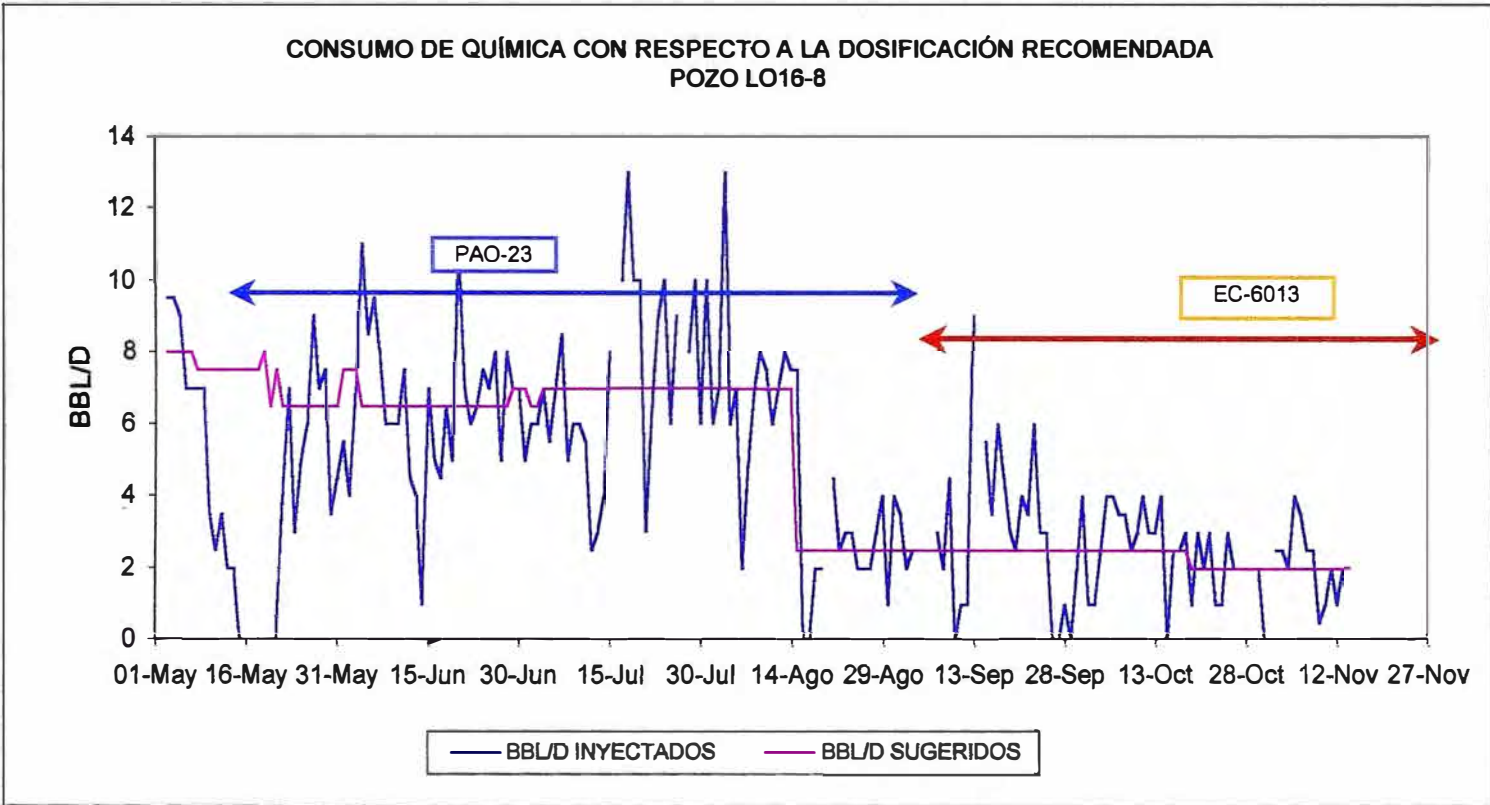


FIGURA 8.14.

La prolongación en los trabajos de corte como consecuencia de la disminución de variaciones en la producción, se explican por la acción del inhibidor de parafina, el cual actúa mejorando las propiedades del petróleo.

#### 8.4.1.3.2. Análisis de los Trabajos Experimentales realizados durante el Tratamiento

En el Cuadro 8.11. se presentan los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas en el período de evaluación, en él se observa que durante la evaluación del tratamiento se da una disminución del punto de fusión, indicando de esta manera la reacción positiva que presenta el pozo frente a la inyección del inhibidor EC-6013.

CUADRO 8.11.  
EVALUACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO DURANTE EL TRATAMIENTO QUÍMICO  
POZO LO16-8

Temperatura (°F)	13-Sep Blanco	20-Ago EC-6013	15-Oct EC-6013
110	8.5	6.5	5
100	9.5	7	5.5
90	11	9	7
80	13	11	9
70	17	16.5	12
60	28	25	17
50	45	41	28
BS&W	2.35	3.0	2.7
Punto de Fusión (°F)	110	100	94
Pour Point (°F)	31	34	29

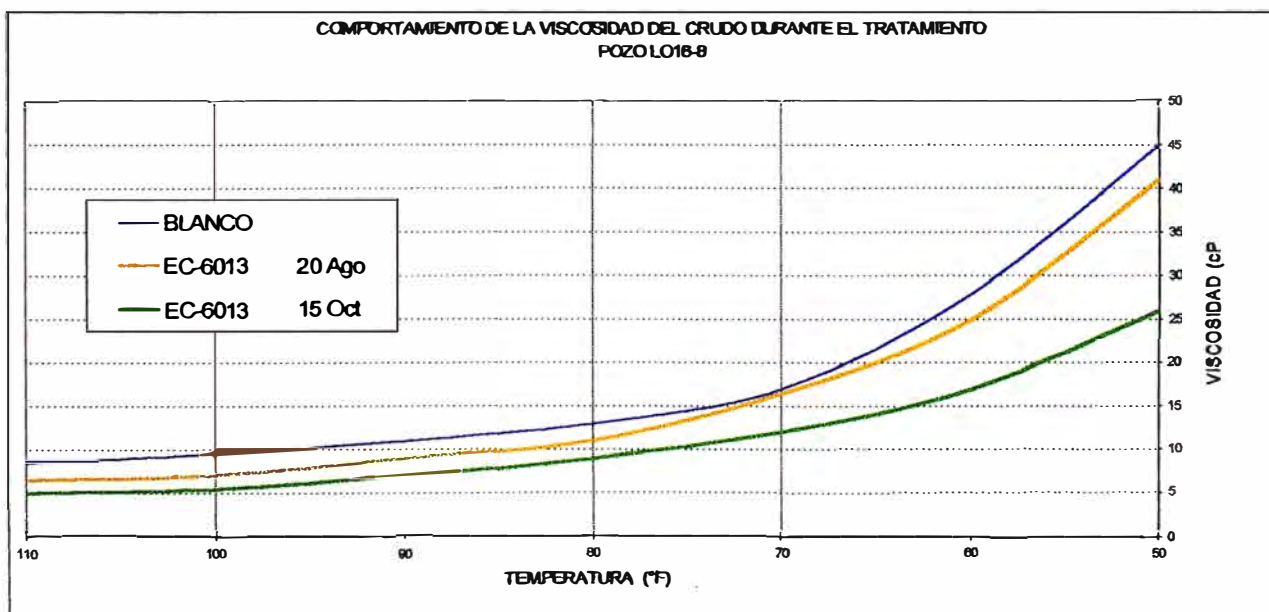


FIGURA 8.15.

En la Figura 8.15 se muestran las curvas de viscosidad, en donde la curva correspondiente a la última muestra de petróleo (15 de Octubre) define un comportamiento optimizado con respecto a meses anteriores, determinando de esta manera una mejor performance frente a las diferentes temperaturas. Estos resultados indican que la inyección permanente de un inhibidor modifica la composición del petróleo producido, mejorando sus propiedades de viscosidad y punto de fusión.

#### 8.4.1.3.3. Evaluación del Programa de Operaciones de Corte de Parafina y Hot Oil

El programa se realizó bajo el criterio de reducir los períodos de trabajos de corte e inyección de aceite caliente, efectuando los trabajos cada dos semanas. En el Cuadro 8.12 y Figura 8.16 se representan los trabajos de corte y hot oil programados y ejecutados.

Se observan ciertos desplazamientos entre los propuestos y ejecutados debido principalmente a la disponibilidad del equipo (caldero) para la operación. Estas irregularidades facilitaron la evaluación del tratamiento químico, concluyendo que su eficiencia es óptima para reducir los trabajos de limpieza.





## 8.5. TRATAMIENTO TÉRMICO - QUÍMICO

### 8.5.1. POZO LO7-25

#### 8.5.1.1. Trabajos de Gabinete

##### 8.5.1.1.1. Información General

La producción promedio del pozo LO7-25 es de 78 barriles de petróleo por día, ubicándose como un pozo de alto rendimiento.

Este pozo experimenta con mucha frecuencia la declinación en su producción por la obstrucción de la tubería con parafina y por lo tanto la aplicación de tratamientos para el control de la deposición de parafina es justificable.

Previo a la realización del presente estudio, al pozo LO7-25 se le aplicaba únicamente el tratamiento de limpieza de Corte Mecánico. El criterio para la selección de un tratamiento complementario tal como la aplicación de Hot Oil con dispersante, se basó en la información bibliográfica técnico-científica en las que se presentan resultados favorables obtenidos en pozos con características similares de alto contenido de agua.

Para mejorar la eficiencia del tratamiento se empleó el dispersante PAO11-G. Como resultado de pruebas de laboratorio para evaluar la compatibilidad entre el crudo, el fluido inyectado y la química a emplear.

La frecuencia del Corte de Parafina llevada hasta el momento mostró ser efectiva, ya que los períodos son constantes y justificados, por lo que se sugirió continuar con el programa e iniciar el tratamiento con Aceite Caliente, inicialmente sin química, para evaluar el comportamiento del fluido y posteriormente mejorarlo con la dosificación de un dispersante.

El programa preparado para iniciar el estudio en campo contempla la aplicación quincenal del tratamiento térmico, seguido del Corte Mecánico.

### 8.5.1.1.2. Ficha Técnica del Pozo

<b>CUADRO 8.13. FICHA TÉCNICA DEL POZO</b>	
<b>DATOS DEL YACIMIENTO</b>	
Area	LOBITOS
Yacimiento	UPPER BASAL SALINA
Temperatura en el reservorio (°F)	100
<b>DATOS DE COMPLETACION</b>	
Inicio de operación	Sep-94
Intervalo productor (actual)	7526' -7382'
Profundidad de instalación (pies)	7930
Diámetro nominal de la tubería de producción (pies)	2.375
Diámetro de tubería de gas lift (pies)	1 1/4"
Diámetro de la tubería de recubrimiento (pies)	5 1/2"
<b>CONDICION DE PRODUCCION (Valores promedio)</b>	
Tipo	Dirigido
Sistema	GAS LIFT (BLT)
Ciclo de Producción	15 * 5
BOPD (BBLs)	78
BWPD (BBLs)	50
GOR (MPCD/BBLs)	2326
GAS LIFT (MPCD)	351

### 8.5.1.1.3. Vida Productiva del Pozo

La declinación productiva del pozo se ajusta satisfactoriamente a una curva exponencial, como se puede observar en la Figura 8.17. Por lo tanto, el análisis de las irregularidades que presenta la producción, reconociendo los puntos de bajas inesperadas y relacionándolas con el comportamiento después de un trabajo de corte de parafina, ayudan a determinar su relación con el problema de parafina.

En la Figura 8.18. se representa la producción del pozo, se distinguen los flujos de agua, aceite y gas. El agua producida varía directamente con la producción de aceite. La disminución en la producción de aceite va acompañado de un aumento en el volumen de gas producido. Asimismo la inyección de Gas Lift (Figura 8.19) se incrementa cuando se observa una disminución de la producción, usualmente este incremento se realiza con la finalidad de restablecer la producción, sin embargo se observa que en la mayoría de los casos la declinación continúa y este incremento de gas, por ingresar a bajas temperaturas (55°F) acelera la precipitación de parafina.

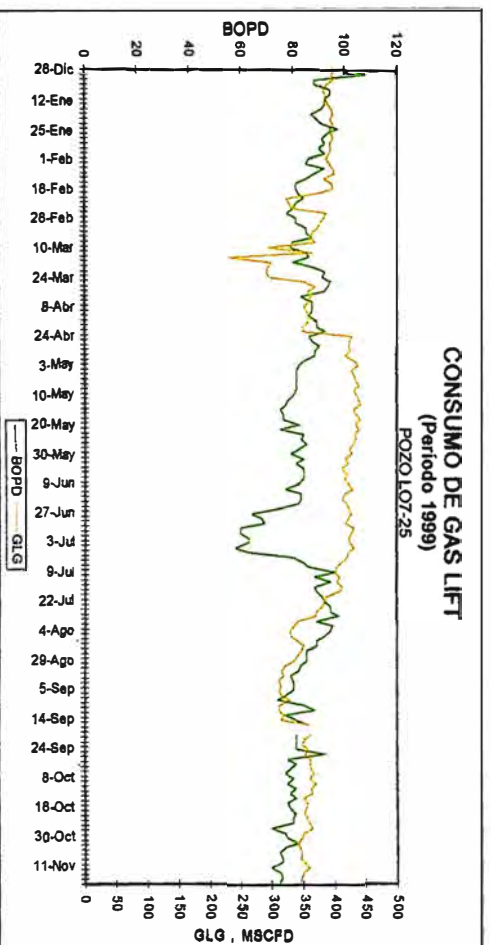


FIGURA 8.19.

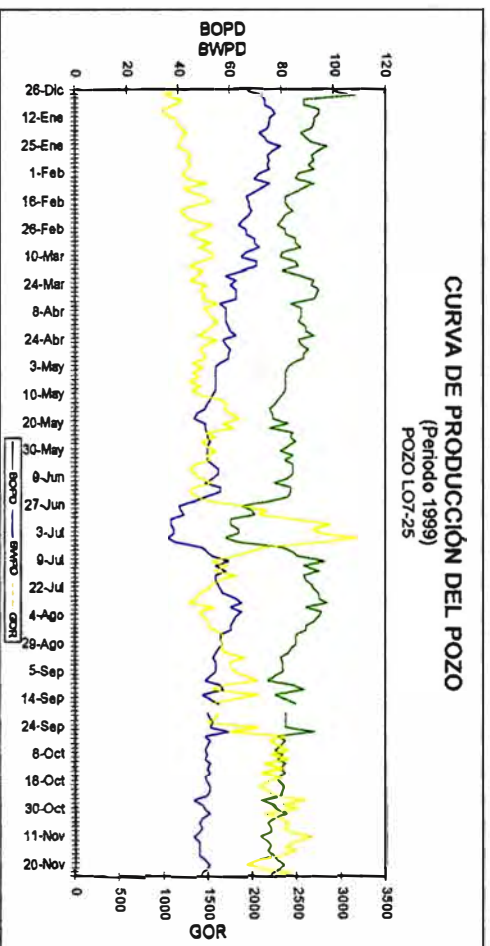


FIGURA 8.18.

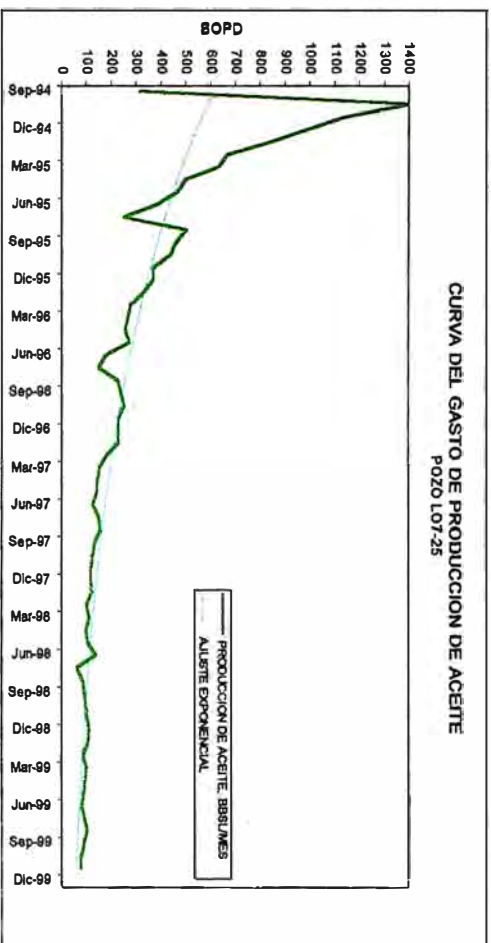


FIGURA 8.17.

### 8.5.1.2. Selección de los Productos Dispersantes y su respectiva Dosificación

Se realizaron pruebas de dispersión para la selección del producto así como de la dosificación apropiada a emplear en el tratamiento.

En el Cuadro 8.14 se muestran los resultados de las pruebas de dispersión y fluidez (facilidad para fluir en una superficie lisa de acero), estas pruebas son descritas en el Anexo E.

CUADRO 8.14.  
SELECCIÓN DE DISPERSANTE DE PARAFINA  
PRUEBA DE DISPERSIÓN  
POZO LO7-25

PRODUCTO QUÍMICO	CONCENTRACIÓN (ppm)	DISPERSIÓN		FLUIDEZ	
		FRÍO	CALIENTE	FRÍO	CALIENTE
Blanco	0	3	3	3	2
D	1000	2	1	2	1
E	1000	3	1	2	2
F	1000	3	2	3	2

Donde:

1 = Buena

2 =Regular

3 =Ninguna

Nombre comercial de los productos:

D: PAO11-G , E: PAO-100, F: EC-6002.

Para encontrar la dosificación del dispersante D, el cual es el producto que demuestra mejor eficiencia según los resultados mencionados en el cuadro anterior, se realizó nuevamente la prueba de dispersión, fluidez y la medición de viscosidad a diferentes temperaturas para las concentraciones ensayadas del producto químico.

En el Cuadro 8.15 se presentan los resultados obtenidos.

**CUADRO 8.15.**  
**SELECCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN ÓPTIMA DEL DISPERSANTE DE PARAFINA**  
**PRUEBA DE DISPERSIÓN Y FLUIDEZ**  
 POZO LO7-25

PRODUCTO QUÍMICO	CONCENTRACIÓN (ppm)	DISPERSIÓN		FLUIDEZ	
		FRÍO	CALIENTE	FRÍO	CALIENTE
Bianco	0	3	3	3	3
D	1000	1	1	2	1
D	750	1	1	2	1
D	500	2	1	2	1
D	350	2	2	2	3
D	200	2	2	3	3

Donde:  
 1 = Buena  
 2 =Regular  
 3 =Ninguna

Según las calificaciones que se asignan a las muestras se observa que la dosificación de 500 ppm origina el fraccionamiento de las partículas sólidas y la separación de las fases (aceite y agua) en el crudo. Las partículas de parafina se mantienen suspendidas en la interfase entre el aceite y el agua, debido a su insolubilidad en el agua. Los resultados que se obtienen a esta concentración ensayada son similares a los obtenidos empleando una concentración de 750 ppm, y muy superior cuando se dosifica 350 ppm. El efecto dispersante varía con la temperatura, en el caso de la presente evaluación resulta interesante la observación tanto en frío como en caliente, porque durante el tratamiento de Hot Oil el fluido experimenta cambios en la temperatura, desde su ingreso al pozo hasta el momento en el que es recuperado en superficie.



FOTO 16. PRUEBA DE DISPERSANCIA

CUADRO 8.16.  
EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA VISCOSIDAD  
CRUDO CON DISPERSANTE D A 500 ppm  
POZO LO7-25

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD		
	MUESTRA ORIGINAL	MUESTRA EN BLANCO	MUESTRA CON DISPERSANTE
60	28	28	21
70	18	22	18
80	16	19	16
90	13	17	14.5
100	10	15	13
110	7	13	9.5
120	6.5	11.5	8
130	6.5	10	7.5
140	6	9	6
Punto de Niebla (°F)		108	105

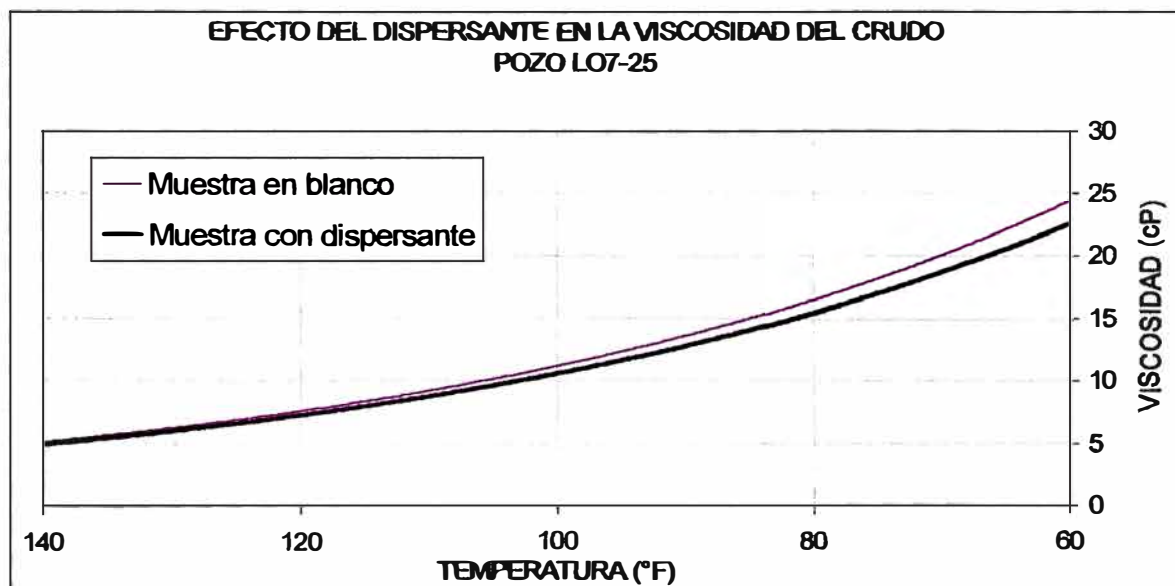


FIGURA 8.20.

### 8.5.1.3. Análisis del Tratamiento de Hot Oil

A partir del 9 de Setiembre se inicia el tratamiento térmico con la aplicación de 10 barriles de aceite, en la Figura 8.21. se puede observar que después de la limpieza del pozo con aceite caliente existe una mejora en la producción, los cortes de parafina mantienen la misma frecuencia de aplicación. Considerando este primer resultado, se propone que la aplicación del tratamiento térmico se realice cada dos semanas.

Con el propósito de conocer el comportamiento del fluido empleado para Hot Oil, durante su manejo en el pozo, se ha representado gráficamente la viscosidad de las muestras que corresponden al crudo producido, al fluido

### 8.5.1.3. Análisis del Tratamiento de Hot Oil

A partir del 9 de Setiembre se inicia el tratamiento térmico con la aplicación de 10 barriles de aceite, en la Figura 8.21. se puede observar que después de la limpieza del pozo con aceite caliente existe una mejora en la producción, los cortes de parafina mantienen la misma frecuencia de aplicación. Considerando este primer resultado, se propone que la aplicación del tratamiento térmico se realice cada dos semanas.

Con el propósito de conocer el comportamiento del fluido empleado para Hot Oil, durante su manejo en el pozo, se ha representado gráficamente la viscosidad de las muestras que corresponden al crudo producido, al fluido inyectado al pozo para la limpieza, y al fluido que se obtiene a la salida del pozo cuando inicia el ciclo de producción, inmediatamente después del tratamiento.

La Figura 8.22. corresponde a las muestras tomadas en la primera corrida del tratamiento de Hot Oil, el fluido obtenido después del tratamiento (Aceite Caliente y producción del pozo) es muy viscoso, lo cual se debe a la rápida pérdida de calor en su recorrido a lo largo del pozo, por las diferencias de temperaturas existente entre el fluido y la superficie en contacto. La Figura 8.23. corresponde a la operación de Hot Oil realizado el 19 de Octubre, al igual que en el caso anterior, la viscosidad del fluido, que corresponde a la mezcla del aceite inyectado y producido del pozo, disminuye con respecto al aceite inyectado, pero su variación es menor y poco significativa. Esta diferencia se debe a la temperatura de inyección del aceite, puesto que en el primer caso la temperaturas registradas son de 114°F y 80°F a la entrada y salida del pozo respectivamente, mientras que en el segundo caso el calentamiento del crudo fue optimizado alcanzando una temperatura de 154°F a la entrada y 100°F a la salida del pozo respectivamente.

Durante el tratamiento de Hot Oil cuando se empleó el dispersante PAO-11G (Figura 8.24), se muestra que la viscosidad del fluido obtenido después de la inyección mejora considerablemente, incluso los valores son menores comparados al crudo producido. La temperatura del fluido a la entrada del pozo

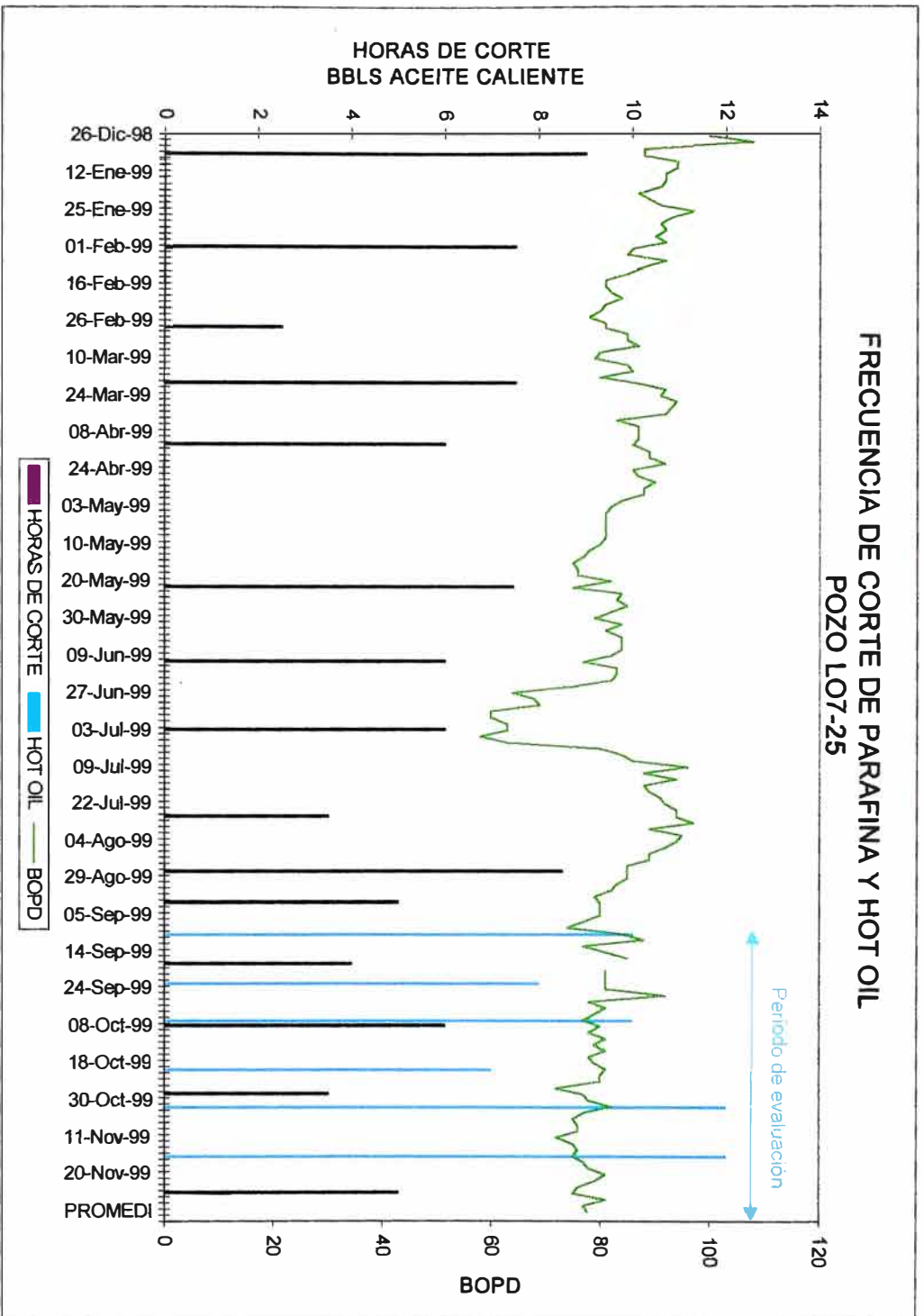


FIGURA 8.21.



## EVALUACION DE LA VISCOSIDAD EN EL TRATAMIENTO HOT OIL POZO L07-25

Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	
	Acetle caliente inyectado	Crudo después de hot oil
50	26.0	95.0
60	19.0	75.0
70	13.0	61.0
80	8.0	51.0
90	6.0	36.0
100	4.5	25.0
110	4.0	19.0
120	3.2	11.0

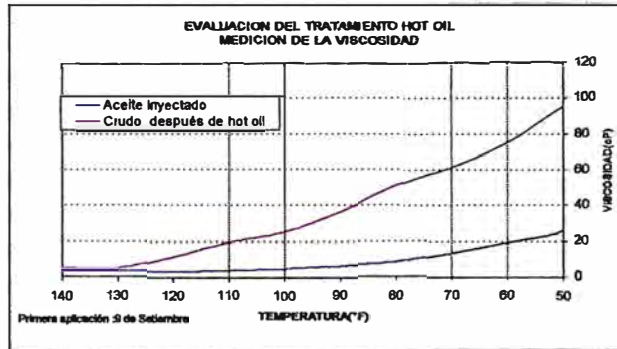


FIGURA 8.22.

temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	
	Acetle caliente inyectado	Crudo después de hot oil
50	55.0	58.5
60	33.0	36.0
70	22.0	27.0
80	12.5	20.0
90	9.0	15.0
100	5.0	10.5
110	4.5	8.5
120	3.0	5.0
130	3.0	4.0
140	3.0	3.0

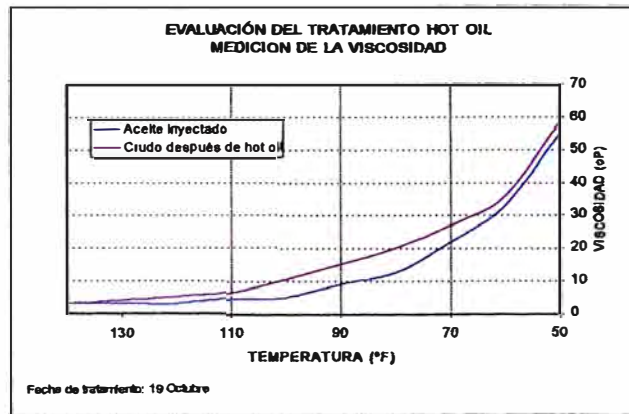


FIGURA 8.23.

temperatura (°F)	Viscosidad (cP)		
	Crudo producido	*Acetle inyectado	Crudo después de hot oil
60	26.0	21.0	25.0
70	19.0	13.0	14.0
80	14.0	9.0	11.0
90	10.0	8.0	9.5
100	8.5	7.0	8.0
110	6.0	6.0	6.0
120	5.0	5.0	5.0
130	4.5	4.5	5.0

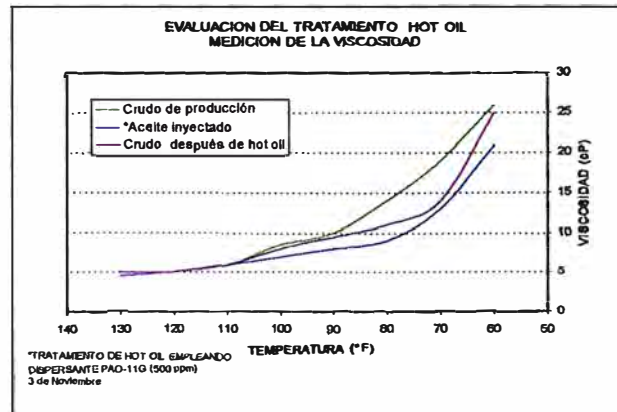


FIGURA 8.24.

es de 142°F y a la salida es 110°F. La pérdida de calor es mínima con respecto a los tratamientos anteriores. El bajo contenido de agua presente en el aceite utilizado para el tratamiento favorece la disolución y ablandamiento de los depósitos de parafina. Esto se comprueba por el aumento de la producción de aceite (Figura 8.21).

#### 8.5.1.3.1. Evaluación del Programa de Trabajos de Hot Oil y Corte de Parafina

A continuación se presenta la Evaluación del Programa de Trabajos de Hot Oil y Operaciones de Corte de Parafina.

Se elaboró un programa para la aplicación y evaluación de estos tratamientos, considerando dos etapas:

Primera Etapa: en esta etapa se realizaron los trabajos de Hot Oil sin la inyección de dispersante en el aceite caliente.

Segunda Etapa: en los trabajos de Hot Oil se emplean productos dispersantes, con el objetivo de mejorar la eficiencia de la operación de limpieza.

Se elaboró un programa para la aplicación del tratamiento de Corte de Parafina y Hot Oil, el cual por inconvenientes en el área operativa, tuvo modificaciones en su aplicación. En el Cuadro 8.17 y Figura 8.25. se observan estas diferencias.

Como se observa en la Figura adjunta, en el mes de Noviembre los trabajos realizados muestran una prolongación en la frecuencia de su realización, lo que nos lleva a concluir que se ha optimizado el tratamiento con la inyección del dispersante en el aceite caliente.



## 8.6. TRATAMIENTO TÉRMICO

### 8.6.1. POZO LO7-17R

#### 8.6.1. 1. Trabajo de Gabinete

##### 8.6.1.1.1. Información General

El pozo LO7-17R presenta una producción promedio de 24 bbls de petróleo por día, con un corte de agua del 58.3%. Produce a través del tipo de instalación concéntrica o de Diámetro Reducido, el cual tiene la particularidad de la inyección del gas lift por el tubo concéntrico y la producción del crudo a través del espacio anular.

Debido a la dificultad que presenta el espacio anular para su limpieza con herramientas empleadas en la limpieza mecánica, se emplea la inyección de Hot Oil como único sistema de remoción de parafina.

Es importante indicar que a este pozo se le inyecta Gas Lift a altas temperaturas, 135°F, (a diferencia de un pozo común que se le inyecta gas a temperaturas menores a 60°F), el cual proviene directamente del compresor. Además, en meses anteriores a nuestro estudio, este pozo recibió el tratamiento bacteriológico, el cual no tuvo un seguimiento oportuno.

##### 8.6.1.1.2. Ficha Técnica del Pozo

CUADRO 8.18.  
FICHA TÉCNICA  
POZO LO7-17R

<b>DATOS DEL YACIMIENTO</b>	
Área Yacimiento Temperatura del Yacimiento (°F)	Lobitos Mogollón 112
<b>DATOS DE COMPLETACIÓN</b>	
Inicio de operación Intervalo productor Profundidad (pies) Profundidad de instalación (pies) Diámetro nominal de la Tubería de producción (pies) Diámetro tubo de recubrimiento (pies)	Diciembre-95 6192 - 5194 5650 1 1/4" 3 1/2"
<b>CONDICIONES DE PRODUCCION (Valores promedio)</b>	
Tipo de Instalación Sistema Ciclo de Producción BOPD (Bbls) BWPD (Bbls) GOR (Mpc/Bbls) Gas Lift (Mpcd)	Dirigido Gas Lift Concéntrico 25 * 5 24 14 3425 244

#### 8.6.1.1.3. Vida Productiva del Pozo

En la Figura 8.26. se observa la declinación del pozo desde el inicio de su producción. A partir de Noviembre de 1997 la producción se ha mantenido en un rango constante, con variaciones de hasta 4 bbls de crudo, lo cual es poco común en pozos de la zona; normalmente la producción de un pozo declina y las disminuciones de cada año presentan amplios rangos de variación. Esta característica permite evaluar el tratamiento de Hot Oil, debido a que se conoce la tendencia de la curva de producción y cualquier variación inusual puede deberse a problemas de taponamiento a causa de la precipitación de parafina en las paredes de los tubos que forman el área concéntrica de producción. En la Figura 8.27 se visualiza el perfil desarrollado por la producción de aceite, agua y gas proveniente del pozo. Asimismo las variaciones en el consumo de Gas Lift (Figura 8.28), las cuales no corresponden a un incremento proporcional de la producción, indican problemas asociados a la operación productiva, generalmente el exceso de formación de parafina alrededor del área de ingreso de gas hacia la tubería productora.

#### 8.6.1.2. Trabajos Experimentales Previos al Tratamiento

En este pozo se evaluaron las condiciones favorables para la aplicación del tratamiento de limpieza con Aceite Caliente. La temperatura es el factor importante en la aplicación de este tratamiento, por ello se realizó la evaluación del comportamiento de la viscosidad a diferentes temperaturas.

Para simular las condiciones del fluido que se obtiene después de una aplicación del tratamiento se mezcló una cantidad arbitraria de depósito de parafina obtenido del tubo de producción con el crudo, esta sería la muestra problema. Se compararon los resultados de viscosidad de una muestra de crudo producido y la muestra problema.

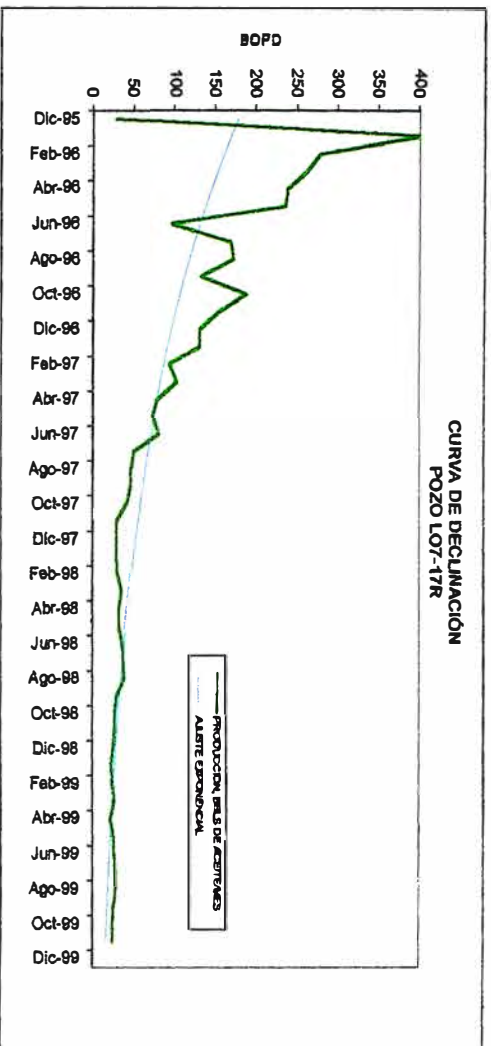


FIGURA 8.26.

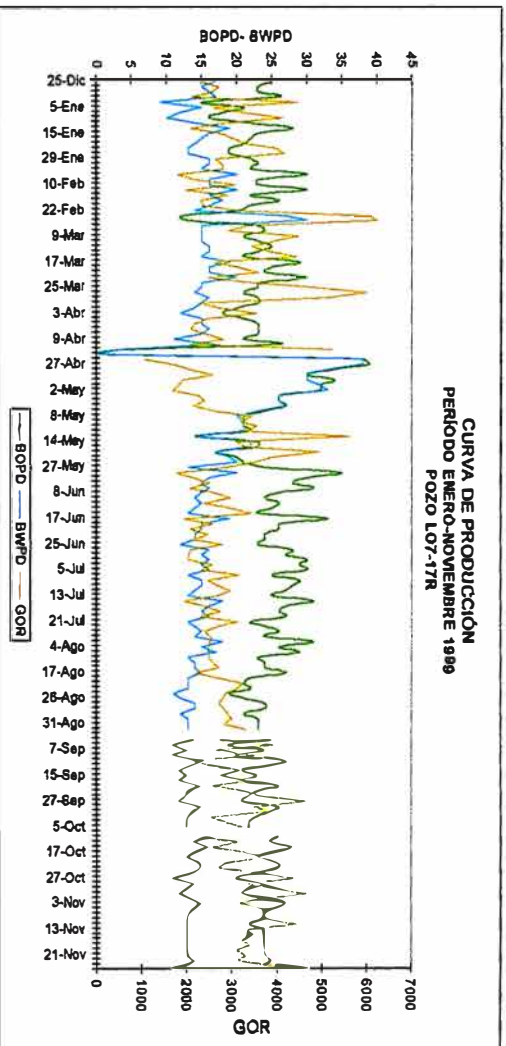


FIGURA 8.27.

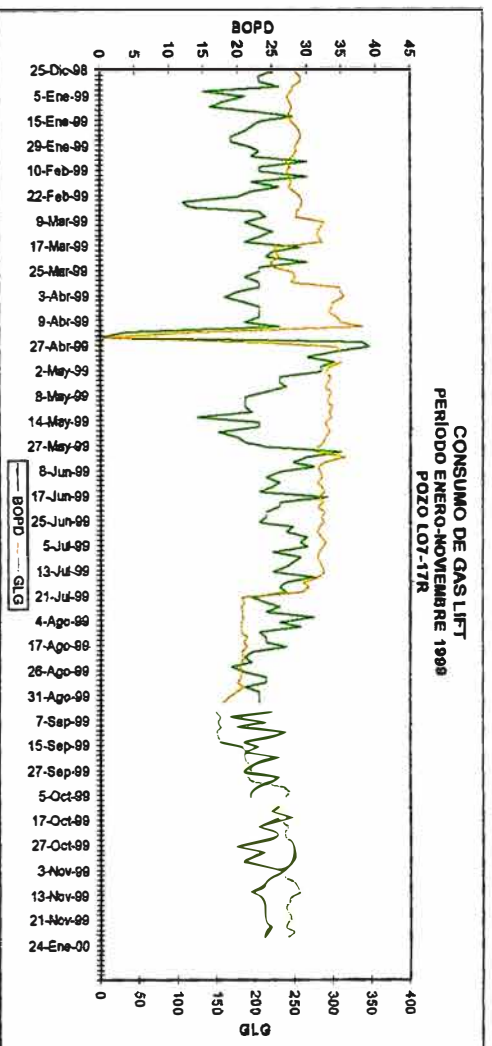


FIGURA 8.28.

CUADRO 8.19.  
EVALUACIÓN DE LA VISCOSIDAD  
POZO LO7-17R

Temperatura (°F)	VISCOSIDAD (cP)	
	Crudo	Muestra problema
140	4.0	6.0
130	5.0	7.0
120	6.0	8.5
110	6.5	9.0
100	8.0	11.0
90	11.0	14.0
80	13.0	17.0
70	17.0	21.0
60	20.0	27.0
50	25.0	31.0
Punto de Fusión (°F)	110	120

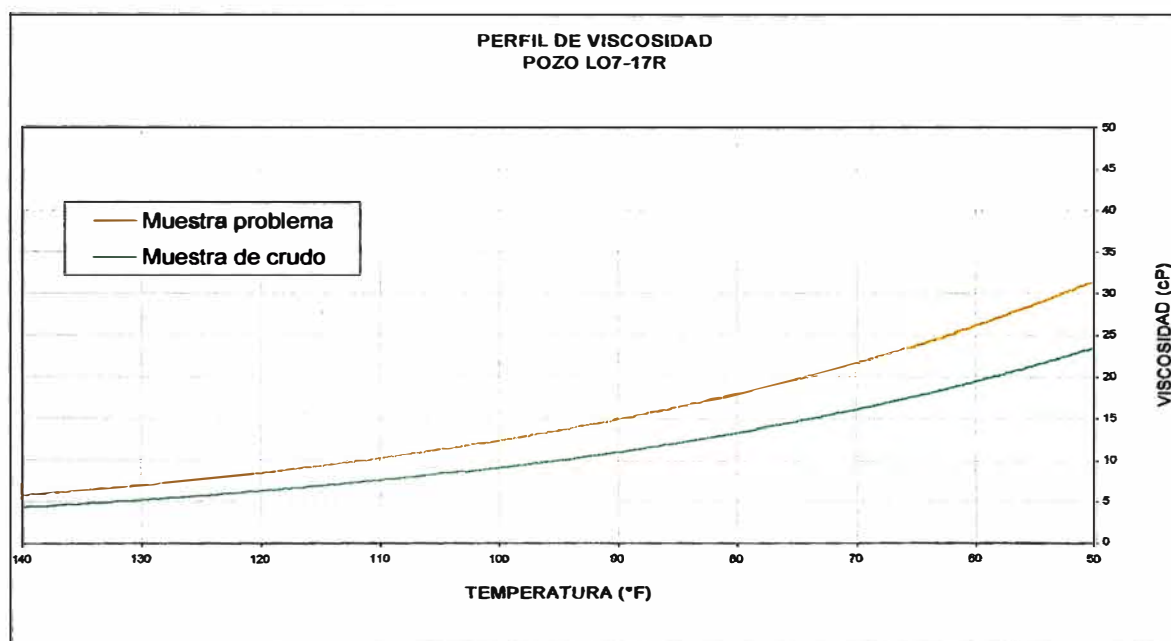


FIGURA 8.29.

La representación de los resultados mostrados en la Figura 8.29 indica que después de la aplicación del tratamiento Hot Oil la viscosidad del crudo se incrementa, debido a la presencia de la parafina en suspensión, las cuales han sido disueltas y son arrastradas en el siguiente ciclo productivo.

En la evaluación de la viscosidad del crudo de la muestra con y sin precipitado de parafina se observa que el rango óptimo para el manejo de temperaturas durante la aplicación del aceite caliente se encuentra por encima de 100 °F, donde se observa un comportamiento lineal, es decir a temperaturas mayores del punto de niebla del crudo.

### 8.6.1.3. Evaluación del Tratamiento Térmico

#### 8.6.1.3.1. Pruebas Experimentales durante la evaluación del Tratamiento

Con la finalidad de evaluar las condiciones y la eficacia del tratamiento en el pozo, se realizaron las siguientes pruebas:

Toma de datos de temperatura en puntos accesibles del circuito que recorre el aceite antes, durante y después del tratamiento.

En el siguiente cuadro se muestran los datos de temperatura obtenidos en los puntos de muestreo.

Cuadro 8.20.

REGISTRO DE DATOS DE TEMPERATURA EN EL POZO LO7-17R

Día de muestreo	23-Sep-99	19-Oct-99	2-Nov-99	18-Nov-99
<b>Condiciones de operación</b>				
Temperatura de ingreso de gas lift (°F)	136	134	135	139
Temperatura de salida del crudo (°F)	78	76	77	80
Temperatura de la superficie exterior de la tubería de producción (°F)	70	59	61	60
Temperatura Ambiente (°F)	65	63	64	63
Temperatura del Agua de mar (°F)	62	61	62	63
<b>Tratamiento de Aceite Caliente</b>				
Bbls de aceite inyectados	7	7	10	8
Tiempo de calentamiento (min)	90	80	60	60
Temperatura del vapor de agua en el caldero (°F)	210	211	212	211
Temperatura máxima del aceite en el tanque de calentamiento (°F)	170	190	180	178
Temperatura de inyección del aceite caliente al pozo (°F)	150	162	165	170
Temperatura de salida del fluido (después del tratamiento) (°F)	81	105	110	112

Recolección de muestras de aceite antes y después de su aplicación al pozo. Análisis de las muestras, las pruebas realizadas comprenden la determinación de la viscosidad a diferentes temperaturas, punto de nieblas, agua y sedimentos.



CUADRO 8.21.  
Propiedades Físicas

Muestra	BS&W	Punto de niebla (°F)
Crudo	36	110
Crudo destinado al tratamiento	30	
Aceite inyectado al pozo	15	95
Mezcla de fluido (aceite caliente+ crudo) obtenido inmediatamente después del tratamiento	38	115

En la Figura 8.30. se representan los perfiles de viscosidad desarrollados por cada muestra, es importante observar el comportamiento de cada una a las temperaturas desarrolladas durante la operación.

CUADRO 8.22.  
DATOS DE VISCOSIDAD

Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)		
	Crudo	Muestra del fluido empleado para el tratamiento	Muestra a la salida del pozo (después de hot oil)
140	4.0	3	4
130	5.0	3	5
120	6.0	3	7
110	6.5	3.7	10
100	8.0	5	12
90	11.0	6	15
80	13.0	8	15
70	17.0	12	18
60	20.0	17	21
50	25.0	23	27

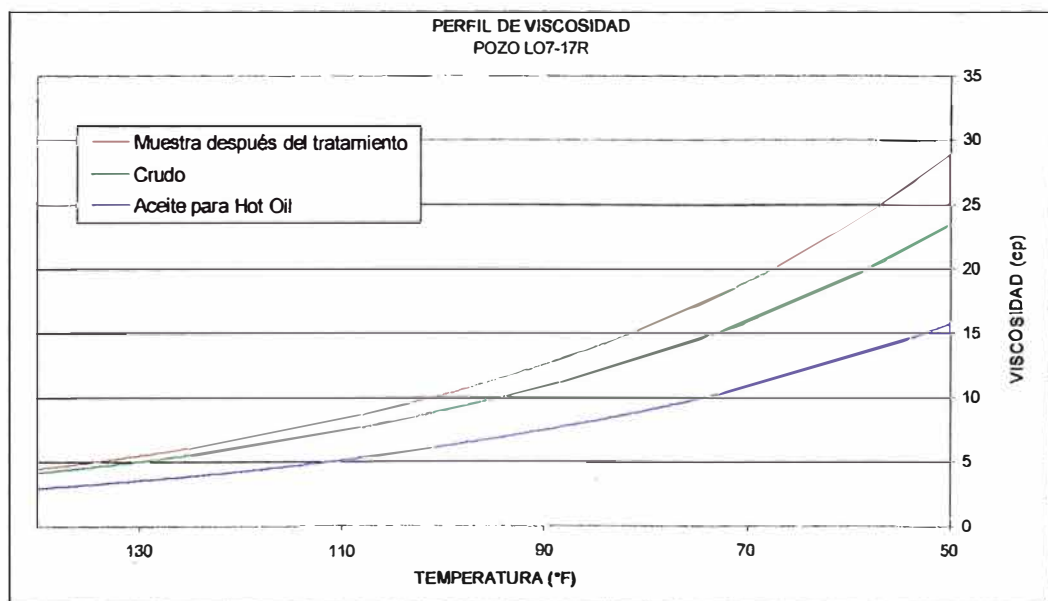


FIGURA 8.30.

De acuerdo a lo obtenido en las pruebas realizadas, en el Cuadro 8.20 los datos de temperatura en cada uno de los puntos medidos son variables con el tiempo, esto se debe a condiciones externas, en el caso del gas lift tiene influencia directa la condición de operación del compresor; asimismo las temperaturas del ambiente y del agua de mar presentan una importante influencia sobre la temperatura que alcanza el crudo en superficie debido a que alteran su perfil, y son parámetros que no pueden manipularse. Para efectos del estudio del tratamiento los márgenes de error que ofrece la variación de temperatura en superficie son aceptables, en consecuencia la efectividad del tratamiento, en el que se espera que el aceite no alcance la temperatura de fusión durante su permanencia en el pozo, dependerá del volumen y temperatura del aceite inyectado, lo cual requiere una constante inspección de la operación de preparación de la carga de aceite para su inyección al pozo. Se determinó que el volumen óptimo de inyección de aceite corresponde a 8 bbls y la temperatura del fluido obtenido en superficie debe ser mayor al correspondiente al punto de fusión. Para este punto nos basamos en la temperatura de fusión hallada experimentalmente (medición de la viscosidad), considerando el crudo obtenido en superficie, cuyo punto de fusión es 110°F. En el Cuadro 8.21 se presentan datos de las muestras obtenidas en la última etapa de muestreo (con fecha 18 de Noviembre) debido a que se consideran los parámetros medidos los que aseguran una óptima operación del tratamiento. El crudo inyectado en el tratamiento presenta un menor contenido de agua por el calentamiento previo al que es sometido que garantiza una alta separación del fluido en dos fases. El fluido obtenido después del tratamiento presenta un alto valor en el contenido de agua y sedimentos por el arrastre de la acumulación de parafina de las paredes de la tubería.

#### **8.6.1.3.2. Análisis de la Curva de Producción del Pozo y los Trabajos de Hot Oil**

En la Figura 8.31 se aprecia el comportamiento de la producción del crudo, antes y después de la aplicación del tratamiento de Hot Oil. Después de una

**FRECUENCIA DE HOT OIL**  
**PERÍODO ENERO-NOVIEMBRE 1999**  
**POZO LOT-17R**

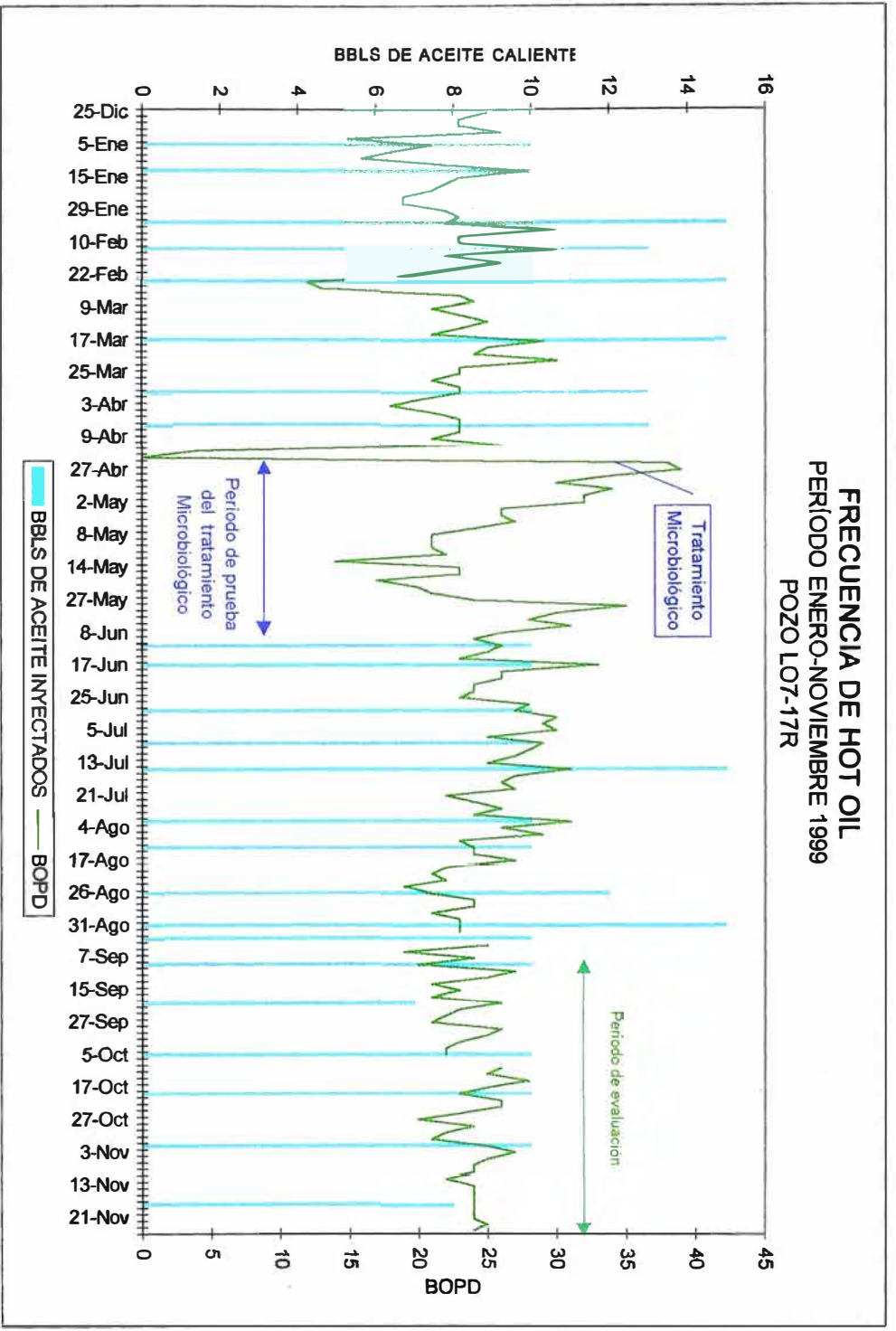


FIGURA 8.31.

operación de limpieza la producción es temporalmente restablecida, en la mayoría de los casos. Asimismo no existe una frecuencia establecida para la limpieza con Hot Oil, normalmente esta se realiza cuando se registra una baja considerable de la producción, asimismo los barriles de aceite inyectados en cada trabajo varían de 10 a 15 barriles.

#### **Tratamiento Bacteriológico**

En el mes de Abril se realizó la inyección de bacterias al reservorio, después de 5 días de mantener cerrado el pozo, se registra un aumento de 12 bbls/día en la producción de crudo, sin embargo esta disminuye gradualmente hasta que la producción promedio de aceite alcanzó el valor de 26 bbls/día, 4 barriles más que la producción promedio antes de iniciar el tratamiento. Esta producción se mantuvo por 3 meses. El GOR, BWPD y volumen de Gas Lift se mantuvieron estables.

Debido a la baja de producción se reinició el tratamiento de limpieza de Hot Oil. Por lo descrito es evidente que el tratamiento con bacterias no fue satisfactorio, el incremento inmediato de la producción fue resultado de la acción de limpieza sobre la formación realizada por la mezcla del fluido inyectado, tales como el cloruro de potasio, en el cual se disuelven los precipitados inorgánicos depositados en la arena del reservorio, y el diesel, el cual disuelve los depósitos de parafina que obstruyen la cara del reservorio. Asimismo se continuo la inyección de gas lift a elevada temperatura, condición que afecta al medio de las bacterias.

A partir del mes de Agosto la producción del pozo declina, manteniendo actualmente una producción promedio de 24 barriles de aceite por día, esta disminución trajo como consecuencia el aumento del GOR promedio de 2500 a 3400.

### **Inyección de Gas Lift Caliente**

Es evidente que la inyección de gas caliente, a una temperatura promedio de 136°F, disminuye los riesgos de problemas causados por la cristalización de parafina. Esto se puede sustentar observando los valores presentados en el Cuadro 8.20, la temperatura promedio del crudo en la cabeza de pozo es de 78°F, mientras que si lo comparamos con un pozo que emplea gas lift a condiciones normales (58-63°F), la temperatura promedio del crudo es de 63°F. La consecuencia directa del gas lift es el cambio de perfil de temperatura a lo largo de la pared de la tubería de producción, lo cual a diferencia de un pozo convencional, incrementa su valor. Los cálculos asociados a esta afirmación se encuentran desarrollados en el Anexo F.

### **Programa de Inyección de Hot Oil**

En el Cuadro 8.23 y Figura 8.32 se observan las diferencias existentes entre el programa planteado para la realización de trabajos de Hot Oil y los trabajos ejecutados. Es fácil de distinguir la diferencia existente entre estas fechas, como se explicó en el caso del pozo LO7-25, se presentaron inconvenientes que impidieron cumplir con el rol planteado y evaluar de manera eficiente el tratamiento.



## 8.7. TRATAMIENTO BACTERIOLÓGICO

### 8.7.1. POZO LO16-14

#### 8.7.1.1. Trabajo de Gabinete

##### 8.7.1.1.1. Información General

Como se mencionó previamente, este pozo se incluye únicamente como modelo para el análisis del tratamiento bacteriológico.

En los meses del presente estudio, poseía una producción promedio de 145 barriles de aceite, con 15% de contenido de agua.

No se han realizado pruebas de caracterización del crudo debido a que el planteamiento de su estudio fue considerado posteriormente a las pruebas prácticas realizadas en el caso de los pozos analizados.

Los tipos de tratamiento aplicados con la finalidad de controlar y remediar la deposición de parafina han sido el Corte Mecánico, el tratamiento químico y la inyección de bacterias para inhibir la cristalización de parafina en el reservorio.

##### 8.7.1.1.2. Ficha Técnica

CUADRO 8.24. FICHA TECNICA DEL POZO LO16-14	
<b>DATOS DEL YACIMIENTO</b>	
AREA YACIMIENTO	LOBITOS BASAL SALINA
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (°F)	120
<b>CONDICION DE PRODUCCION</b>	
TIPO SISTEMA	DIRIGIDO GAS LIFT CONVENCIONAL
CICLO DE PRODUCCION	55 * 5
BOPD (BBLs)	145
BWPD (BBLs)	27
GOR (MSCF/BBLs)	3300
GAS LIFT (MSCFPD)	115
<b>DATOS DE COMPLETACION</b>	
Inicio de operación	Mar-95
Intervalo productor (actual)	10176' - 9460'
Profundidad de instalación (pies)	9562
Longitud de la tubería de producción (pies)	9.664
Diámetro nominal de la tubería de producción (pulg)	2' 7/8"
Longitud del tubo de recubrimiento (pies)	1.604
Diámetro del tubo de recubrimiento	5 1/2"

### 8.7.1.1.3. Análisis de la Producción

En la Figura 8.33 se han representado los datos de producción del pozo en el año 1999.

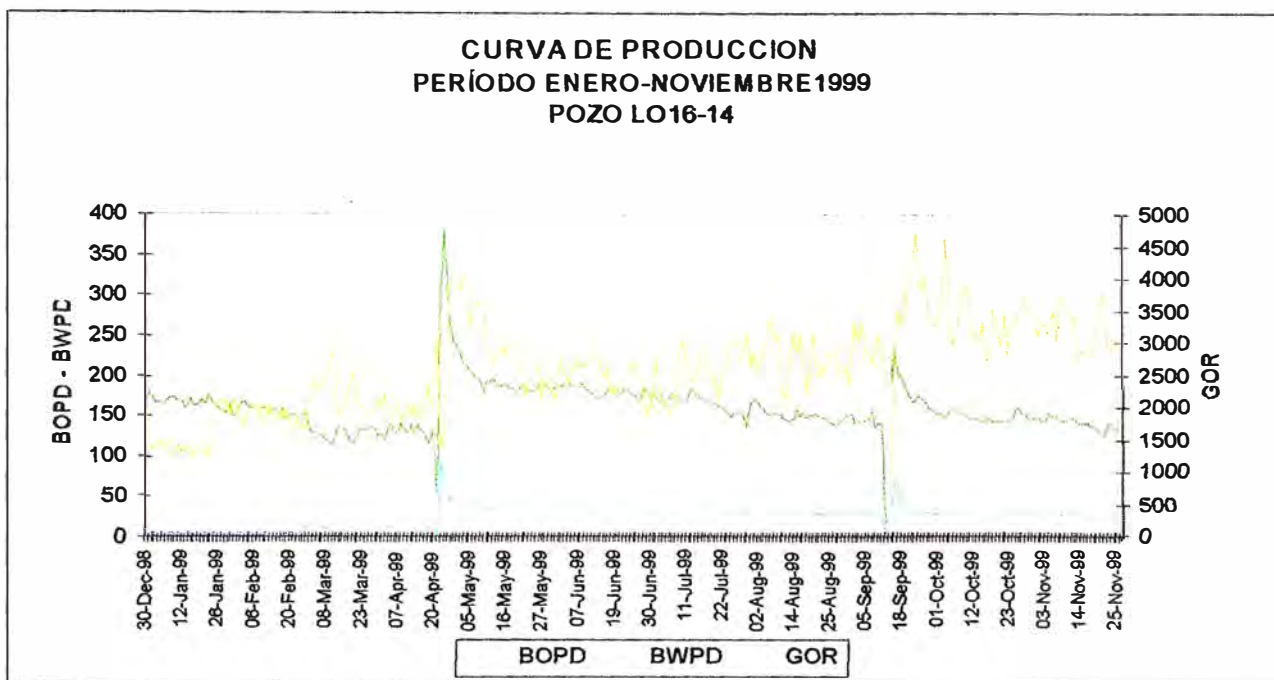


FIGURA 8.33.

Los cambios en la producción son explicados considerando los tratamientos y trabajos efectuados en el pozo, esto se aprecia en la Figura 8.34.

El 21 de abril se realiza el trabajo de inyección de bacterias al reservorio. Se emplean productos químicos como medio solvente, tal como el cloruro de potasio y diesel.

El pozo reinicia su producción con óptimos resultados, tal es así que se suspendió la inyección de gas lift, ya que el pozo recuperó suficiente energía, presión, para su ascenso hasta la superficie. La producción de aceite se incrementa de 120 a 180 barriles con un aumento proporcional de 20 barriles de agua.



**TRATAMIENTO BACTERIOLÓGICO Y MECÁNICO  
POZO LO16-14**

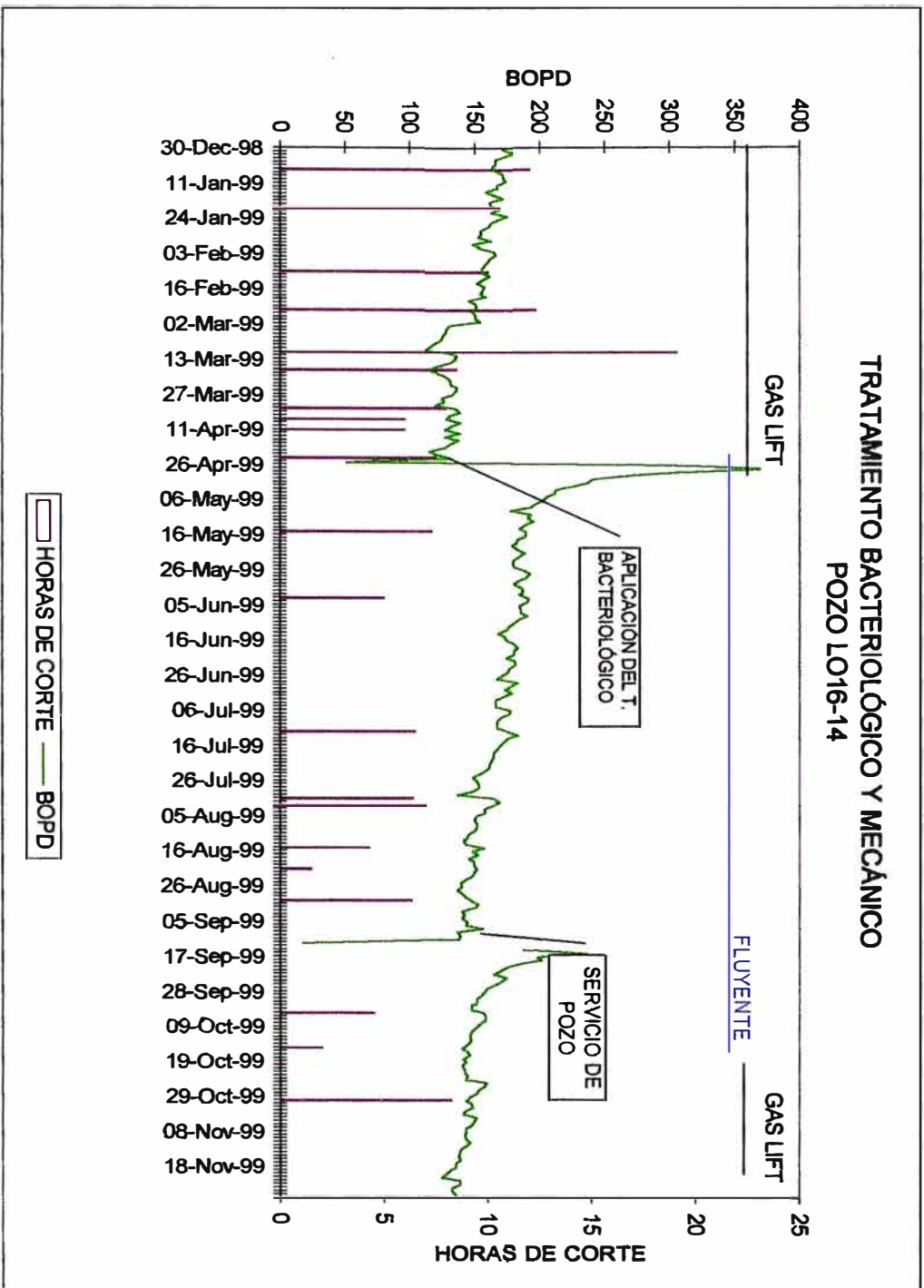


FIGURA 8.34.

Debido a la declinación en la producción, en el mes de mayo se opta por reanudar los trabajos de corte de parafina. Se mantuvo una producción con una declinación constante por un período de tres meses, en el mes de agosto el problema de deposición de parafina se hizo evidente, aumentando la frecuencia de los trabajos de limpieza, sin obtener resultados favorables.

En octubre, debido a la disminución de presión en el reservorio se reinició la inyección de gas lift.

En los últimos trabajos de corte de parafina se observan incrementos en las horas empleadas así como en el volumen de parafina sólida recuperada. Esto se debe a que la inyección de gas lift está contribuyendo directamente a la pérdida de calor del fluido del reservorio, debido a la alta diferencia que existe entre las temperaturas del gas y de la pared de la tubería.

#### 8.7.1.1.4. Observaciones

El tratamiento bacteriológico presentó resultados óptimos inmediatamente después de su aplicación, sin embargo éste requiere de un constante seguimiento y control, y de acuerdo a los resultados de las evaluaciones<sup>32</sup> realizar nuevas inyecciones de cepas de bacterias para garantizar la efectividad del tratamiento a largo plazo.

---

<sup>32</sup> Descrito en el Capítulo V.

## CAPÍTULO IX: ESTUDIO TERMODINÁMICO DE LA CRISTALIZACIÓN DE PARAFINA

Durante la producción de petróleo, es de gran importancia poder predecir la temperatura a la que se inicia la precipitación de la parafina. La teoría termodinámica y un análisis de las variables PVT posibilitan la predicción de la precipitación de parafina presente en un crudo de composición dada.

Debido a limitaciones encontradas durante la realización del presente estudio, para realizar trabajos experimentales con muestras que representen las condiciones del petróleo en el fondo de pozo, a continuación se desarrolla una metodología que involucra principios termodinámicos en el cálculo de la temperatura fusión, empleando datos que son fácilmente accesibles durante la producción de petróleo.

### 9.1. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE FUSIÓN

La determinación de la temperatura de fusión del crudo que se encuentra a las condiciones de fondo de pozo, es de gran importancia, sobre todo para la proyección del tratamiento con inhibidores y refleja de manera muy aproximada lo que sucede en las profundidades de la tubería de producción, determinándose el punto donde se inicia el problema de deposición.

En este trabajo los Tesistas proponen un procedimiento para la determinación de la temperatura de fusión, siguiendo un método comprensible desde el punto de vista ingenieril, manteniendo las normas de cálculo establecido por los principios termodinámicos.

El comportamiento del fluido producido (gas y líquido) en relación con las variables presión, volumen y temperatura, PVT, así como los efectos caloríficos producidos por un medio externo (calor convectivo) se describen aplicando las ecuaciones de balance de materia, transferencia de calor y las

relaciones termodinámicas en el equilibrio para las fases Líquido-Vapor y Líquido-Sólido.

### **9.1.1. METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE FUSIÓN**

La temperatura de fusión de un fluido depende esencialmente de su peso molecular, el cual está determinado por la presencia de los diversos compuestos hidrocarbonados. Por lo tanto, la resolución de este problema se basa en la determinación de la composición del líquido a las condiciones de presión, temperatura y volumen existentes en las profundidades de la instalación del pozo productor.

Debido a la complejidad que representa el cálculo exacto del peso molecular a las condiciones de fondo de pozo, se ha seguido un método de análisis de las variables PVT (las cuales varían constantemente durante el recorrido del crudo hacia la superficie), considerando el equilibrio termodinámico en la zona más profunda de la tubería de producción.

El procedimiento propuesto para su determinación es el siguiente:

1. Determinación del perfil corregido de temperatura a lo largo de la tubería de producción.
2. Los cálculos se inicializan asumiendo una temperatura, cercano al punto de niebla hallado experimentalmente<sup>33</sup> a las condiciones de superficie; a partir del nuevo perfil de temperatura se reconoce la profundidad correspondiente a la temperatura asumida y con este último dato se calcula la masa de parafina depositada.
3. Se realiza el balance de materia del fluido producido por el pozo y se calcula la composición global de crudo producido.
4. Aplicando las ecuaciones de Equilibrio Líquido-Vapor se calcula la composición de la fracción líquida a las condiciones de fondo de pozo.

---

<sup>33</sup>El cálculo experimental del punto de fusión (punto de niebla) se detalla en el Anexo D.

5. Empleando la composición de la fracción líquida se desarrolla el modelo termodinámico del equilibrio Líquido-Sólido para la determinación del punto de fusión de la parafina.
6. Se inician los cálculos termodinámicos asumiendo como valor inicial la temperatura de fusión medida experimentalmente de una muestra de cabeza de pozo. El cálculo iterativo se repite hasta obtener la convergencia de las temperaturas.

A continuación se describen detalladamente cada uno de los cálculos y resultados obtenidos.

#### 9.1.1.1. Cálculo del Perfil Corregido de Temperatura

El Gas Lift inyectado es un factor específico en la variación (disminución) de la temperatura en las paredes de la tubería de producción.

Para fijar numéricamente estos cambios, se realiza el balance de calor convectivo entre el gas entrante (a bajas temperaturas) y la pared de la tubería, a través del área delimitada por el tubo de recubrimiento y la tubería de producción y un análisis del calor conductivo a través de la tubería.

En el Anexo F se resumen los procedimientos seguidos para calcular la nueva temperatura de la pared. Asimismo se muestran los perfiles de presión y temperatura en el pozo, las propiedades del Gas Lift y el valor de los parámetros usados en la ecuación de calor.

En el Cuadro 9.1 se resumen los resultados obtenidos y en la Figura 9.1 se distinguen las desviaciones de los nuevos valores de temperatura con respecto al perfil inicial de la tubería, debido a la influencia de la inyección de Gas Lift.

**CUADRO 9.1.**  
**RESULTADOS DEL PERFIL CORREGIDO DE TEMPERATURA**

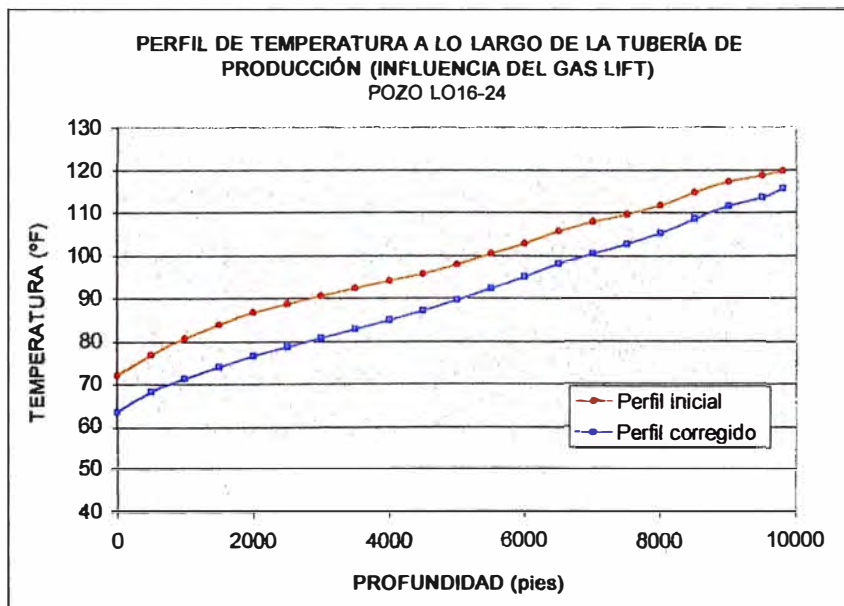
Profundidad, # (pies)	ΔH (pies)	Tg (°F)	Tp (°F)	Tp promedio	Q convectivo BTU/ciclo	Tp' promedio (°F)	ΔT (°F)	Tp' (°F)
0		48.00	72.20	72.20				63.50
500	500	50.16	77.00	74.60	-1167182.86	733.25	-8.70	68.30
1000	500	52.44	80.70	78.85	-1260046.50	789.91	-9.39	71.31
1500	500	54.82	83.90	82.30	-1311420.84	822.35	-9.77	74.13
2000	500	57.29	86.60	85.25	-1335465.64	838.87	-9.95	76.65
2500	500	59.84	88.60	87.60	-1327972.18	836.99	-9.90	78.70
3000	500	62.48	90.50	89.55	-1298419.47	822.26	-9.68	80.82
3500	500	65.20	92.30	91.40	-1260864.51	802.80	-9.40	82.90
4000	500	67.99	94.00	93.15	-1214723.96	778.63	-9.05	84.95
4500	500	70.86	95.70	94.85	-1162881.57	751.07	-8.67	87.03
5000	500	73.82	97.90	96.80	-1118714.51	728.10	-8.34	89.56
5500	500	76.87	100.40	99.15	-1088754.99	713.54	-8.11	92.29
6000	500	80.02	102.90	101.65	-1061274.24	700.54	-7.91	94.99
6500	500	83.27	105.70	104.30	-1036073.92	688.97	-7.72	97.98
7000	500	86.63	107.90	106.80	-999351.56	670.74	-7.45	100.45
7500	500	90.07	109.60	108.75	-933011.84	635.26	-6.95	102.65
8000	500	93.62	111.60	110.60	-857820.81	594.68	-6.39	105.21
8500	500	97.26	114.60	113.10	-807785.16	568.94	-6.02	108.58
9000	500	101.02	117.20	115.90	-766432.27	548.40	-5.71	111.49
9500	500	104.89	118.60	117.90	-683562.30	503.64	-5.09	113.51
9800	300	108.84	119.80	119.20	-338560.49	437.62	-4.21	115.59
10000	200	112.90	122.40	121.10	-187188.33	385.18	-3.49	122.40
10200	200	117.07	124.30	123.35	-153110.35	339.35	-2.85	124.30
10400	200	121.33	125.50	124.90	-104284.62	272.02	-1.94	125.50
10600	200	125.70	126.40	125.95	-44529.68	188.77	-0.83	126.40
10750	150	130.15	126.70	126.55	18838.35	91.11	0.47	126.70

\* Posición más profunda de la instalación de la tubería de producción.

Tg, temperatura del gas lift

Tp, temperatura inicial del pozo

Tp', valor de la temperatura corregida



**FIGURA 9.1.**

### 9.1.1.2. Balance de Materia

La finalidad de realizar un balance de materia del fluido producido por el pozo es hallar la composición global del fluido producido. Se consideran los flujos de gas y líquido, medidos directamente en superficie, además el volumen de parafina depositado en las paredes de la tubería de producción.

Los cálculos aquí presentados han sido realizados utilizando los datos del pozo LO16-24, y basándonos en la similitud de la naturaleza química<sup>34</sup> de los crudos de los pozos en estudio se considera que los resultados no variarán significativamente para los crudos estudiados.

Las ecuaciones empleadas en el balance de materia son las siguientes:

#### 1. Balance Global:

$$G + L + P = F \dots\dots\dots(1)$$

#### 2. Balance por componentes:

$$Gy_i + Lx_i + Ps_i = Fz_i \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

G =Flujo másico de gas, lb/d

L =Flujo másico de petróleo, lb/d

P = Flujo másico de parafina sólida, lb/d

F = Flujo másico total de fluido producido, lb/d

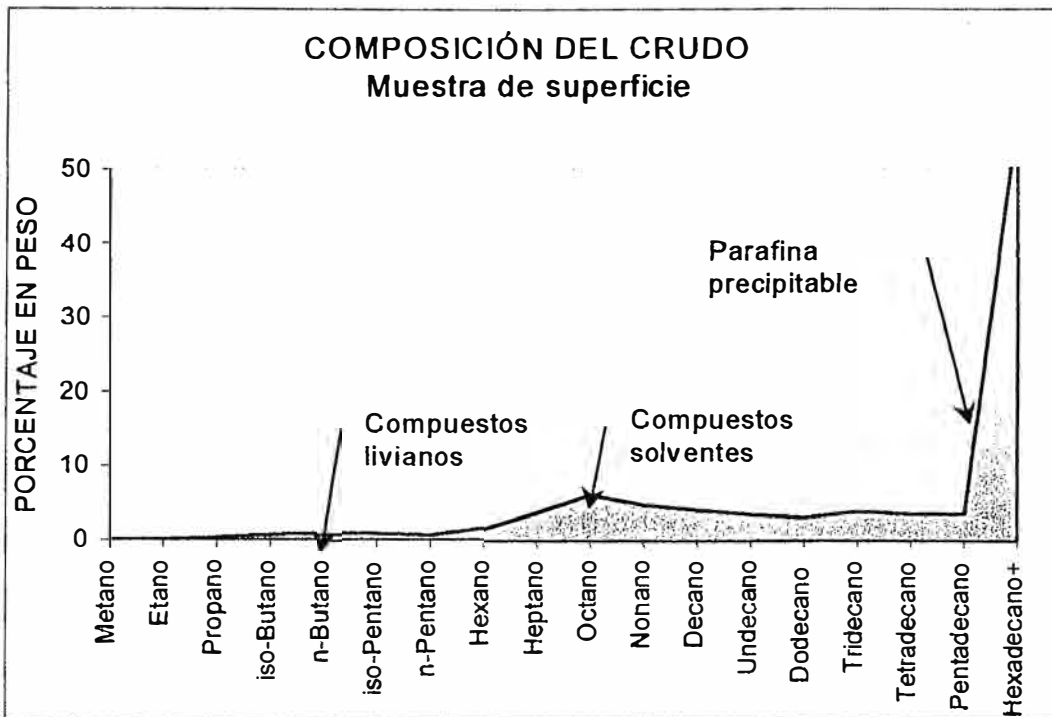
#### 9.1.1.2.1. Análisis del Crudo y Gas Producidos

Los flujos másicos de gas y líquido se calculan a partir de los datos de sus flujos volumétricos, obtenidos a partir de los datos de producción y sus densidades, halladas a partir de datos de composición<sup>35</sup>. Los resultados se muestran en la Figura 9.2 y 9.3.<sup>36</sup>

<sup>34</sup> Su análisis ha sido explicado en el Capítulo VII.

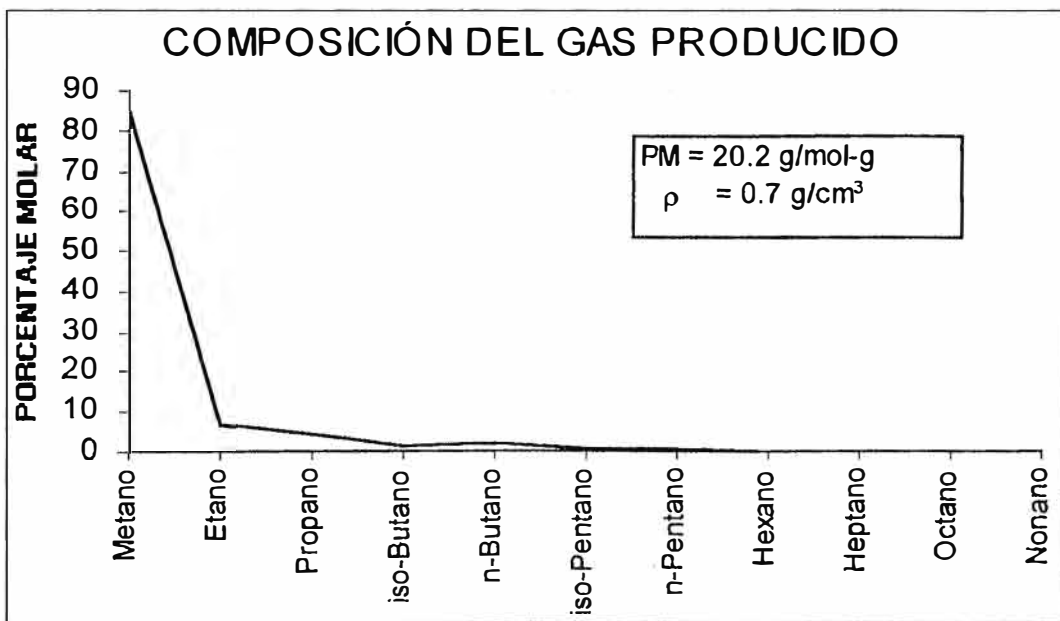
<sup>35</sup> Datos obtenidos de la ficha técnica del pozo.

<sup>36</sup> Los datos se muestran en el Anexo G.



Fuente: Microbac International, 1998

FIGURA 9.2.



Fuente: Microbac International, 1998

FIGURA 9.3.



### 9.1.1.2.2. Cálculo del Volumen Acumulado de Parafina

Para estimar el volumen de parafina que se acumula por enfriamiento, se considera como dato aproximado, la parafina recolectada en el niple de prueba, el cual es un segmento de tubería del mismo diámetro de la línea de producción. Este niple experimenta condiciones de temperatura mínima, correspondiente a la temperatura de la cabeza de pozo, 60°F.

Se asume que a lo largo del pozo el volumen de parafina depositada es constante, ya que no se cuentan con datos adicionales acerca del perfil de deposición desarrollado, asimismo el volumen de parafina depende directamente de la profundidad donde se alcanza el punto de niebla

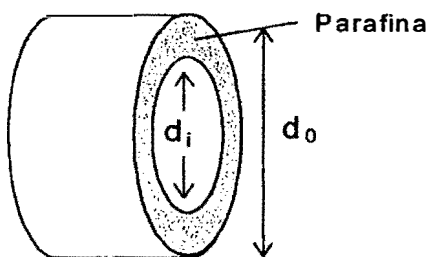


FIGURA 9.4. NIPLE DE PRUEBA

El volumen de parafina viene dado por:

$$V_p = \pi(d_o^2 - d_i^2).h$$

El valor de la masa total de parafina acumulada depende de la profundidad alcanzada en el pozo, la cual depende a su vez de la temperatura de cristalización (a la cual precipita el primer germen de parafina).

La composición de la parafina acumulada ha sido tomada de análisis realizados por laboratorios especializados. Su composición se ilustra en la Figura 9.5.

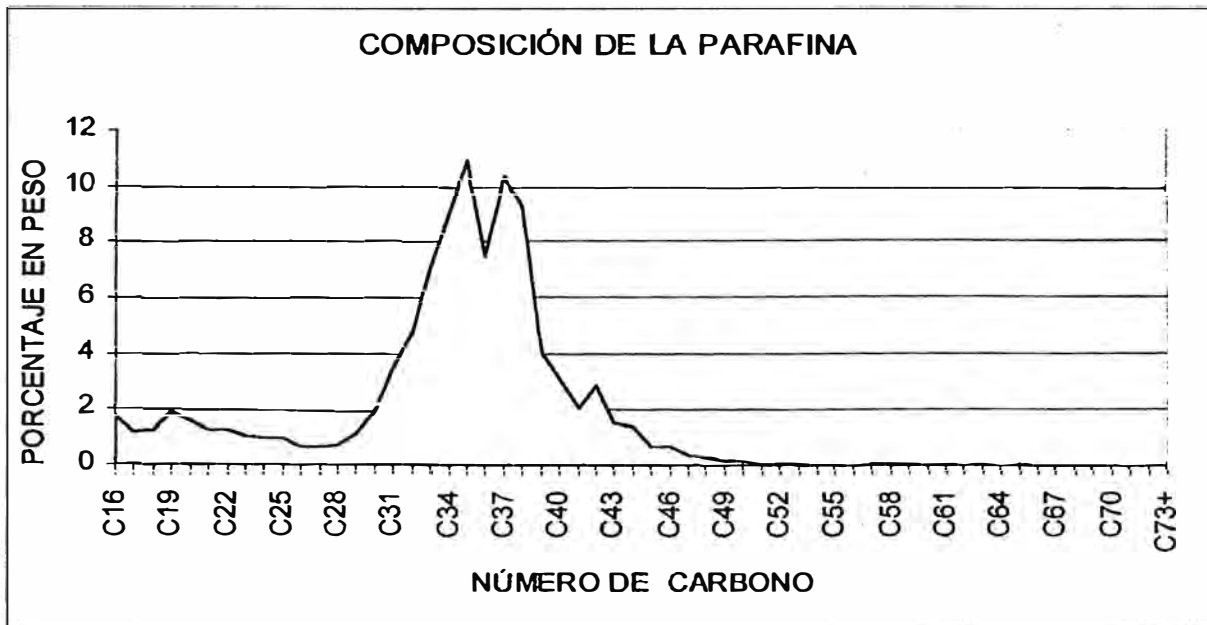


FIGURA 9.5.

#### 9.1.1.2.3. Composición Promedio del Fluido Producido

Realizando el balance de masa (Ecuaciones 1 y 2, sobre la base de la producción de un día), se hallan las fracciones en peso de los compuestos presentes en la mezcla total. A partir de los pesos obtenidos se calcula el porcentaje molar de cada componente presente en la mezcla de fluido.

Los resultados del balance de masa se muestran el Cuadro 9.2.

#### 9.1.1.3. Equilibrio Líquido - Vapor, EVL

Considerando la composición hallada se realizan los cálculos del equilibrio entre las fases líquidas y vapor, a las condiciones del fondo de pozo, es decir a 120°F y 650 psia. En el Anexo H se explica el procedimiento teórico de este método así como los cálculos realizados, para cada temperatura asumida. El cuadro 9.3. resume los resultados obtenidos después de la convergencia de los cálculos.

**CUADRO 9.2.**  
**BALANCE DE MATERIA EN LA SUPERFICIE DEL POZO**

**1. CALCULO DEL VOLUMEN DE PARAFINA ACUMULADA**

Profundidad (pies) =	4900
Temperatura asumida, T <sub>0</sub> (°F)=	88
Espesor promedio (pulg) =	0.008
Radio interno del niple, R <sub>1</sub> (pulg) =	0.231
Radio externo del niple, R <sub>2</sub> (pulg) =	0.239
Volumen de Parafina (pie <sup>3</sup> )=	57.169
Flujo de parafina, P (pie <sup>3</sup> /d)	7.146

**2. FLUJOS DE GAS Y LÍQUIDO**

Relación Gas/Líquido (G/L)* =	2165
Flujo de petróleo (bbl/d) =	115
Flujo de petróleo, L (pie <sup>3</sup> /d) =	646
Flujo de gas, G (pie <sup>3</sup> /d) =	248975
Flujo total, W (pie <sup>3</sup> /d) =	249828

**CÁLCULO DE LAS FRACCIONES MOLARES DE LOS COMPONENTES DEL PETRÓLEO EN LA MEZCLA TOTAL DE FLUJO PRODUCIDO**

CONDICIONES DE LA MUESTRA: PRESIÓN=40 PSIA, T =65°F

Compuesto	FRACCIÓN EN PESO			Peso Molecular	P gas (lb/pie <sup>3</sup> )	P líquido (lb/pie <sup>3</sup> )	G (lb)	L (lb)	P (lb)	W (lb)	n (moles)	z (fracción molar)	PMLz
	Gas	Líquido	Sólido										
Metano	0.675	0.001		16.043	34.579	18.710	7316932.876	22.561		7316955.437	456083.989	0.85003	13.637
Etano	0.100	0.001		30.070	64.813	22.237	1082971.646	25.784		1082997.430	36015.877	0.06712	2.018
Propano	0.091	0.003		44.097	95.053	31.651	987551.870	106.361		987658.230	22397.402	0.04174	1.841
iso-Butano	0.031	0.007		58.123	125.281	35.141	331673.999	235.282		331909.282	5710.464	0.01064	0.619
n-Butano	0.047	0.009		58.123	125.281	36.458	506897.999	293.297		507191.296	8726.172	0.01626	0.945
iso-Pentano	0.018	0.009		72.150	155.521	38.980	198090.684	273.959		198364.643	2749.337	0.00612	0.370
n-Pentano	0.012	0.006		72.150	155.521	39.398	132060.456	203.052		132263.508	1833.174	0.00342	0.247
Hexano	0.010	0.016		86.176	185.755	42.763	111342.291	525.357		111867.648	1298.130	0.00242	0.208
Heptano	0.009	0.038		100.202	215.988	45.073	97099.077	1234.427		98333.504	981.353	0.00183	0.183
Octano	0.006	0.063		114.228	246.222	46.509	61495.243	2020.850		63516.092	556.047	0.00104	0.118
Nonano	0.001	0.049		128.254	276.456	47.695	13809.311	1588.962		15398.272	120.061	0.00022	0.029
Decano		0.042		142.280		48.569		1347.233		1347.233	9.469	0.00002	0.003
Undecano		0.037		156.306		49.256		1179.635		1179.635	7.547	0.00001	0.002
Dodecano		0.032		170.332		49.942		1037.821		1037.821	6.093	0.00001	0.002
Tridecano		0.040		184.358		50.629		1276.326		1276.326	6.923	0.00001	0.002
Tetradecano		0.037		198.384		51.316		1176.412		1176.412	5.930	0.00001	0.002
Pentadecano		0.037		212.410		51.940		1189.304		1189.304	5.599	0.00001	0.002
Hexadecano+		0.674	1.000	473.949		62.613		18493.838	443.128	18936.966	39.956	0.00007	0.035
<b>Total</b>										<b>10872599</b>	<b>536553.521</b>	<b>1.000</b>	<b>20.264</b>

\* bbl de petróleo/pie<sup>3</sup> de gas

## CUADRO 9.3.

**EQUILIBRIO LÍQUIDO-VAPOR**

ECUACIÓN DE REDLICH-KWONG SOAVE Y EL MÉTODO DE FLASHEO

**DATOS:**

PRESIÓN (psia) = 650

TEMPERATURA (°F) = 120

Compuesto	Zi	Ki	Xi	Yi
C <sub>1</sub> H <sub>4</sub>	0.85003	4.410771	0.193	0.851
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.06712	1.246194	0.054	0.067
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.04174	3.202446	0.013	0.042
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.01064	0.193959	0.055	0.011
iso-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.01626	0.251484	0.064	0.016
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.00512	0.079516	0.064	0.005
iso-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.00342	0.095500	0.035	0.003
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.00242	0.033326	0.070	0.002
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0.00183	0.014132	0.120	0.002
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0.00104	0.006055	0.145	0.001
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0.00022	0.002603	0.061	0.000
C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0.00002	0.001136	0.008	0.000
C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0.00001	0.000484	0.009	0.000
C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	0.00001	0.000165	0.009	0.000
C <sub>13</sub> H <sub>28</sub>	0.00001	0.000090	0.011	0.000
C <sub>14</sub> H <sub>30</sub>	0.00001	0.000037	0.010	0.000
C <sub>15</sub> H <sub>32</sub>	0.00001	0.000017	0.010	0.000
C <sub>16+</sub>	0.00007	0.000000	0.069	0.000
<b>Total</b>			<b>1.000</b>	<b>1.000</b>

**9.1.1.4. Equilibrio Líquido-Sólido, ELS**

El cálculo de la temperatura de fusión se realiza considerando la fracción líquida con un número de carbonos mayores a C<sub>10+</sub>. Los modelos de equilibrio termodinámico para las fases sólido-líquido sugeridos por Won y Hansen han sido empleados para este cálculo.

En los Anexos H e I, se presentan los procedimientos detallados de cada uno de los métodos empleados.

En el Cuadro 9.4 se presentan la composición de las fracciones de petróleo con un número de carbonos mayor a 10 ( $C_{10+}$ ) a condiciones del fondo de pozo (130°F y 700 psia).

En el Cuadro 9.5 se muestran las temperaturas de fusión, halladas con los métodos de Won y Hansen, correspondientes a la composición del fluido a condiciones del fondo de pozo.

**CUADRO 9.4.**  
**EQUILIBRIO LÍQUIDO-SÓLIDO**

**COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO\***

COMPONENTES	$X_i$
Decano	0.064
Undecano	0.072
Dodecano	0.073
Tridecano	0.088
Tetradecano	0.079
Pentadecano	0.076
Hexadecano+	0.550

\*Se consideran las fracciones a partir de  $C_{10+}$   
Composición obtenida del ELV

PESO MOLECULAR DE LA FRACCIÓN $C_{10+}$	341.025
--	---------

**CUADRO 9.5.**  
**TEMPERATURA DE FUSIÓN**

Temperatura	MODELO DE WON	MODELO DE HANSEN
°R	553.98	548.08
°F	93.98	88.08

## 9.2. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

El comportamiento de un pozo productor de petróleo varía de acuerdo los siguientes factores: la naturaleza geológica del reservorio, que determina la naturaleza del fluido; la profundidad del pozo; el tiempo acumulado de producción; condiciones climatológicas de la zona productora, mecanismos de impulsión, las condiciones PVT del yacimiento, por mencionar las más importantes.

Como se explicó al iniciar el Capítulo, para el caso de estudio se ha trabajado con un crudo representativo que presenta las características promedio de la zona.

Inicialmente se han realizado cálculos de transferencia de calor con el fin de determinar los cambios de temperatura experimentados por la superficie interna de la tubería de producción a causa del empleo de gas lift. Los resultados encontrados indican que estos cambios son importantes ya que la parafina (en estado sólido), inicia su deposición desde el punto donde se alcanza la temperatura de fusión, si el perfil inicial de temperatura disminuye la formación de parafina se inicia a una mayor profundidad siendo, en consecuencia, mayor el problema.

Debido a las condiciones adversas para obtener una muestra del reservorio (fondo de pozo), para efectos del cálculo de la temperatura de fusión, se han trabajado con muestras de gas y crudo obtenidos en superficie y conocidas la temperatura y presión del fondo de pozo se ha realizado el análisis termodinámico a dichas condiciones.

El fluido obtenido del pozo, a condiciones de superficie, 62°F y 100 psia, se presenta en dos fases bien definidas, gas y líquido (crudo), las cuales a condiciones iniciales de reservorio, en donde la presión y temperatura original son altas, 130°F y 700 psia respectivamente, el gas se encuentra en solución. Esto se explica considerando los efectos de las siguientes variables:

1. Efecto de la presión, la Ley de Henry predice que a temperatura constante la solubilidad del gas en un volumen de líquido es directamente proporcional a la presión. La solubilidad del gas en un crudo se incrementa con el aumento de la presión hasta que se alcanza la presión de saturación, y según los datos del perfil de presión<sup>37</sup> y del análisis PVT<sup>38</sup> se obtiene que a este pozo le corresponde una presión de 800 psia, la cual se desarrolla en el reservorio,

---

<sup>37</sup> Enunciado en el Anexo H

<sup>38</sup> Información Técnica de análisis PVT del reservorio realizada por Core Laboratories

por lo cual para las condiciones que se experimentan a lo largo de la tubería, con presiones inferiores, la solubilidad del gas tiende a disminuir.

2. Efecto de la composición del gas, la solubilidad del gas en el crudo disminuye cuando su composición presenta un bajo peso molecular, esto debido a que los constituyentes altamente volátiles aumentan en el gas. En otros términos, a una temperatura y presión dada la solubilidad del gas en un crudo disminuye con el aumento de la gravedad específica del gas.

De acuerdo al análisis cromatográfico del gas los componentes presentes son muy volátiles, siendo el metano, etano, propano y butano los hidrocarburos que representan más del 98% de la composición molar. Según esta definición, la solubilidad del gas presenta la tendencia a disminuir.

3. Efecto de la composición del petróleo, la solubilidad del gas aumenta con la disminución de la gravedad específica del petróleo. En términos de la gravedad API, la afirmación anterior se puede generalizar afirmando que, a una temperatura y presión dadas, la solubilidad del gas en el petróleo aumenta con el aumento de la gravedad API del petróleo.

Para este caso, el petróleo con un API igual a 35, y encontrándose el 80% de su composición representada por los hidrocarburos con un número de carbonos mayor a 10, ( $C_{10+}$ ), es razonable concluir que este factor desfavorece la solubilidad del gas en el crudo.

Como consecuencia de lo analizado, se ha determinado que a las condiciones de presión y temperatura presentes en la trayectoria del crudo a través de la tubería, que es el área donde se presenta el problema de deposición, el gas se encuentra en estado libre, es decir separado del crudo. Es por esta razón que después de realizar el balance ELV, a la presión y temperatura del fondo de pozo, se selecciona la fase líquida, considerando los compuestos con 10 a más carbonos para la deducción del punto de fusión, por el cálculo termodinámico ELS.

El criterio para seleccionar la fracción pesada del líquido se debe a que el mayor porcentaje de los compuestos de alto peso molecular<sup>39</sup> son aquéllos que presentan un número de carbonos entre C<sub>30</sub> a C<sub>40</sub>, los cuales son considerados como parafinas con tendencia a cristalizar fácilmente, como lo expuesto en el capítulo 3.3.

En la composición del crudo se encuentran presentes compuestos aromáticos sustituidos, los cuales son reconocidos como buenos solventes de compuestos pesados, los mismos que no se han considerado dentro de la composición, debido a que el análisis cromatográfico, según el método de flasheo extendido, no identifica estos compuestos. Sin embargo conocemos que su presencia en el crudo es apreciable<sup>40</sup>, un 15% en composición molar del total.

Debido a que no se cuenta con un dato real del punto de fusión del petróleo, correspondiente al peso molecular a condiciones del fondo de pozo, se han empleado dos métodos de cálculo y se ha optado por considerar como resultado el obtenido según el modelo de Hansen<sup>41</sup>, por ser un modelo completo desde el punto de vista termodinámico, pues considera los efectos de interacción molecular entre los compuestos y las fuerzas superficiales involucradas durante la formación del cristal.

La temperatura de fusión así obtenida, 88°F, se alcanza a una profundidad de 4900 pies, que es la correspondiente al punto donde se inicia la deposición de parafina.

La temperatura de fusión calculada para el crudo de superficie, empleando el método de Hansen corresponde a 79.4°F, y realizando la corrección del método práctico de medición del punto de fusión, se obtiene que el factor de corrección es 0.794 veces el valor obtenido experimentalmente.

Resulta conveniente revisar la asunción realizada sobre el crecimiento uniforme del cristal en toda la longitud de la tubería de producción, el cual es un caso ideal

---

<sup>39</sup> Véase composición de la parafina sólida.

<sup>40</sup> Análisis cromatográfico por adsorción, PONA.

<sup>41</sup> De acuerdo a resultados obtenidos en otros campos se sugiere emplear su resultado.



y ha sido asumido debido a que no se tienen mediciones de la variación del espesor de la parafina con respecto a la profundidad. En la práctica se ha reconocido que el perfil desarrollado por la parafina presente en una longitud de tubería es irregular, siendo su variación creciente hacia la dirección donde la presión y temperatura disminuyen.

El pozo en estudio presenta un bajo contenido de agua en su composición, característica que se aprovecha para despreciar los efectos del agua en el incremento de la viscosidad y punto de fusión, debido a la formación de emulsiones. Si la salinidad del agua es alta, la solubilidad de los gases en el agua disminuye drásticamente.

En el presente trabajo se ha creído conveniente no considerar sus efectos, debido a que la temperatura de fusión se calcula para las condiciones en las que la temperatura y presión son altas, y la solubilidad del petróleo en el agua es despreciable..

## CAPÍTULO X: ANÁLISIS ECONÓMICO

### 10.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del análisis económico durante las operaciones de producción es el logro de la máxima eficiencia en la operación de los pozos productores perforados en un yacimiento petrolífero, esto implica la materialización del beneficio de cada uno de los pozos mediante la máxima recuperación del aceite a costo mínimo.

La realización de los tratamientos de control de parafina implica un costo que se carga directamente a la producción de petróleo, por lo tanto para su selección el ingeniero de producción no solamente debe conocer como analizar e interpretar el comportamiento del pozo antes y después de un tratamiento, sino que también debe ser capaz de descifrar y verter los resultados de la interpretación para llevar todas las acciones realizadas en campo a costos y de esta manera asegurar que la recomendación hecha o la acción tomada es la que conduce al máximo beneficio.

### 10.2. DESARROLLO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

La evaluación económica de los tratamientos aplicados a un pozo con fines de controlar la deposición de parafina contempla el análisis de los costos implicados en su ejecución. El análisis económico se ha realizado sobre la información del Tratamiento Químico y Mecánico en el Pozo LO16-24.

El análisis económico realizado es una aproximación pues los trabajos experimentales efectuados por las Tesisistas en los pozos seleccionados no han tenido ocasión de ser verificados, como corresponde a todo proceso de experimentación, debido a los programas de producción pre-establecidos por la Empresa para los pozos.

### 10.2.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS TRATAMIENTOS QUÍMICO Y MECÁNICO EN EL POZO LO16-24

La información necesaria para el análisis económico se obtuvo a partir de los datos de la empresa y la curva de producción del pozo.

#### 10.2.1.1. Criterios Considerados para el Análisis Económico

El desarrollo del análisis económico contempla los siguientes aspectos:

1. Identificación de los períodos a considerar en la evaluación económica, los cuales comprenden intervalos de tiempos iguales, antes (períodos I y II) y durante el estudio (período III).

CUADRO 10.1.

#### PERÍODOS CONSIDERADOS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO

<i>Periodo</i>	<i>Intervalo de Tiempo</i>	<i>Inhibidor</i>
I	15-06-1999 al 15-07-1999	EC-6013
II	16-07-1999 al 17-08-1999	PAO-23
III	26-09-1999 al 26-10-1999	PAO-23

No se considera el intervalo comprendido entre el 18 de Agosto al 25 de Setiembre de 1999, período en que se realizaron trabajos para la optimización de la recuperación efectiva de petróleo (Servicio de pozo detallado en el Capítulo VIII), que distorsionarían los resultados.

2. Registro de la producción durante los períodos contemplados.

En el Cuadro 10.2. se presentan los datos de la producción acumulada, el precio de venta y los ingresos por el volumen producido para los períodos en evaluación.

CUADRO 10.2.

#### PROGRAMA DE PRODUCCIÓN Y VENTAS

PERÍODO	I	II	III
Petróleo, bbl/período	2679	2400	2490
Precio, \$/bbl	20	20	20
Total, \$/período	53580	48000	49800

3. Se reconocen las variaciones en la producción para cada período, así como las pérdidas debido a problemas de deposición de parafina.

Se asume que los barriles de petróleo recuperados después de las operaciones de corte de parafina representan el volumen de petróleo no producido debido a un seguimiento no adecuado del tratamiento químico de inhibición.

En la Figura 10.1 se presenta la curva de producción para los períodos contemplados en la evaluación económica. A partir de los datos de producción y las fechas de realización de las operaciones de corte de parafina se obtienen los datos necesarios para el desarrollo del análisis económico (Cuadro 10.3), como son:

Los barriles de petróleo recuperados después de cada operación de limpieza mecánica

Las horas empleadas y la profundidad alcanzada en su ejecución

4. En la realización de los tratamientos se distinguieron tres tipos de costos: los costos variables, fijos e irrecuperables.

- a. Costos Variables

Son los costos cargados a la producción de un barril de petróleo.

En el análisis económico de los tratamientos se distinguen los siguientes costos variables:

- Tratamiento Químico: Costo de Producto (\$/gln)
- Tratamiento Mecánico: Costos por horas empleadas en cada operación de corte (\$/ hora de operación)

- b. Costos Fijos

Son aquellos costos que no presentan cambios frente a una reducción en la producción o cuando se suspende durante un corto período.

En la evaluación económica de los tratamientos los costos fijos contemplados son:



FIGURA 10.1.

**CUADRO 10.3.**  
**BASE DE DATOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA CURVA DE PRODUCCIÓN Y TRATAMIENTO MECÁNICO**  
**POZO LO16-24**

PERÍODO	FECHA	PRODUCCIÓN (BOPD)		BS&W	HRS. CORTE	BBLs RECUPERADOS*	PROFUNDIDAD (pies)
		ANTES*	DESPUÉS*				
I	16/06/99	88	99	36	5.2	11	1800
	25/06/99	93	90		3	-3	300
	09/07/99	86	93		4.5	7	2200
	<b>TOTAL/PERÍODO</b>					12.7	15
II	22/07/99	79	88	36	4.5	9	3200
	29/07/99	69	79		5.9	10	1650
	14/08/99	71	78		7.5	7	3200
	<b>TOTAL/PERÍODO</b>					17.9	26
III	11/10/99	79	79	15	4	0	1650
	20/10/99	75	74		2.8	-1	1000
	04/11/99	69	76		2.5	7	800
	<b>TOTAL/PERÍODO</b>	9.3	9.3		9.3	9.3	6

\*PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE UN TRABAJO DE CORTE DE PARAFINA

\*\*REPRESENTAN LOS BBLs DE PETRÓLEO NO PRODUCIDOS POR PROBLEMAS DE DEPOSICIÓN DE PARAFINA.  
EN ADELANTE PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO SE LE DENOMINARÁ BBLs DE PETRÓLEO PERDIDOS

#### Tratamiento Químico:

- Personal Técnico, responsable de ejecutar los tratamientos en campo, tal como el abastecimiento de química al sistema de inyección y control diario del funcionamiento del sistema de dosificación.
- Personal Administrativo, responsable de programar y evaluar los tratamientos.
- Gastos de Laboratorio, incluyen los gastos de productos químicos y equipos necesarios para la realización de las pruebas durante el periodo de evaluación del tratamiento.
- Mantenimiento del sistema de inyección, corresponde a los gastos por reemplazo y reparación de accesorios que constituyen el sistema de inyección, con frecuencia se reemplazan los pistones de la bomba de inyección.

#### Tratamiento Mecánico:

- Personal Técnico, responsable de supervisar la operación de corte.
- Personal Administrativo, responsable de programar y evaluar los tratamientos.
- Traslado de equipo, realizado por una empresa de servicios de navegación, responsable de llevar el equipo desde el puerto a la plataforma donde se va a realizar el trabajo.

En los Cuadros 10.4 y 10.5 se especifican los costos variables y fijos para los tratamientos químico y térmico.

#### c. Costos Irrecuperables

Costos que una vez producidos son irreversibles<sup>42</sup>.

Los barriles de petróleo recuperados como consecuencia de la ejecución del tratamiento mecánico constituyen el volumen de petróleo no producido en un periodo, debido a la deposición de parafina en la tubería de producción reduciendo su área efectiva.

---

<sup>42</sup> Rodríguez, V., (Ref. 44 – pp.102)

**ANÁLISIS ECONÓMICO**  
**POZO LO16-24**

**COSTOS DE LOS TRATAMIENTOS DE CONTROL DE PARAFINA**

**CUADRO 10.4. TRATAMIENTO QUÍMICO**

PERÍODO	I	II	III
<b>COSTOS VARIABLES</b>			
Inhibidor	EC-6013	PAO-23	PAO-23
\$/gln	10.12	7.21	7.21
gln/período	60.00	48.00	48.00
\$/período	607.2	346.08	346.08
<b>COSTOS FIJOS</b>			
Personal Técnico (1), \$/período	350.00	350.00	350.00
Personal Administrativo (1),\$/período	1200.00	1200.00	1200.00
Gastos de Laboratorio,\$/período	100.00	100.00	100.00
Mantenimiento del equipo de inyección	50.00	50.00	50.00
\$/período	1700.00	1700.00	1700.00
<b>COSTOS DE TRATAMIENTO</b>			
\$/período	2307.20	2046.08	2046.08

**CUADRO 10.5. TRATAMIENTO MECÁNICO**

PERÍODO	I	II	III
<b>COSTOS VARIABLES</b>			
\$/hora de operación	11.125	11.125	11.125
horas/período	12.7	17.9	9.3
\$/período	141.29	199.14	103.46
<b>COSTOS FIJOS</b>			
Personal Técnico (1), \$/período	350.00	350.00	350.00
Personal Administrativo (1), \$/período	1200.00	1200.00	1200.00
Traslado de equipo, \$/período	960.00	960.00	960.00
\$/período	2510.00	2510.00	2510.00
<b>COSTOS DE TRATAMIENTO</b>			
\$/período	2651.29	2709.14	2613.46

Cuando un pozo es tratado con productos de inhibición esta pérdida representa la deficiencia de la acción inhibidora del tratamiento debido a irregularidades en su inyección.

A continuación se muestra el Cuadro 10.6. en el cual se representan los costos irrecuperables debido a las pérdidas en la producción para cada período.

**CUADRO 10.6.**  
**PÉRDIDAS ECONÓMICAS POR BBLs NO PRODUCIDOS**  
**DEBIDO A LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINA**

PERÍODO	I	II	III
Petróleo perdido, bbl/período	15	28	6
Costo, \$/barril	20	20	20
\$/período	300	520	120

### 10.3. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

El Cuadro 10.7 resume los resultados de la evaluación económica de los tratamientos químico y mecánico.

Los mayores costos asignados al tratamiento químico se obtienen en el primer período, debido al empleo de la química EC-6013, a una dosificación de 500 ppm, la cual presenta un alto precio por galón a diferencia del inhibidor PAO-23, a una menor dosificación de 350 ppm, empleado en los períodos siguientes.

**CUADRO 10.7.**  
**RESUMEN DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA**  
**DE LOS TRATAMIENTOS QUÍMICO Y MECÁNICO**  
**POZO LO16-24**

PERÍODO	I	II	III
<b>INGRESOS</b>			
Petróleo, \$/período	53580	48000	49800
<b>COSTOS POR TRATAMIENTO</b>			
Tratamiento Químico			
\$/período	2307.20	2046.08	2046.08
Tratamiento Mecánico			
\$/período	2651.29	2709.14	2813.46
\$/período	4958.49	4755.22	4859.54
<b>PORCENTAJE DEL COSTO TOTAL</b>			
Tratamiento Químico (%)	46.53	43.03	43.91
Tratamiento Mecánico (%)	53.47	56.97	56.09
<b>COSTOS IRRECUPERABLES</b>			
\$/período	300	520	120



En cada uno de los períodos se realizan tres operaciones de corte de parafina. Sin embargo en los períodos I y II se registran costos elevados en el tratamiento mecánico como consecuencia del mayor número de horas empleadas en su ejecución, encontrándose parafina a mayores profundidades.

En resumen, el costo total por el empleo de los tratamientos químico y mecánico en forma conjunta señala al período III como el de mayor eficiencia, debido a la reducción en sus costos.

Los costos irre recuperables son menores en el período III, disminuyendo en 60% y 76.9% con respecto a los períodos I y II. Esta disminución se debe a la reducción de los barriles de petróleo no producidos, justificando la optimización del tratamiento químico de inhibición.

En el Cuadro 10.7 se puede apreciar que el costo del tratamiento químico representa un menor porcentaje con respecto a los costos totales en comparación al tratamiento mecánico. Por ejemplo, para el período III los tratamientos químico y mecánico representan el 43.91% y 56.09% de los costos totales por tratamiento, respectivamente.

Los resultados encontrados respaldan la elección del tratamiento químico para su evaluación y optimización en el control de deposición de parafina.

Asumiendo que los costos hallados y los resultados de la evaluación para este pozo se generalizan para el total de pozos<sup>43</sup> que presentan tratamiento químico asociado al tratamiento mecánico (21 pozos) en el área de Lobitos se obtendrá un ahorro en los costos de 6277.85 dólares para un período mensual. Asimismo los costos irre recuperables disminuirán en 3780 dólares, lo que representa una recuperación en la producción del 23%.

---

<sup>43</sup> Dato extraído del reporte del período de Agosto de 1999 elaborado por el Departamento de Ingeniería.

# CAPÍTULO XI: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN POZOS PETROLEROS CON PROBLEMAS DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINA

## 11.1. INTRODUCCIÓN

Sobre la base de la experiencia adquirida durante el desarrollo de la presente Tesis, a continuación se propone una metodología que pretende otorgar una guía para seleccionar el producto químico más óptimo para el tratamiento de pozos de producción de petróleo con problemas de precipitación de parafina en las tuberías de producción.

Como toda proposición será necesario su experimentación a fin de mejorarlo y enriquecerlo en sus procedimientos, más aún si se toma en cuenta que esta proposición está mejorada en comparación al procedimiento aplicado durante el desarrollo de la Tesis.

Las Tesistas estiman necesario la creación de una sección responsable de la puesta en marcha de esta u otra metodología que tenga como propósito el tratamiento químico de pozos productivos con problemas de precipitación de parafina.

La metodología a seguir comprende procedimientos experimentales y teóricos, los cuales han sido convenientemente adaptados a las condiciones de operación de los campos petroleros motivo de desarrollo de la presente Tesis. Sin embargo, consideramos que introduciéndoles los correctivos necesarios, ella puede ser aplicada en otros campos de características semejantes.

## 11.2. OBJETIVOS

Optimizar la inyección de un producto químico para minimizar el problema de deposición de parafina en los pozos petroleros, cuyos resultados serán aplicados con mayor eficiencia al grupo de pozos representado por el pozo experimental.

## 11.3. CONSIDERACIONES DE BASE

La aplicación de la propuesta considera los siguientes:

1. El pozo seleccionado constituirá el Plan Piloto Experimental, lo que indica que debe permanecer sin la aplicación de ningún otro tratamiento (tales como: el mecánico, térmico, etc.), que distorsionen los resultados a obtener en la evaluación del tratamiento químico.
2. Identificar el Departamento responsable de la ejecución de los tratamientos químicos.
3. Es necesario disponer de la base de datos de cada uno de los pozos problema, la cual se empleará para su procesamiento durante la selección del pozo experimental y la evaluación del tratamiento químico.
  - Ficha técnica
  - Curvas de producción
  - Trabajos realizados hasta la fecha (operativos y de mantenimiento)
4. Desde su selección y durante un período de CUATRO SEMANAS (como mínimo), el pozo estará en permanente evaluación antes, durante y después del tratamiento.

## 11.4. EQUIPOS, INSTRUMENTOS Y MATERIALES

A continuación se mencionan los equipos e instrumentos necesarios para la ejecución del tratamiento.

## EQUIPOS E INSTRUMENTOS

1. Cromatógrafo de Llama Extendida, para la determinación de la composición de flujos líquidos: petróleo y parafina.
2. Cromatógrafo Capilar, para determinar la composición del Gas.
3. Viscosímetro Rotatorio con sistema de calentamiento acoplado.
4. Equipo Refrigerante, se recomienda el construido y descrito por las Tesistas en el Anexo E.
5. Termocuplas (rango: -10 a 250°F) para la medición de temperatura a las condiciones de operación.
6. Manómetros (rango: 0 a 1500 psi) para la toma de datos de la presión del gas lift y fluido producido a condiciones del pozo.
7. Manómetros (rango: 0 a 400 psi) toma de datos de la presión de gas empleado en los sistemas de control (ingreso y salida de gas a las bombas de inyección de química).
8. Materiales y Equipo para la prueba de Agua y Sedimentos según la norma ASTM D-96.
9. Instrumento para la Prueba de Densidad API según la norma ASTM D-287.
10. Equipos e instrumentos para el sistema de inyección de química:
  - Bombas dosificadoras
  - Válvula de inyección
  - Cilindros de almacenamiento de química
  - Porta cilindro
  - Controlador de nivel
  - Tubo capilar adaptado para su instalación en el pozo productor

## MATERIALES

1. Galoneras para el muestreo del crudo (con tapa y contratapa)
2. Balones para el muestreo de gas a las condiciones de superficie.
3. Cilindro acumulador de la parafina extraída del pozo experimental.
4. Recipientes con tapa con una capacidad de 4 litros, para el muestreo de parafina.

5. Niples, para ser instalados en lugares accesibles a su manejo en la trayectoria de la línea de producción.

En el caso de no disponer del Viscosímetro Rotatorio, empleado para la medición de la viscosidad, propiedad necesaria para hallar la temperatura de fusión, se propone realizar la medición del pour point<sup>44</sup> empleando el equipo construido por las Tesistas (indicado en el Anexo E). Esta propuesta es válida para las mediciones a realizar con propósitos de evaluación de la performance del punto de fusión del petróleo cuando se emplean diferentes tipos y concentraciones de productos químicos.

#### 11.5. PLAN DE TRABAJO

Se consideran las siguientes actividades:

1. Selección del pozo representativo experimental
2. Programa de actividades
3. Toma de Muestras
4. Caracterización y cuantificación de los productos producidos por el pozo experimental
5. Corrección del perfil de temperatura
6. Estimación teórica de la composición del crudo a condiciones de fondo pozo
7. Selección de productos químicos
8. Trabajos experimentales en el pozo seleccionado
9. Decisiones Finales
10. Aplicación general de los resultados

---

<sup>44</sup> Temperatura a la que el fluido deja de fluir.

### 11.5.1. SELECCIÓN DEL POZO REPRESENTATIVO EXPERIMENTAL

Agrupar pozos que presentan problemas de deposición de parafina de acuerdo a las semejanzas de los siguientes criterios técnicos:

1. Características del Yacimiento Productor Seleccionado
  - Tipo de formación geológica productora
2. Condiciones de producción
  - Volumen de producción
  - Características químicas del crudo, tal como la composición
  - Propiedades físicas del crudo<sup>45</sup>, API y BS&W
3. Características de la Completación
  - Inicio de operación
  - Profundidad del pozo
  - Tipo de instalación
  - Perfil de temperatura desarrollado en la tubería de producción

Se seleccionará el pozo más representativo del grupo, recomendándose aquél que presente el mayor problema de precipitación de parafina. Este pozo constituirá el Plan Piloto Experimental a partir del cual se realizará la aplicación del tratamiento químico a los pozos pertenecientes al grupo.

### 11.5.2. PROGRAMA DE ACTIVIDADES

De acuerdo a la experiencia adquirida en el estudio y evaluación del tratamiento químico en el Trabajo-Tesis se ha elaborado el siguiente Programa:

---

<sup>45</sup>El método de medición de estas propiedades se realiza siguiendo los procedimientos normalizados descritos en los Anexos C y D.

CUADRO 11.1  
PROGRAMA DE ACTIVIDADES

	ACTIVIDAD	TIEMPO
1.	Toma de Muestra de Petróleo y Gas	2 h
2.	Operación de corte de parafina, cuantificación de la parafina extraída en el corte y toma de muestra representativa de parafina.	6-12 h
3.	Caracterización y cuantificación del petróleo, gas y parafina	1 día
4.	Corrección del perfil de temperatura	1 h
5.	Estimación teórica de la composición del crudo	4 h
6.	Determinación de las características físicas del petróleo	1h
7.	Selección del producto químico	1 día
8.	Trabajos experimentales en el pozo seleccionado	1 día
9.	Preparación del pozo	1 día
10.	Evaluación periódica del tratamiento (c/semana)	4 semanas
11.	Realización de pruebas experimentales durante el seguimiento	1 día

### 11.5.3. TOMA DE MUESTRAS

Para realizar la caracterización del fluido producido por el pozo se requieren muestras de petróleo, gas y parafina.

Previo a la toma de muestras se deberá acondicionar al pozo con los instrumentos de medición tales como termocuplas y Manómetros, ubicados a la entrada de gas lift y salida del fluido producido por el pozo. Durante la toma de muestras se registran las variables operativas: presión y temperatura.

La toma de muestras de petróleo, gas y parafina se realizará considerando los cambios en la curva de producción del pozo. Cuando se observe que la declinación del pozo mantiene un perfil constante se procede a la toma de muestras.

### 11.5.3.1. Procedimiento Operativo

A continuación se detalla el procedimiento a seguir para la obtención de las muestras:

a. Toma de muestras de Petróleo

Las muestras de petróleo se obtienen durante el ciclo productivo del pozo.

Se propone seguir el procedimiento llevado a cabo por las Tesistas, el cual se describe en el Capítulo VII.

Las muestras se obtienen en la cabeza de pozo (instalación superficial del pozo), conservándolas en galoneras debidamente codificadas.

El volumen de muestra a tomar depende de las pruebas de laboratorio por realizar:

Para la caracterización del crudo, se recomienda obtener dos galones de muestra.

Para la selección de productos químicos y la dosificación óptima, el volumen de química a emplear depende de la disponibilidad de productos químicos en la empresa. Por cada producto químico se requiere 1 galón de muestra.

Durante el seguimiento del tratamiento se requiere 1 galón de muestra para la realización de las pruebas experimentales.

Si en campo se disponen de herramientas específicas<sup>46</sup>, como cables adaptados para recuperar muestras del petróleo dentro del pozo y recipientes herméticos presurizados para su conservación a altas presiones, se procederá a la obtención de muestras directamente de la zona más profunda del pozo.

---

<sup>46</sup> En la industria petrolera peruana no se realiza este procedimiento



b. Toma de muestras de Gas

Las muestras de gas de producción<sup>47</sup> se obtienen de la cabeza de pozo. Se emplean balones de gas (que cumplen las especificaciones para las presiones manejadas durante el muestreo).

El volumen de muestra depende de los requerimientos del equipo (cromatógrafo) empleado en el análisis.

c. Toma de muestras de Parafina

Se obtienen de un trabajo de corte de parafina, programado para este propósito. Se recupera 4 litros de parafina, que corresponda al compósito de la parafina total extraída durante la operación.

#### 11.5.4. CARACTERIZACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL POZO EXPERIMENTAL

##### 11.5.4.1. Análisis Experimental

Se realiza el análisis cromatográfico de las muestras de gas, petróleo y parafina, para la determinación de sus composiciones a condiciones de superficie.

##### 11.5.4.2. Cuantificación de los Flujos Producidos

Con el fin de conocer los flujos producidos en el pozo experimental a continuación se presenta las siguientes pautas:

1. Toma de datos de los flujos de producción: petróleo y gas en superficie, obtenidos a partir de la producción promedio registrada en el periodo anterior. Estos datos se emplean para los cálculos de balance de masa y composición del crudo a condiciones de fondo de pozo.
2. El volumen de parafina se podrá determinar de las siguientes formas:

---

<sup>47</sup> De acuerdo a la experiencia de las Tesisistas en los resultados obtenidos del análisis cromatográfico del gas producido e inyectado (diferencia despreciable entre ambos), la muestra podrá ser tomada antes o después de la recuperación del petróleo.

- Medición del volumen total de la parafina extraída por corte contenida en el cilindro acumulador.
- Medición del espesor de la parafina formada en la superficie de la pared interna del niple de prueba. El volumen de parafina se calcula a partir de la profundidad de la tubería de producción y el área ocupada por el espesor acumulado.
- En el caso de disponerse de un separador con un medidor de nivel, se procederá a realizar las siguientes acciones:
  - a) Recolectar la parafina extraída en el trabajo de corte, y medir su volumen en el cilindro donde es depositada.
  - b) El petróleo que se produce durante el trabajo de corte será derivado al separador, donde se separa el petróleo producido de la parafina que se ha arrastrado durante la limpieza. Este separador deberá tener un medidor de nivel que definirá el volumen que alcanza la parafina arrastrada. El petróleo producido (libre de parafina) será enviado a las líneas de producción; evitando de esta manera un futuro problema de obstrucción.

#### **11.5.5. CORRECCIÓN DEL PERFIL DE TEMPERATURA**

Cuando el gas lift ingresa por la sección externa al tubo de producción y tiene contacto directo con éste, se debe considerar su influencia sobre el perfil de la tubería de producción. Se realiza la corrección, para estimar la profundidad real donde se inicia la deposición.

El procedimiento propuesto por las Tesistas para esta corrección se detalla en el Capítulo IX, sección 9.1.1.1 y Anexo F.

## 11.5.6. ESTIMACIÓN TEÓRICA DE LA COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO EN FONDO DE POZO

### 11.5.6.1. Procedimiento Matemático

Considerando los siguientes factores determinados previamente: composición y flujos del petróleo, gas, parafina; y el perfil de temperatura corregido para la tubería de producción, se realiza los cálculos de balance de masa, composición del crudo y temperatura de fusión a condiciones de fondo de pozo.

Se recomienda seguir el procedimiento empleado y detallado por las Tesistas en el Capítulo IX y Anexos G, H, I.

En el procedimiento empleado por las Tesistas no se considera la influencia del agua por desarrollarse en un pozo de bajo BS&W (<5%), sin embargo se recomienda su consideración cuando su valor se encuentre por encima del 5%.

### 11.5.6.2. Reconstitución de la Composición del Petróleo Correspondiente a las Condiciones de Fondo de Pozo

Se comparan las composiciones del petróleo a condiciones de fondo de pozo con la obtenida experimentalmente en superficie, calculándose las proporciones de los compuestos faltantes en superficie, los cuales estarán constituidos por solventes y parafina que se han perdido en su trayectoria de ascenso a la superficie.

Se restituyen las proporciones faltantes en función de las diferencias calculadas.

Debido a la dificultad en la reconstitución de estos hidrocarburos en forma independiente se propone el siguiente procedimiento:

Adicionar Heptano y/o Octano, en reemplazo de los compuestos livianos perdidos. Las Tesistas recomiendan estos compuestos por ser los más representativos en la composición del crudo (Anexo G, Cuadro 2) y además por la facilidad en su adquisición.

- En lo referente a la adición de parafina, se emplea la recuperada en superficie, lo cual introducirá mínimos errores.

#### 11.5.6.3. Determinación de las Características Físicas

Con una muestra de crudo reconstituido se procede a realizar las pruebas de Densidad API y Viscosidad (según el Anexo D), siendo estas las características físicas de referencia para la continuidad del procedimiento.

### 11.5.7. SELECCIÓN DEL PRODUCTO QUÍMICO

#### 11.5.7.1. Selección Preliminar

En función de los datos técnicos de los productos químicos, se realiza una preselección, comparando las siguientes características entre cada uno de los productos en evaluación:

- Temperatura de Fusión del producto
- Solubilidad del producto en el petróleo
- Composición
- Historial de los resultados obtenidos por el empleo del producto en otros campos petroleros de características semejantes al estudiado.

#### 11.5.7.2. Ensayos Experimentales para la selección del producto químico y su dosificación óptima

Con los productos químicos preseleccionados, se realiza la prueba de viscosidad empleando muestras de crudo reconstituido.

Se mide la viscosidad de cada una de las muestras empleando los productos químicos a diferentes concentraciones<sup>48</sup> (100, 200, 300, 350, 500, 750, 1000 ppm) considerando el rango del perfil de temperaturas desarrolladas en la tubería de producción. Se calcularán sus respectivas temperaturas de fusión (procedimientos descritos en el anexo D). Estos resultados serán

<sup>48</sup> Rango de concentraciones efectivas para la selección de productos químicos.

tabulados junto con los obtenidos en la muestra de petróleo (realizado en la sección 11.5.6.4), para su comparación.

La selección del producto químico y su dosificación óptima se determinan por la comparación de los resultados enmarcados por los siguientes criterios:

1. Temperatura de Fusión, se preferirán aquéllos productos con una dosificación que originen la disminución más significativa de la temperatura de fusión.
2. Performancia de la Curva de Viscosidad, la calificación estará sujeta al comportamiento de la viscosidad a las diferentes temperaturas registradas en la tubería de producción, siendo el producto químico seleccionado aquél que describa una curva semejante a la representada por un fluido Newtoniano (comportamiento lineal).

Sobre estos criterios se procederá a la elaboración de un cuadro de prioridades, siendo el producto químico seleccionado aquel que obtenga la primera prioridad.

## **11.5.8. TRABAJOS EXPERIMENTALES EN EL POZO SELECCIONADO**

### **11.5.8.1. DETERMINACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN**

Para pozos que emplean gas lift como energía de levantamiento se presentan dos opciones para el sistema de inyección de química al pozo: mediante la inyección de gas lift y el empleo de un sistema por tubo capilar. En ambos casos se emplea petróleo como medio portador del producto químico. El cálculo del flujo de química a dosificar en función de la relación de los volúmenes del petróleo portador y del producto químico será hallado en forma análoga al procedimiento realizado en el Capítulo VIII, Sección 8.3.1.2.2.

#### a. Sistema de Inyección por Gas Lift

Se dispone de un equipo de almacenamiento de gas, equipado adecuadamente con un controlador de presión, para proveer de gas a las bombas dosificadoras (su funcionamiento depende del trabajo de los pistones que son impulsados por el gas inyectado). La función de la bomba dosificadora es el suministro de química al pozo, acción efectuada a la dosificación establecida.

La química es transportada por el gas lift en cada ciclo de inyección.

Para una buena dosificación de la química inyectada se recomienda:

- Las bombas de dosificación deben estar bien calibradas.
- Asegurar que la presión de inyección de gas se mantenga constante (calibración periódica del controlador según recomendaciones del fabricante).

La alta presión del gas lift que entra en contacto con la química dosificada causa su atomización, originando su adhesión en las paredes del tubo de recubrimiento. Este problema conlleva a la reducción del volumen dosificado, alterando la eficiencia del tratamiento de inhibición. Por ello se recomienda inyectar un volumen adicional de química.

#### b. Sistema de Inyección por Tubo Capilar

En la Figura 11.1. se ilustra la disposición del sistema capilar.

Se emplea crudo como portador de la química, el cual es impulsado por una bomba dosificadora (semejante al descrito en el sistema que emplea gas lift) que le proporciona la presión necesaria para el recorrido por la tubería capilar hacia el punto de inyección.

La ubicación del punto de inyección de química en el pozo se encontrará por encima del punto de inyección de gas lift y a una profundidad menor a la correspondiente a la temperatura de fusión.

La química será bombeada al pozo durante el período de ascenso del nivel de la columna de petróleo.

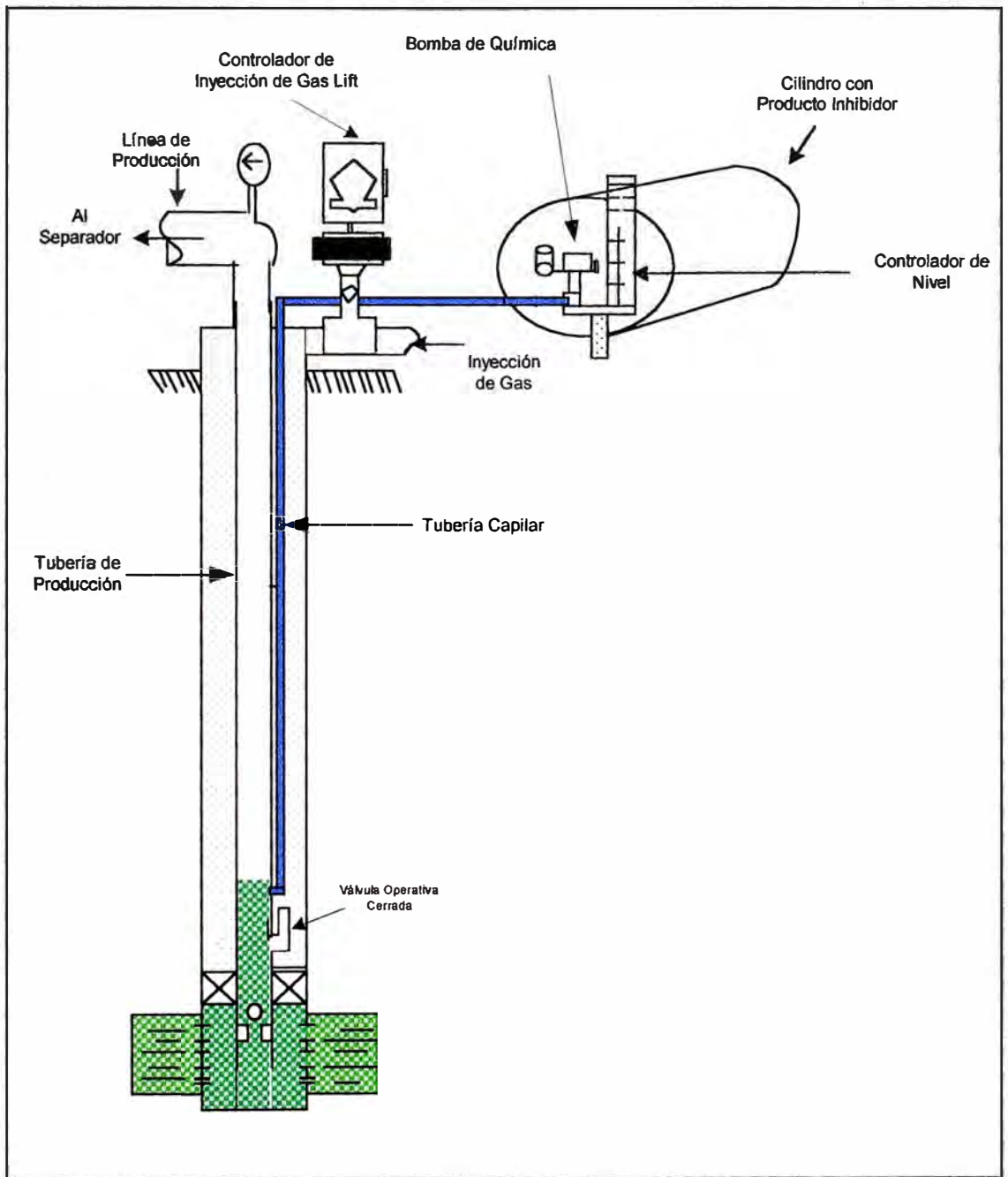


FIGURA11.1. SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICA POR UNA TUBERÍA CAPILAR

Estos criterios asegurarán un tiempo de residencia de la química en el petróleo producido, incrementando la efectividad de la acción inhibidora.

#### 11.5.8.2. Seguimiento del Tratamiento Químico en el Pozo Seleccionado

El procedimiento de toma de muestras de petróleo en el pozo será ejecutado con una frecuencia semanal. Las pruebas experimentales definidas para la evaluación del tratamiento son la medición de la viscosidad a las temperaturas registradas por el perfil de temperatura del pozo y la determinación del punto de fusión.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Elaboración de las curvas de viscosidad para cada una de las muestras tomadas durante el seguimiento del tratamiento, comparándose las desviaciones existentes entre estas con respecto a la curva de la muestra tomada previa al tratamiento.
2. Registro de los resultados del punto de fusión de las muestras obtenidas durante el tratamiento, las cuales serán comparadas con la muestra sin tratamiento (dato obtenido en la caracterización del crudo).
3. Durante el seguimiento del tratamiento pueden presentarse variaciones en la producción de petróleo, en el caso de un aumento deberá corregirse la dosificación de química de acuerdo a la nueva producción.

#### 11.5.9. DECISIONES FINALES

Las decisiones que se tomen durante el seguimiento del tratamiento, dependerán de los resultados obtenidos en la temperatura de fusión de las muestras tomadas semanalmente. A continuación se presentan acciones a seguir frente a los resultados obtenidos durante el seguimiento:

- $T_{f \text{ Semana } 1} < T_{f \text{ Inicio del Tratamiento}}$

El tratamiento es óptimo y se recomienda continuarlo.

- $T_{f \text{ Semana } (n)} < T_{f \text{ Semana } (n-1)}$

Al igual que en el caso anterior, el tratamiento es óptimo y se recomienda continuarlo.



$$- T_{f \text{ Semana } (n)} = T_{f \text{ Semana } (n-1)}$$

Si la temperatura de fusión de la última semana (semana n), presenta el mismo valor del obtenido en la semana anterior (semana n-1), se habrá llegado a la estabilización de la temperatura de fusión (valor constante), siendo esta temperatura la máxima lograda por la acción de la química inhibidora sobre el petróleo.

Se recomienda continuar con el tratamiento.

$$- T_{f \text{ Semana } (n)} > T_{f \text{ Semana } (n-1)}$$

Si la diferencia existente entre ambas temperaturas es menor a 5°F<sup>49</sup> se continúa con el tratamiento, intensificando el control en el seguimiento (toma de dos muestras por semana).

En el caso de que la diferencia entre las temperaturas sea mayor a 5°F se realizarán las siguientes acciones:

- a. Suspensión de la evaluación con el producto químico seleccionado inicialmente, manteniendo el pozo sin tratamiento alguno por dos días.
- b. Realización de una operación de corte de parafina
- c. Inyección del producto químico que presentó la segunda prioridad en la selección de productos químicos. Seguimiento del tratamiento, repitiendo los procedimientos descritos en la sección 11.5.8.2.

### 11.5.10. APLICACIÓN GENERAL DE LOS RESULTADOS

Los resultados de la caracterización y propiedades del petróleo obtenidos para el pozo experimental se harán extensivas para cada uno de los pozos pertenecientes al grupo.

Para la ejecución del tratamiento químico de inhibición, en cada uno de estos pozos, se procederá a repetir los procedimientos contemplados a partir de la sección 11.5.6.2.

---

<sup>49</sup> Se considera el valor de 5°F por ser el valor del rango de incertidumbre en la prueba de pour point que es directamente proporcional a la temperatura de fusión.

## CAPÍTULO XII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

### CONCLUSIONES

1. La composición del petróleo en el reservorio varía continuamente, debido al transcurso de la vida productiva del pozo. Es difícil predecir la naturaleza exacta de este cambio, sin embargo se identifica, que cuando un reservorio tiene un período largo de producción, como es el caso de los reservorios productores en la zona estudiada, se incrementa la producción de gas y agua, disminuyendo el crudo producido.

Esta variación incide directamente sobre sus propiedades.

2. La Temperatura de Fusión es la propiedad de mayor importancia en el control del problema de deposición de parafina en un pozo productor, debido a que ayuda a predecir el punto exacto (profundidad de la tubería), donde se inicia la cristalización de parafina.

3. Para la determinación de la Temperatura de Fusión del petróleo que se encuentra a las condiciones del fondo de pozo es necesario la aplicación de la teoría termodinámica, la cual exige el análisis del comportamiento de las variables PVT a lo largo del pozo.

4. En pozos que emplean Gas Lift como energía de levantamiento, se hace necesario realizar las correcciones del perfil de temperatura de la pared de la tubería de producción, con el fin de conocer la profundidad real a la cual se inicia el problema de la deposición de parafina.

5. Para la proyección de un tratamiento de inhibición es necesario conocer las propiedades del fluido antes de iniciarse la cristalización de parafina (condiciones del fondo de pozo). De esta manera se conocerán los

requerimientos del producto químico inhibidor y su forma de aplicación que optimicen su efectividad en el pozo.

6. Durante el desarrollo del tratamiento de inhibición, se puede asegurar que la dosificación constante de química, no se cumplió con rigurosidad debido a los siguientes factores:

Bomba Dosificadora: el desgaste de sus pistones se acelera debido al medio altamente corrosivo al que se encuentra expuesto el equipo así como la acción del producto químico, originando intermitencia en su operación.

Inyección discontinua de gas a los instrumentos de química, originado por las fluctuaciones de la presión de inyección, la cual depende de la disponibilidad de gas necesario para este tratamiento.

7. La ejecución de trabajos de limpieza por corte de parafina sin un programa bien definido aceleran su deposición. Frecuentemente los trabajos se realizan por una disminución en la producción, la cual no necesariamente corresponde a un taponamiento por la presencia de parafina. Como consecuencia ocurre la aceleración en la deposición de parafina debido a la presencia de material externo en el crudo, residuos de parafina y limaduras de hierro obtenidas por la acción del cepillo al raspar las paredes. Estas impurezas actúan como núcleos en la cristalización de parafina. Además la acción de los cepillos origina rugosidades en la pared interna de la tubería de producción, creando condiciones propicias para la deposición.
8. Para la elaboración de un programa de operaciones de Corte de Parafina y Hot Oil se tomará en consideración la temperatura de fusión como factor determinante. Cuando se presente un incremento súbito de dicha temperatura ( $>5^{\circ}\text{F}$ ), se debe optar por la realización de la operación de limpieza.

9. En el aspecto económico los costos operativos de tratamiento de control de la deposición de parafina son significativos con respecto a los ingresos percibidos por la venta de la producción, representando en promedio el 9.5 % en los períodos estudiados.
10. Con la optimización del tratamiento químico de inhibición se logra la reducción de los costos irre recuperables. Este resultado justifica la elección apropiada del tratamiento químico para el control de la deposición de parafina.

## RECOMENDACIONES

1. El desarrollo de los tratamientos se ha efectuado sobre la base de los datos que se tuvieron a disposición. Sin embargo, para que el tratamiento muestre mayor eficiencia, es necesario ampliar dicha información, tal como se propone en el cuadro siguiente:

Datos Empleados	Datos que se debieran emplear
Perfil de temperatura de la pared (considerando la influencia que tiene el gas lift).	Perfil de temperatura de la pared (considerando la influencia que tiene el gas lift) Perfil de temperatura del fluido ascendente (velocidad de enfriamiento)
Presión del crudo en el fondo del pozo.	Presión del fondo de pozo correspondiente a la producción actual (considerando además la presión del gas lift)
Muestra representativas del crudo, gas y parafina a condiciones de superficie.	Muestras representativas de petróleo del fondo de pozo. Muestras de parafina a diferentes profundidades del pozo. Muestra de gas.
Propiedades físicas del gas lift inyectado	Propiedades físicas del gas lift inyectado
Asunción que la deposición de parafina desarrolla un perfil constante y homogéneo a lo largo de la tubería.	Estudio Cinético de la deposición de parafina considerando los factores: velocidad de enfriamiento, resbalamiento del crudo debido al tipo de flujo que presenta, a condiciones reales.
Composición representativa del crudo, gas y parafina a condiciones de superficie empleando la base de datos de la empresa.	Datos actuales de la composición real del fluido a condiciones del fondo del pozo.
Caracterización química y física del crudo.	Caracterización química y física del crudo.

2. Para proyectar la aplicación de un tratamiento químico es conveniente clasificar y agrupar a los pozos según sus características físicas, seleccionando un pozo representativo dentro del grupo. Este pozo será motivo de estudio y evaluación del tratamiento, haciendo extensivo los resultados obtenidos en éste a los demás pozos del grupo. En el capítulo XI las Tesistas proponen una metodología para la optimización del tratamiento químico.
3. Para la realización del tratamiento químico, se deben realizar pruebas de laboratorio sobre el crudo que presente la composición representativa del fondo del pozo, a fin de seleccionar y optimizar experimentalmente la aplicación del producto químico. Es muy importante determinar su concentración óptima.
4. En función del programa de tratamiento químico establecido, se deberá asegurar un abastecimiento de los productos químicos seleccionados.
5. Con el propósito de evitar irregularidades en el suministro de gas al sistema de dosificación de productos químicos, se sugiere la instalación de un equipo destinado al suministro de gas así como instrumentos de control de presión, que aseguren el abastecimiento constante de gas al sistema de inyección.
6. La aplicación de un programa de mantenimiento preventivo a los instrumentos empleados en el sistema de inyección, en el tratamiento químico, permitirá reducir los problemas operativos.
7. En el tratamiento de Hot Oil se debe maximizar las calorías (BTU/hora) de aceite inyectado para incrementar su efectividad. Para este propósito se deben establecer la temperatura y flujo necesarios, sobre la base de la temperatura de fusión del petróleo.

Para pozos de diámetro reducido, en donde el petróleo acumulado en la tubería de producción está en íntimo contacto con la cara del reservorio, existe la posibilidad del taponamiento de las arenas, por la presencia de compuestos pesados arrastrados durante la fundición de la parafina.

8. Es conveniente el empleo de aceite caliente con un mínimo contenido de agua, con el fin de favorecer la solubilidad que existe entre la parafina y el petróleo.
9. En el tratamiento de Hot Oil, una forma de optimizar el sistema de calentamiento del aceite, es separando periódicamente el agua condensada durante su calentamiento.
10. La inyección de gas caliente como energía de levantamiento (gas lift) en los pozos de producción disminuirá la drasticidad de la temperatura desarrollada a lo largo del pozo, aminorando los problemas de deposición de parafina.

# ANEXOS

# ANEXO A BASE DE DATOS EMPLEADOS EN EL ANÁLISIS ESTADÍSTICO

## ANEXO A.1: OPERACIONES DE CORTE DE PARAFINA

### CUADRO GENERAL

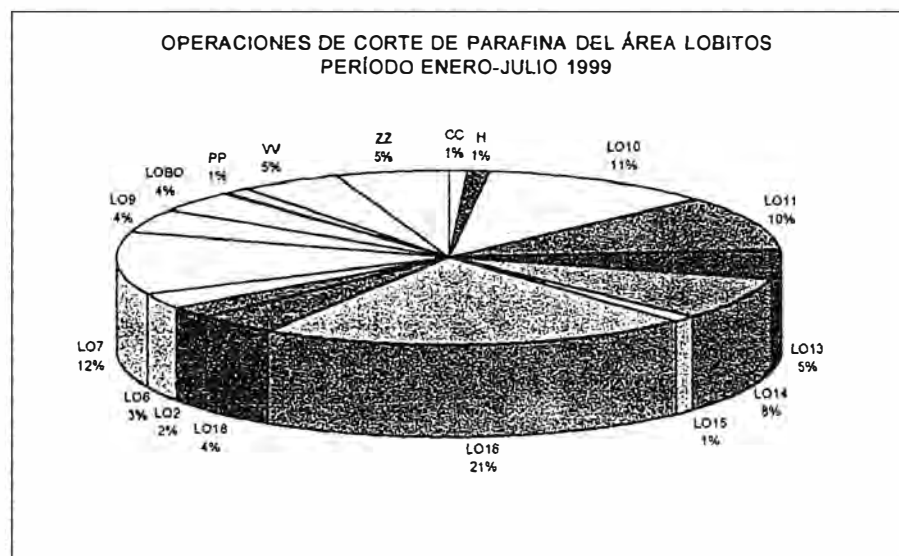
Periodo: Enero-Junio 1999

Área	Nº de Operaciones de Corte	(%)
Lobitos	535	70
Litoral	37	5
Peña Negra	128	18
Providencia	67	9
<b>TOTAL</b>	<b>765</b>	<b>100</b>

### OPERACIONES DE CORTE DE PARAFINA DEL ÁREA LOBITOS

Periodo: Enero-Julio 1999

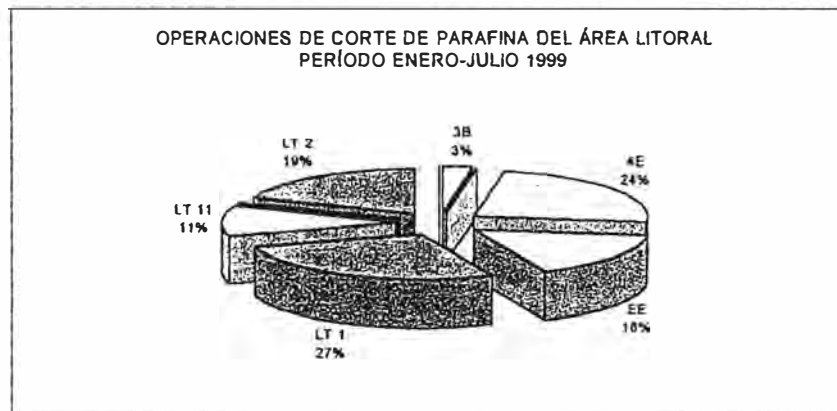
PLATAFORMA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	TOTAL	PORCENTAJE (%)
GP	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPU	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CC	4	0	0	0	0	0	0	4	1
H	0	0	0	0	2	4	0	6	1
LO10	6	14	3	9	7	8	14	61	11
LO11	6	6	7	10	16	7	8	68	10
LO12	0	0	0	0	1	0	0	1	0
LO13	1	3	8	6	4	5	2	28	5
LO14	10	0	9	8	8	2	9	44	8
LO15	0	0	0	0	0	3	2	5	1
LO16	8	9	19	21	18	22	19	114	21
LO17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LO18	1	1	3	3	3	5	4	20	4
LO2	0	0	3	1	2	0	6	12	2
LO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LO4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LO5	0	1	1	2	8	0	6	16	3
LO7	6	5	15	8	8	9	12	62	12
LO8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LO9	0	0	5	8	8	3	4	24	4
LO90	0	0	0	0	5	9	7	21	4
ME	0	0	0	1	0	0	0	1	0
PP	0	1	0	0	3	3	0	7	1
U	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VV	1	3	4	4	5	4	6	27	5
YAPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZZ	4	0	6	6	4	8	8	29	5
<b>TOTAL</b>								<b>635</b>	<b>100</b>





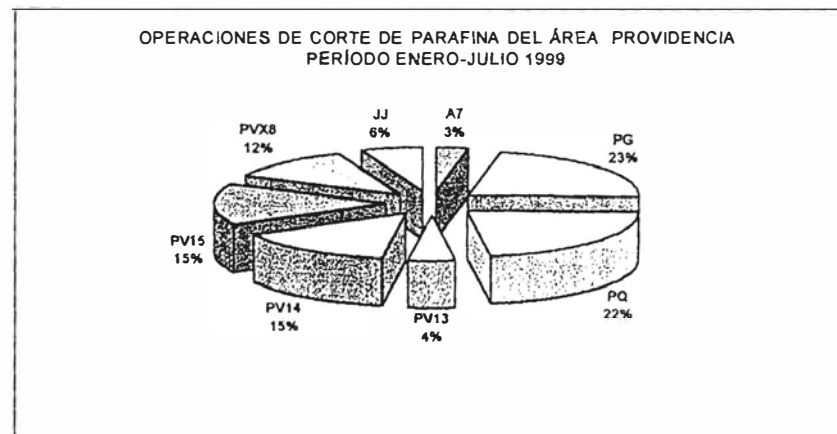
OPERACIONES DE CORTE DE PARAFINA DEL ÁREA LITORAL  
Período: Enero-Julio 1999

PLATAFORMA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	TOTAL	PORCENTAJE (%)
3B	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3C	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3J	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4D	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4E	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT 1	0	0	0	0	0	1	0	1	3
LT 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT 12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT 3	0	0	4	0	2	3	0	9	24
LT 4	0	0	4	0	2	0	0	6	16
LT 6	0	0	4	0	8	0	0	12	32
LT 8	0	0	0	0	4	0	0	4	11
ONS7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MX1	0	0	4	0	1	0	2	7	18
ORJA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL								37	100



OPERACIONES DE CORTE DE PARAFINA DEL ÁREA PROVIDENCIA  
Período: Enero-Julio 1999

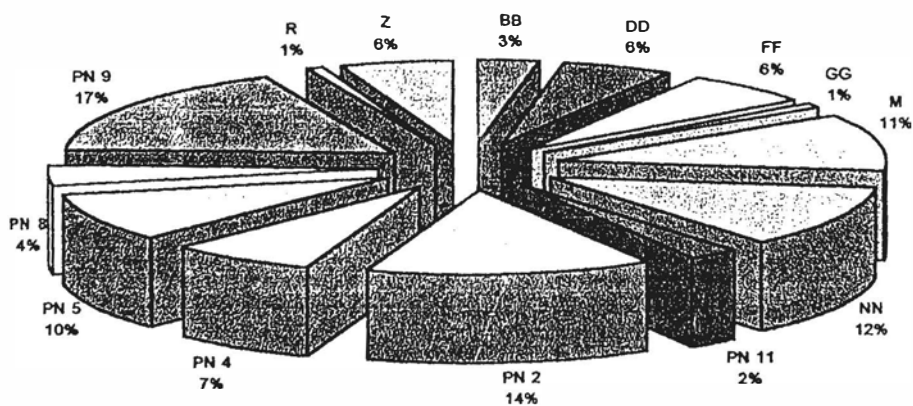
PLATAFORMA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	TOTAL	PORCENTAJE (%)
A7	0	0	0	1	0	1	0	2	3
U	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ONS7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PQ	4	0	0	4	0	5	2	15	22
PQ	4	0	0	4	0	3	4	15	22
PV13	0	1	0	1	0	1	0	3	4
PV14	0	0	0	0	8	2	0	10	15
PV15	2	0	0	4	0	4	0	10	15
PV28	0	2	1	2	0	2	1	8	12
JJ	0	0	0	2	0	0	2	4	6
TOTAL								67	100



OPERACIONES DE CORTE DE PARAFINA DEL ÁREA PEÑA NEGRA  
Período: Enero-Julio 1999

PLATAFORMA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Juño	TOTAL	PORCENTAJE (%)
A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BB	0	0	2	0	0	0	2	4	3
DD	0	1	4	0	0	0	2	7	6
FF	0	0	4	0	0	0	4	8	8
GG	0	0	0	0	0	1	0	1	1
HH	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KK	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M	3	2	0	0	5	0	4	14	11
NN	0	0	6	0	6	0	3	15	12
ONSN	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PENG	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PN 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PN 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PN 11	1	0	0	1	0	1	0	3	2
PN 2	0	8	1	1	5	0	3	18	14
PN 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PN 4	0	0	6	0	0	3	0	9	7
PN 5	0	1	2	2	1	2	4	12	10
PN 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PN 8	0	1	0	3	0	1	0	5	4
PN 9	0	1	6	4	1	5	5	22	17
R	0	0	0	0	0	0	1	1	1
REST	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RINC	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SICH	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UU	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YY	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Z	0	1	4	1	0	1	0	7	6
<b>TOTAL</b>								<b>126</b>	<b>100</b>

OPERACIONES DE CORTE DE PARAFINA DEL AREA PEÑA NEGRA  
PERÍODO ENERO-JULIO 1999



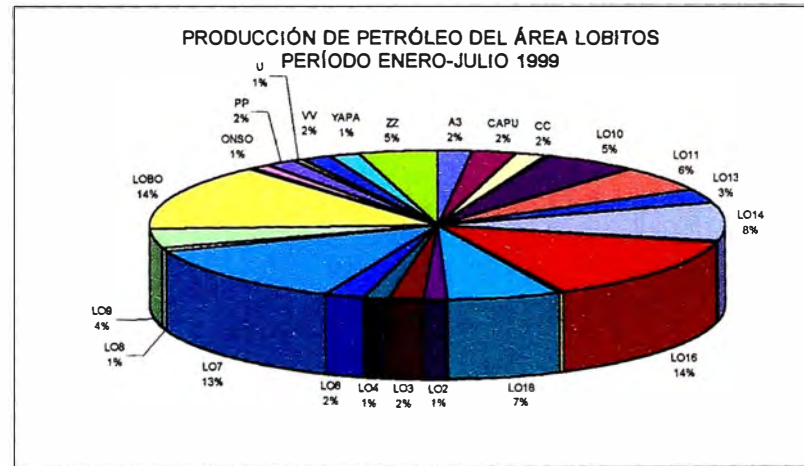
## ANEXO A.2: PRODUCCIÓN

PRODUCCIÓN EN PETRO-TECH PERUANA S.A.  
Período: Enero-Julio 1999

Área	Producción Promedio (Bbls)	Porcentaje (%)
Lobitos	5222	36
Litoral	1319	9
Peña Negra	6412	45
Providencia	1414	10
TOTAL	14367	100

PRODUCCIÓN DEL ÁREA LOBITOS  
Período: Enero-Julio 1999

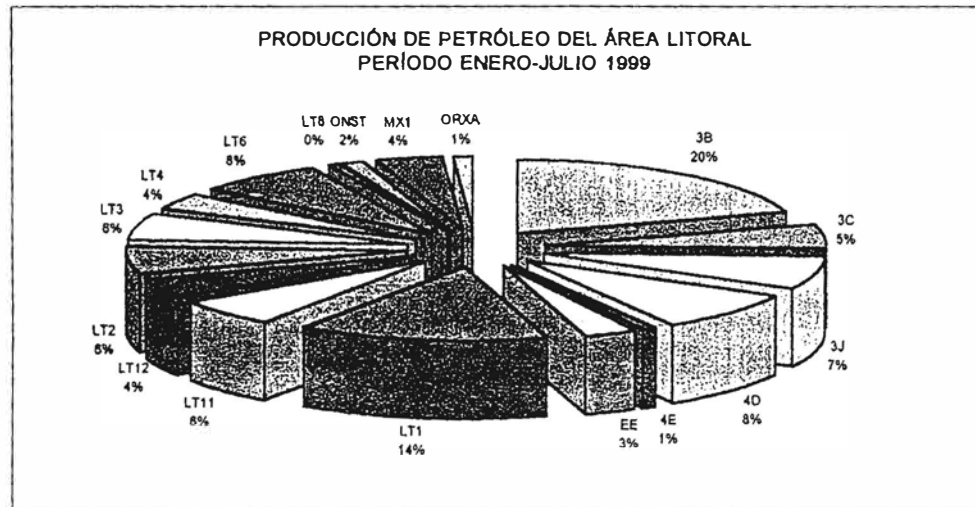
PLATAFORMA	Producción Promedio (Bbls)	PORCENTAJE (%)
A3	106	2
CAPU	121	2
CC	98	2
H	8	0
LO10	277	5
LO11	295	6
LO13	153	3
LO14	429	8
LO15	17	0
LO16	725	14
LO17	15	0
LO18	340	7
LO2	70	1
LO3	105	2
LO4	63	1
LO6	122	2
LO7	678	13
LOB	48	1
LO9	215	4
LOBO	741	14
MM	22	0
ONSO	48	1
PP	85	2
U	32	1
VV	97	2
YAPA	76	1
ZZ	238	5
TOTAL	5222	100



PRODUCCIÓN DEL ÁREA LITORAL

Período: Enero-Julio 1999

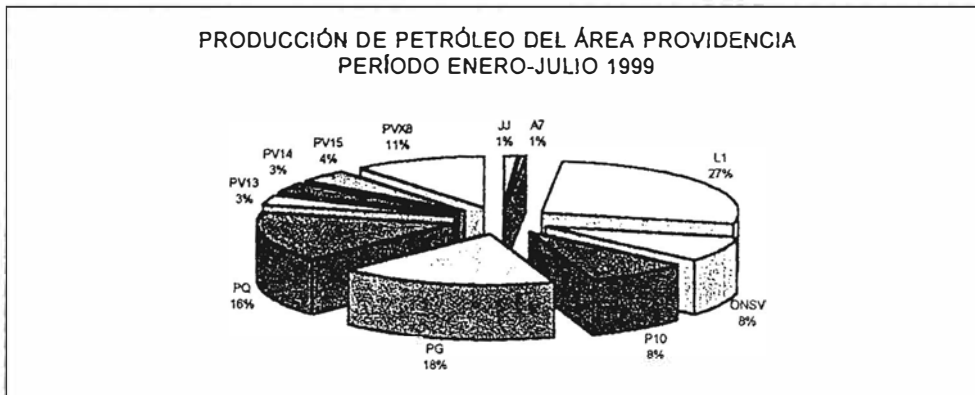
PLATAFORMA	Producción Promedio (Bbls)	(%)
3B	299	20
3C	69	5
3J	96	7
4D	112	8
4E	11	1
EE	40	3
LT1	191	14
LT11	81	6
LT12	54	4
LT2	81	6
LT3	78	6
LT4	48	4
LT6	100	8
LT8	6	0
ONST	20	2
MX1	51	4
ORXA	14	1
TOTAL	1319	100



PRODUCCIÓN DEL ÁREA PROVIDENCIA

Período: Enero-Julio 1999

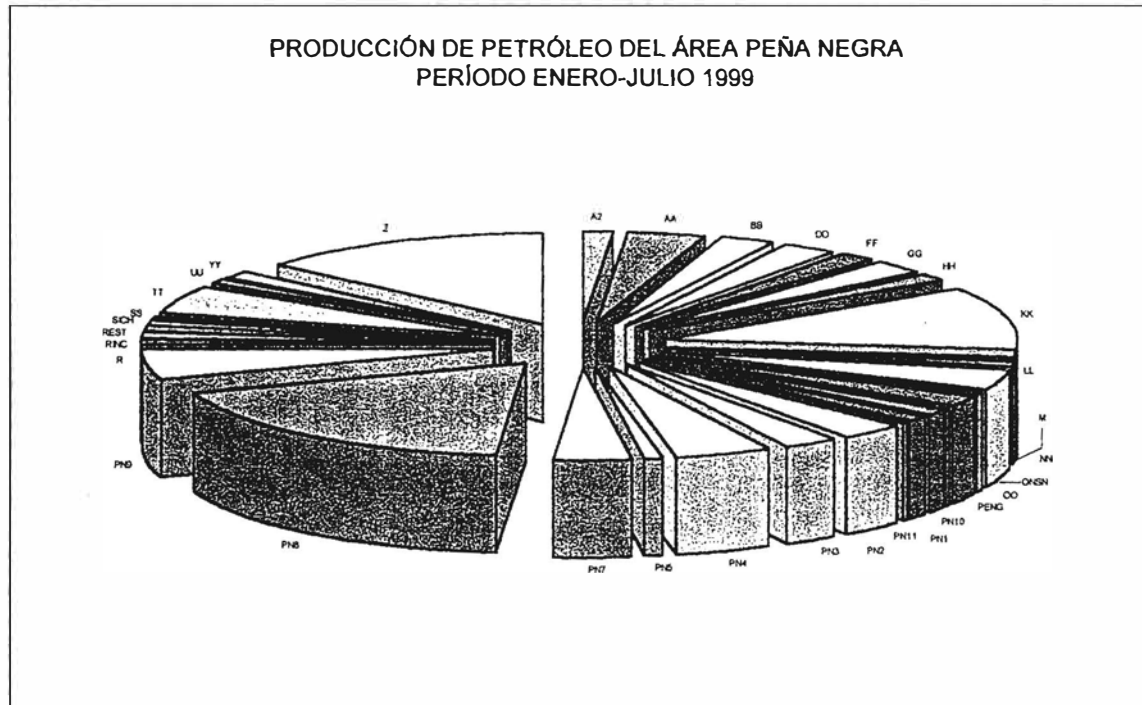
PLATAFORMA	Producción Promedio (Bbls)	(%)
JJ	14	1
A7	11	1
L1	390	27
ONSV	108	8
P10	120	8
PG	256	18
PQ	224	16
PV13	41	3
PV14	49	3
PV15	58	4
PVX8	153	11
TOTAL	1414	100



PRODUCCIÓN DEL ÁREA PEÑA NEGRA

Periodo: Enero-Julio 1999

PLATAFORMA	Producción Promedio (Bbts)	(%)
A2	86	1
AA	238	4
BB	149	2
DO	171	3
FF	97	2
GG	183	3
HH	81	1
KK	711	11
LL	44	1
M	52	1
NN	227	4
ONSN	40	1
OO	113	2
PENG	18	0
PN1	85	1
PN10	62	1
PN11	23	0
PN2	186	3
PN3	176	3
PN4	279	4
PN5	57	1
PN7	233	4
PN8	1162	18
PN9	345	5
R	55	1
REST	78	1
RINC	49	1
SICH	55	1
SS	35	1
TT	328	5
UU	41	1
YY	89	1
Z	878	14
TOTAL	6412	100



## ANEXO A.3: FORMACIONES GEOLÓGICAS

DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS DE LAS ÁREAS DE PRODUCCIÓN SEGÚN SUS FORMACIONES GEOLÓGICAS

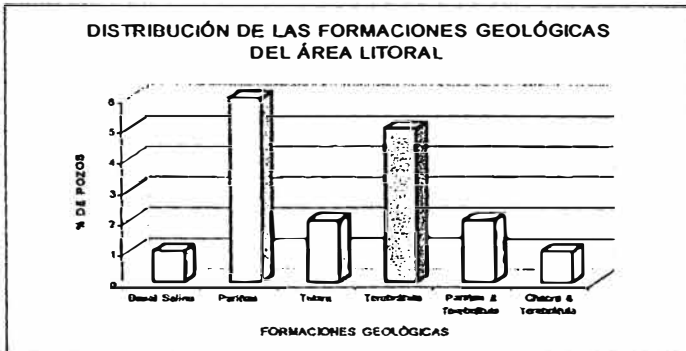
FORMACIÓN	Nº POZOS	PORCENTAJE (%)
Basal Salina	19	14
Mogollón	11	8
Ostrea	1	1
Pariñas	5	4
San Cristóbal	2	2
Talera	5	4
Terebrátula	2	2
Basal Salina & Mogollón	45	34
Basal Salina & Wedge Sand	2	2
Cabo Blanco & Mogollón	1	1
Mogollón & Ostrea	1	1
Pariñas & Terebrátula	1	1
Chacra & Terebrátula	17	13
Basal Salina, Pariñas & San Cristóbal	20	15
<b>TOTAL</b>	<b>132</b>	<b>100</b>

DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA LOBITOS SEGÚN SUS FORMACIONES GEOLÓGICAS

Formación Geológica	Nº Pozos	Porcentaje (%)
Basal Salina	12	48
Mogollón	7	28
Pariñas	6	24
Basal Salina & Mogollón	3	12
<b>TOTAL</b>	<b>25</b>	<b>100</b>

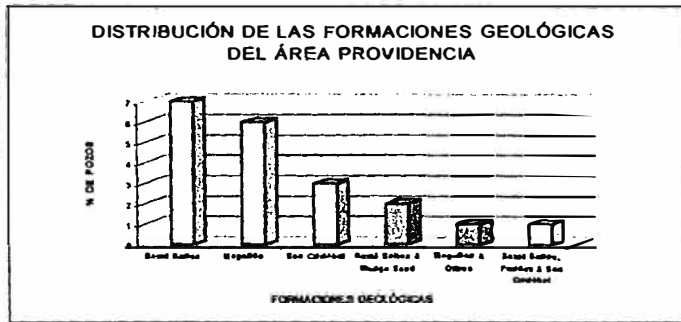
DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA LITORAL SEGÚN SUS FORMACIONES GEOLÓGICAS

Formación	N° Pozos	Porcentaje (%)
Basal Salina	1	6
Pariñas	6	35
Talara	2	12
Terebrátula	5	29
Pariñas & Terebrátula	2	12
Chacra & Terebrátula	1	6
<b>TOTAL</b>	<b>17</b>	<b>100</b>



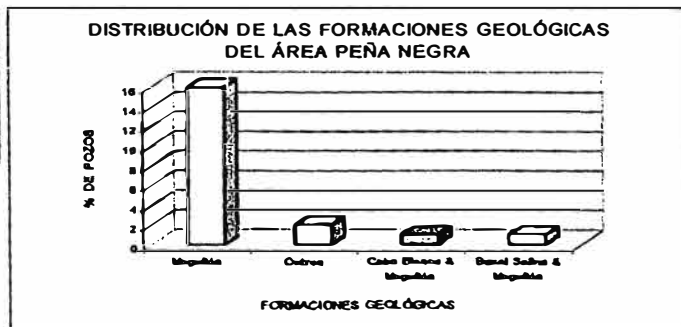
DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA PROVIDENCIA SEGÚN SUS FORMACIONES GEOLÓGICAS

Formación	N° Pozos	Porcentaje (%)
Basal Salina	7	35
Mogollón	8	30
San Cristóbal	3	15
Basal Salina & Wedge Sand	2	10
Mogollón & Ostrea	1	5
Basal Salina, Pariñas & San Cristóbal	1	5
<b>TOTAL</b>	<b>20</b>	<b>100</b>



DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA PEÑA NEGRA SEGÚN SUS FORMACIONES GEOLÓGICAS

Formación	N° Pozos	Porcentaje (%)
Mogollón	16	80
Ostrea	2	10
Cabo Blanco & Mogollón	1	5
Basal Salina & Mogollón	1	5
<b>TOTAL</b>	<b>20</b>	<b>100</b>



## ANEXO B: PROPIEDADES FÍSICAS EMPLEADAS EN LA CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

### B.1. DESTILACIÓN DEL CRUDO

La destilación del crudo se realiza de acuerdo al método ASTM D-86.

El punto inicial de la destilación representa la temperatura a la cual se obtiene la primera gota de destilado. La destilación se realiza hasta el punto antes de que se inicie el craqueo térmico, correspondiendo a un 40 a 50% en volumen de destilado recuperado, a una temperatura de 550 °F.

La temperatura a la cual se inicia la destilación (a presión atmosférica) es relativamente baja, valor característico de los crudos parafínicos.

Como se puede apreciar en las Figuras: B-1, B-2, B-3 y B-4, las curvas representadas tienen una tendencia lineal, lo cual es aprovechado para la extrapolación de la curva, debido a que para la determinación de la temperatura media ponderada se requieren datos de temperatura hasta el 90% de volumen recuperado.

Es importante considerar la similitud encontrada en las curvas de destilación de los crudos analizados. Estos resultados pronostican la semejanza en los resultados de las propiedades a calcular a partir de estos datos.

### B.2. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA VOLUMÉTRICA DEL PUNTO DE EBULLICIÓN

El cálculo de la temperatura volumétrica promedio de ebullición para las fracciones de petróleo halladas usando el método de destilación ASTM D 86, según la norma API<sup>50</sup>, se realiza de la forma siguiente:

---

<sup>50</sup> Technical Data Book-Petroleum Refining, (Ref. 47)



$$VABP = \frac{(T_{10} + T_{30} + T_{50} + T_{70} + T_{90})}{6}$$

Donde:

VABP = Temperatura volumétrica promedio del punto de ebullición [°F]

### B.3. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA MEDIA PONDERADA DEL PUNTO DE EBULLICIÓN

Por ser el crudo una mezcla de hidrocarburos, el cálculo de esta temperatura se realiza empleando la siguiente correlación que corresponde a 600°F, por ser la temperatura más cercana a la temperatura volumétrica obtenida en la destilación de las muestras:

$$MeABP = VABP + (10.932 - 10.335 \frac{(T_{90} - T_{10})}{80})$$

Donde:

MeABP = Temperatura media promedio del punto de ebullición [°F]

VABP = Temperatura volumétrica promedio del punto de ebullición [°F]

T<sub>i</sub> = Temperatura correspondiente a i% de volumen recuperado [°F]

# DESTILACIÓN DEL PETRÓLEO

Temperaturas de los Cortes de Destilación ASTM D 86

% Volumen Recuperado	POZOS							
	LO7-17R		LO7-25		LO16-8		LO16-24	
	Datos de Laboratorio T(°F)	Resultados extrapolados T(°F)	Datos de Laboratorio T(°F)	Resultados extrapolados T(°F)	Datos de Laboratorio T(°F)	Resultados extrapolados T(°F)	Datos de Laboratorio T(°F)	Resultados extrapolados T(°F)
0	144	183	140	183	134	201	120	175
5	176	205	224	222	188	245	162	226
10	260	247	264	262	260	334	240	328
20	334	332	336	342	336	423	322	430
30	444	416	422	422	422	512	446	531
40	520	500	506	502	510	601	520	633
50		585	580	582		690		735
60		669		661		778		836
70		753		741		867		938
80		838		821		956		1040
90		922		901				

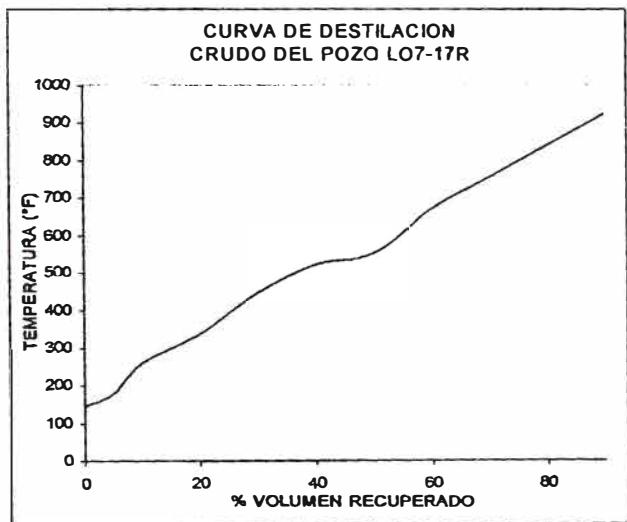


FIGURA B-1

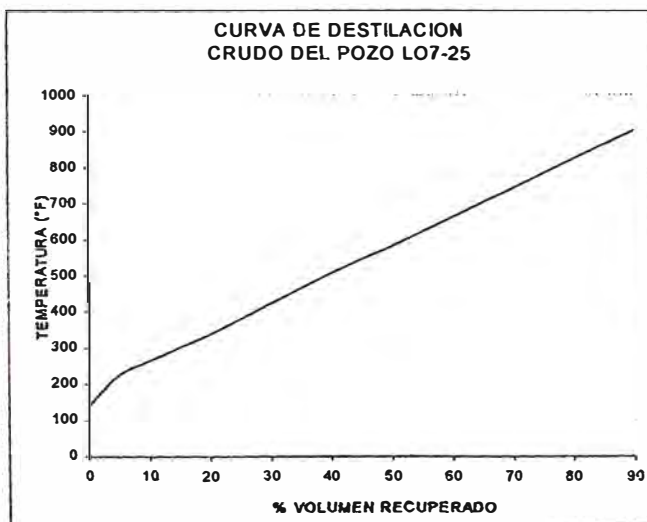


FIGURA B-2

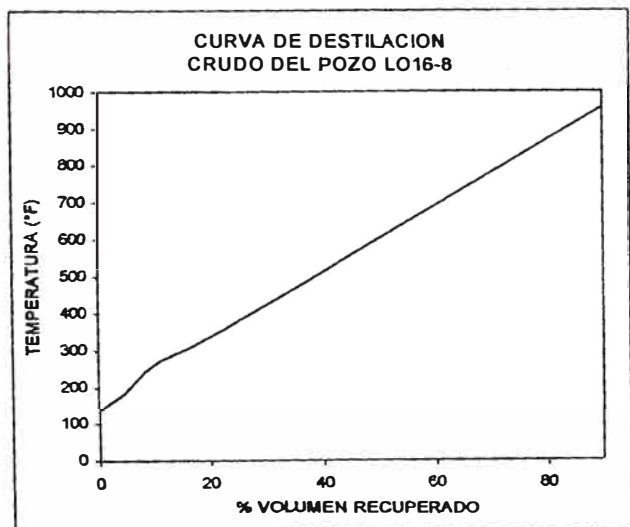


FIGURA B-3



FIGURA B-4

## ANEXO C: CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

### C.1. DETERMINACIÓN DE LOS PRINCIPALES PARÁMETROS DE CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

#### C.1.1. Densidad API

La densidad de los aceites de petróleo se expresa en función de la densidad API, el cual se refiere al peso por unidad de volumen a 60°F. La medición de esta propiedad se realizó siguiendo las pautas del método estándar ASTM D-287.

Para efectos de cálculos posteriores, estos datos fueron llevados a densidad relativa ( $\text{g/cm}^3$ ), a partir de la siguiente ecuación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\rho} - 131.5$$

Los valores obtenidos para los crudos del área estudiada indican la presencia de compuestos livianos, en los que sus densidades API son altas, variando sus valores entre 33.5 y 35.



FOTO 16. MEDICIÓN DE LA DENSIDAD API DEL CRUDO

### C.1.2. Peso Molecular

Para predecir el peso molecular del crudo se emplea una correlación matemática<sup>51</sup> dependiente de la gravedad específica y de la temperatura media ponderada MeABP.

La ecuación empleada fue desarrollada por Riazi y ha sido evaluada para muestras con rangos de peso molecular entre 70 y 700, con un rango de error de 3.4% para  $M < 300$ , temperatura de ebullición de 90°F a 1050°F, gravedad API 14.4 a 93.1. Estos dos últimos criterios justifican la elección de esta ecuación para nuestros cálculos.

La ecuación es:

$$PM = 20.486 \exp\left(1.165 \cdot 10^{-4} (\text{MeABP} + 460) - 7.78712 \rho + 1.1582 \cdot 10^{-3} (\text{MeABP} + 460) \rho\right) (\text{MeABP} + 460)^{1.26007} \rho^{4.98308}$$

Donde:

PM = peso molecular

MeABP = temperatura media ponderada [°R]

$\rho$  = gravedad específica [60°F/60°F]

### C.1.3. Factor de Caracterización de Watson

El factor de caracterización de Watson es un índice de parafinidad, en los crudos de petróleo sus valores presentan un intervalo que varía de 10.5 para crudos altamente nafténicos hasta 12.9 para crudos de base parafínica<sup>52</sup>. La ecuación empleada para su cálculo es la siguiente:

$$K = \frac{(\text{MeABP} + 460)^{1/3}}{\rho}$$

<sup>51</sup> Technical Data Book, (Ref. 47-pp. 2-15)

<sup>52</sup> Nelson, (Ref. 28)

Donde:

K = factor de caracterización

MeABP = temperatura media ponderada [°R]

$\rho$  = gravedad específica, a 60°F

#### C.1.4. Índice de Refracción

El índice de refracción es una propiedad útil para el cálculo de la distribución molecular del crudo. Para su cálculo se procedió de dos formas: por medición experimental y correlación matemática, ambas medidas a 20°C (68°F).

En el primer caso se empleó el método ASTM D-1218, sin embargo debido a la opacidad del crudo fue imposible la lectura directa en el refractómetro, por ello se realizaron diluciones del crudo en un solvente afín, tal como el iso-octano cuyo  $n_D^{20^\circ\text{C}}$  es 1.3913, se construyó una curva de dilución, empleando hasta un 12% de contenido de crudo en la solución, el valor del índice de refracción del crudo puro fue encontrado por extrapolación, mostradas en las Gráficas siguientes.

En el segundo caso, se empleó la siguiente correlación:

$$n_D^{20^\circ\text{C}} = 1 + 0.8447 \rho^{1.2056} (\text{VABP} + 273.16)^{-0.0557} M^{-0.0044}$$

Donde:

$n_{20^\circ\text{C}}$  = índice de refracción medido a 20°C

VABP = temperatura volumétrica promedio del punto de ebullición [°C]

$\rho$  = densidad, medida a 20°C [g/cm<sup>3</sup>]

## INDICE DE REFRACCIÓN- MÉTODO DE DILUCIÓN

POZO LO16-8

Fracción en volumen del crudo	$n$ a 20 °C
0.000	1.3913
0.008	1.3921
0.020	1.3933
0.040	1.3947
0.060	1.3961
0.080	1.3978
0.100	1.3992
0.120	1.4012
1.000	1.4711

POZO LO16-24

Fracción en volumen del crudo	$n$ a 20 °C
0.00	1.3913
0.01	1.3918
0.02	1.3928
0.04	1.3942
0.06	1.3971
0.08	1.398
0.10	1.3996
0.12	1.4022
1.00	1.4775

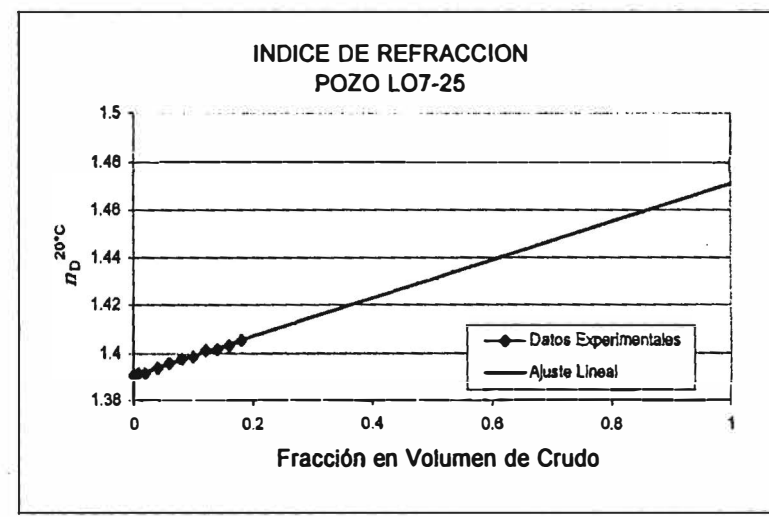
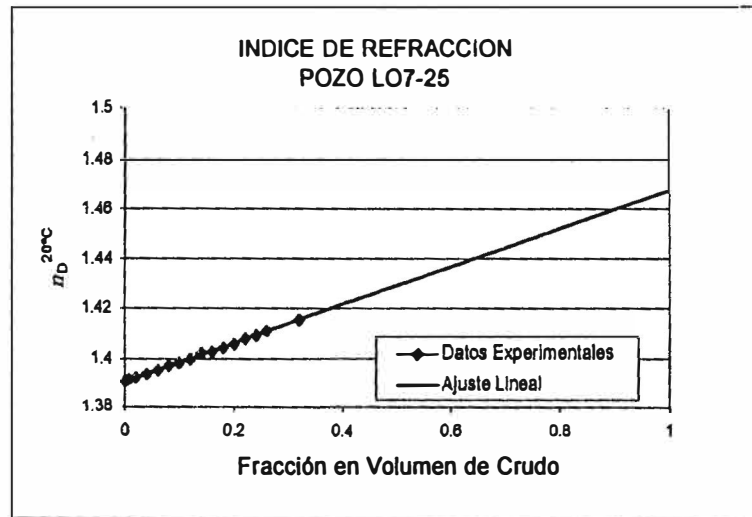
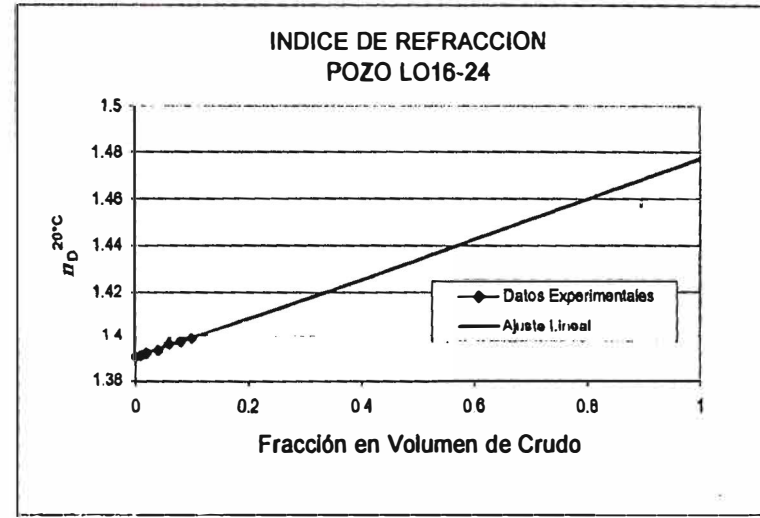
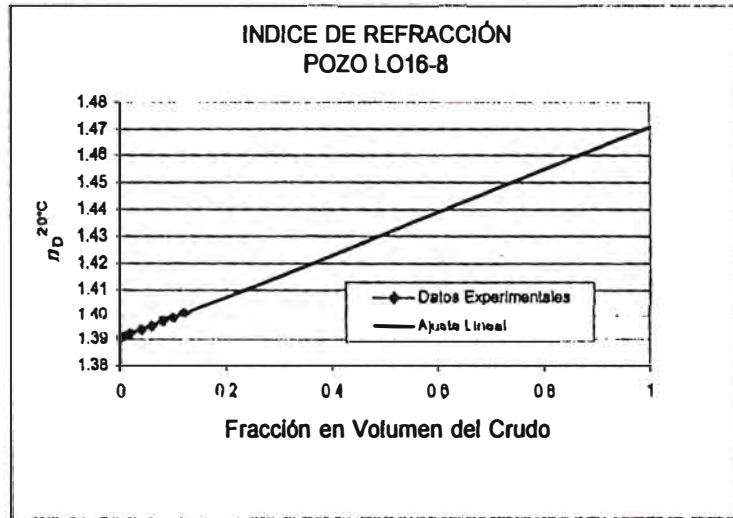
POZO LO7-17R

Fracción en volumen del crudo	$n$ a 20 °C
0.000	1.3913
0.008	1.3921
0.020	1.3927
0.040	1.3941
0.060	1.3956
0.080	1.3975
0.100	1.3986
0.120	1.4002
0.140	1.4028
0.160	1.4032
0.180	1.4049
0.200	1.4063
0.320	1.4158
1.000	1.4681

POZO LO7-25

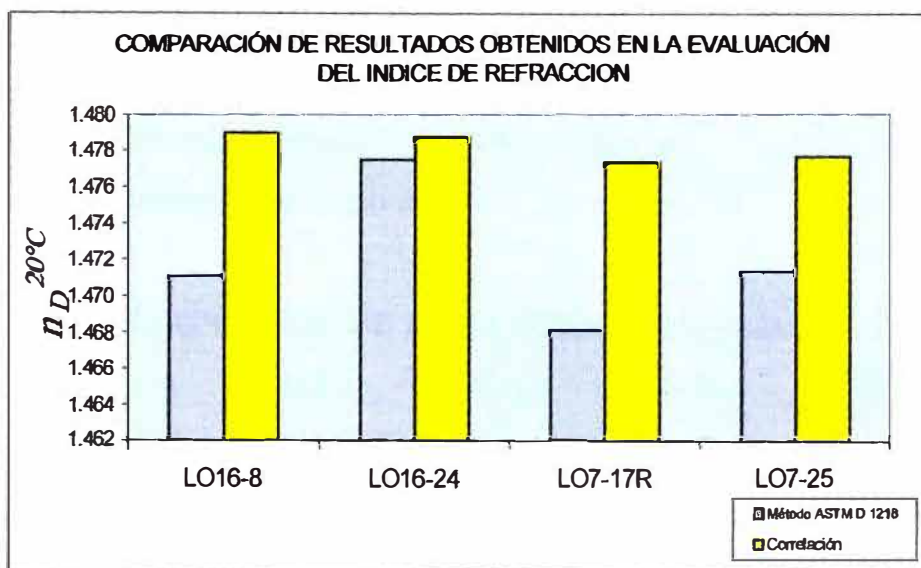
Fracción en volumen del crudo	$n$ a 20 °C
0.000	1.3913
0.008	1.3924
0.020	1.3922
0.040	1.3944
0.060	1.3963
0.080	1.3983
0.100	1.3993
0.120	1.4019
0.140	1.4021
0.160	1.4037
0.180	1.4058
1.000	1.4714

# INDICE DE REFRACCIÓN- MÉTODO DE DILUCIÓN



CUADRO C-1  
INDICE DE REFRACCIÓN DE L CRUDO

Método	$n_D^{20^\circ\text{C}}$			
	LO16-8	LO16-24	LO7-17R	LO7-25
Método ASTM D 1218 Experimental	1.4711	1.4775	1.4681	1.4714
Correlación Matemática	1.479	1.4788	1.4774	1.4777



Como se aprecia en el Cuadro C-1 el índice de refracción mantiene la tendencia de las propiedades físicas medidas previamente, a mayor peso molecular mayor el índice de refracción, lo cual es razonable por la dificultad que tiene la luz para pasar a través de una superficie opaca, que es proporcionada por elementos de mayor peso molecular tal como los agregados de cristales de parafina existentes a esta temperatura.

Se decidió trabajar con los resultados experimentales debido a que la diferencia con respecto a los calculados teóricamente no muestran una desviación importante.

#### C.1.5. Constante de Viscosidad-Gravedad del Crudo (VGC)

El método ASTM D-2501 cubre la determinación de este parámetro, el cual es una función útil para aproximar la caracterización de las fracciones de petróleo. Los valores de VGC cercanos a 0.8 indican que la muestra tiene un carácter



parafínico, mientras que valores cercanos a 1, indican una preponderancia aromática.

La ecuación empleada es la siguiente:

$$VGC = \frac{\rho - 0.0664 - 0.1154 \text{ LOG } (V - 5.5)}{0.94 - 0.109 \log (V - 5.5)}$$

Donde:

VGC = Constante de Viscosidad-Gravedad

V = Viscosidad cinemática a 40°C (104°F), y

$\rho$  = Densidad a 15°C (60°F)

## C.2. DETERMINACIÓN DE LA NATURALEZA QUÍMICA DEL CRUDO

### C.2.1. Correlación Matemática API<sup>53</sup>

La correlación matemática estandarizada por el Instituto Americano de Petróleo<sup>54</sup> usa como datos de entrada la densidad, peso molecular, viscosidad, índice de refracción para la obtención de la distribución molecular de los compuestos parafínicos, nafténicos y aromáticos en una mezcla de hidrocarburos.

Los datos de las muestras analizadas concuerdan con el rango establecido por el método.

Las ecuaciones usadas son las siguientes:

$$x_p = a + b(R_i) + c(VG)$$

$$x_n = d + e(R_i) + f(VG)$$

$$x_a = g + h(R_i) + i(VG)$$

Donde:

$x_p$ ,  $x_n$ ,  $x_a$  = fracción molar de parafinas, naftenos y aromáticos, respectivamente.

$a$ ,  $b$ ,  $c$ , ..... ,  $i$  = constantes , para el rango de peso molecular encontrado:

<sup>53</sup>Technical Data Book, (Ref. 47, pp. 2-25, 2-28)

<sup>54</sup>Riazi, M.R., (Ref. 20, Pág. 289)

$$\begin{array}{lll}
 a = 2.5737 & d = 2.464 & g = -4.0377 \\
 b = 1.0133 & e = -3.6701 & f = 1.96312 \\
 c = -3.573 & h = 2.6568 & i = 1.60988
 \end{array}$$

$R_i$  = intercepto de refractividad.

VG = función de gravedad y viscosidad dado por la siguiente ecuación:

$$VG = -1.816 + 3.484\rho - 0.1156 \ln v_{100}$$

ó

$$VG = -1.948 + 3.535\rho - 0.1613 \ln v_{210}$$

Donde:

$\rho$  = gravedad específica a 60°F, [g/cm<sup>3</sup>]

$v$  = viscosidad cinemática a 100°F y 210 °F [centistokes].

### C.2.2. Método Experimental en la Determinación de Grupos Estructurales

A continuación se enumeran y describen los procedimientos considerados para la determinación de los grupos estructurales en el crudo siguiendo un método íntegramente experimental:

- 1) Determinación del Contenido de Parafinas precipitables en el Crudo,
- 2) Determinación del grupo PONA (Parafinas, Olefinas, Naftenos y Aromáticos) en la fracción liviana obtenida en la destilación según el Anexo B,
- 3) Determinación del Contenido de Asfáltenos en el residuo de la destilación, y
- 4) Determinación de los grupos: saturados y aromáticos en el residuo de fondo de la destilación realizada previamente.

#### C.2.2.1. Contenido de Parafina Precipitable en el crudo

La prueba se basa en el método UOP 46, que usa la técnica de precipitación de los cristales de parafina del crudo de petróleo por extracción con acetona a bajas temperaturas.

Los resultados obtenidos en esta prueba reportan los valores del porcentaje de parafina que fácilmente precipita de la solución de crudo.

El procedimiento del método es el siguiente:

1. Pesar 2 g de una muestra representativa dentro de una botella previamente pesada.
2. Añadir 35 ml de éter de petróleo y agitar con una varilla hasta que la muestra se disuelva.
3. Clarificar la solución con tierra Fuller, luego evaporar el éter de petróleo.
4. Redissolver el aceite clarificado con aproximadamente 110 ml de acetona y agitar bien.
5. Colocar la muestra dentro de un refrigerador a  $-4^{\circ}\text{F}$  y dejarlo a esta temperatura (por 2 horas).
6. Preenfriar los siguientes materiales a  $-4^{\circ}\text{F}$ : Embudo Buchner de porcelana para filtrado, filtro de fibra de vidrio Whatman No 934, frasco de vacío y una mezcla de tres partes de acetona más una parte de éter.
7. Antes de filtrar la muestra con la mezcla de solvente ya enfriada, colocar el filtro en el embudo humedeciendo el filtro con la mezcla fría de solvente y colocarla en el aparato de filtración. Filtrar la muestra añadiendo lentamente ésta en el embudo, usando la varilla de agitación como guía. Lavar la varilla, la botella y la torta de filtrado con la mezcla fría de solvente. Desconectar el vacío, remover el filtro con fuerza y colocarlo en la botella pesada inicialmente. Lavar los cristales del embudo y agitar con la varilla dentro de la botella con tolueno.
8. Finalmente se evapora el tolueno hasta secar la muestra. Se pesó la botella. La diferencia entre el peso inicial y final de la botella, menos el peso del filtro usado, es el peso de los cristales de cera contenido en los 2 g de la muestra original.

En la Foto 17 se aprecia la instalación del equipo empleado para este análisis.

Para hallar el contenido de parafina que realmente precipita, se requiere que la muestra analizada pertenezca a la zona profunda del pozo de producción, sin embargo, como se mencionó previamente, debido a la dificultad de la toma de muestra se trabajó con muestras de superficie, por tal motivo se debe considerar que estos resultados no representan en forma exacta el porcentaje de parafina cristalizable.



FOTO 17. Extracción de parafina precipitable en n-hexano

#### C.2.2.2. Método de Cromatografía Líquida-Columna de Adsorción

Las fracciones obtenidas en la Destilación según el procedimiento descrito en el Anexo B, son utilizadas en la determinación experimental de esta prueba.

##### C. 2.2.2.1. Determinación del tipo de hidrocarburos en la fracción destilada de petróleo. Método UOP 273

Con este método se determinan los tipos de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos (PONA) en la fracción liviana.

El procedimiento se inicia con la depentanización de la muestra destilada, esto se realiza para remover los componentes livianos que presentan su punto de ebullición por debajo del pentano (84°F) y evitar interferencias en el análisis FIA, el cual es descrito en los párrafos siguientes.

La depentanización se realizó siguiendo las pautas del método ASTM D-2001. Seguidamente se realiza el análisis FIA, Adsorción por el Indicador Fluorescente, de acuerdo al método ASTM D-1319, para hallar las fracciones de hidrocarburos saturados, olefínicos y aromáticos.



FOTO 18. DEPENTANIZACIÓN DE LA FRACCIÓN LIVIANA DEL CRUDO  
MÉTODO ASTM D 2001

Para llevar a cabo el procedimiento se usa una columna cromatográfica rellena con gel de sílice, y como indicador alcohol isopropílico en la cual se distinguen las zonas de separación de la muestra con ayuda de una lámpara de luz ultravioleta. Se definen tres zonas, desde el frente de carga hasta la zona amarilla más intensa corresponde a los hidrocarburos saturados, desde el amarillo al azul, la zona de olefinas y del azul hasta el rojo oscuro, la zona de aromáticos. La longitud de cada zona es medida y se determina el porcentaje representativo de cada una, el cual es equivalente al porcentaje en volumen de las fracciones.

Una vez determinado que el contenido de olefinas era muy bajo se empleó el método ASTM D 2002 (equivalente al UOP 273) Separación de fracciones saturadas representativas de naftas de petróleo, método A, para la determinación de la fracción nafténica, usando la fracción saturada recuperada de la columna FIA. Se realiza la sulfonación de la muestra con  $P_2O_5$ ,  $H_2SO_4$  en medio alcalino para separar las n-parafinas (cadenas lineales de los compuestos saturados).

A la solución obtenida se le determina la densidad,  $\rho$ , a 68°F, según el método ASTM D-941, asimismo se determina el índice de refracción,  $\eta$ , a 68°F, de acuerdo al método ASTM D-1218.

El porcentaje de compuestos nafténicos se halla de la Figura C-1, presentada en la cual se debe ingresar con las coordenadas  $d$  y el intercepto de refractividad  $(n-d/2)$ .

#### C.2.2.2.2. Método estándar para la separación del Residuo de Destilación en Cuatro Fracciones

El Método ASTM D-4124 contempla el procedimiento adecuado para esta prueba, las fracciones identificadas son los compuestos saturados, aromáticos nafténicos, aromáticos polares y asfáltenos. La prueba se fundamenta en la solubilidad de los compuestos y la propiedad de adsorción, la duración de esta prueba es de aproximadamente 7 horas. En la Foto 19 se aprecia el equipo empleado.

La secuencia y método de identificación es el siguiente:

- a. Los asfáltenos son identificados por su insolubilidad en n-heptano y esta separación se realiza bajo las condiciones que señala el método, el cual se describe a continuación.

#### Determinación del Contenido de Asfáltenos - Método UOP 614

El método empleado se fundamenta en la insolubilidad de estos compuestos en un alcano, en este caso se usó el n-pentano. Es importante conocer cuantitativamente la presencia de estos compuestos debido a que



FOTO 19. CROMATOGRAFÍA LIQUIDA DE LA FRACCIÓN PESADA DEL CRUDO DESTILADO

Los datos obtenidos están expresados en porcentajes en peso, sin embargo para poder hallar la composición total de la muestra de crudo es necesario que estos datos sean llevados a porcentajes en volumen, por lo cual se hace necesario medir la densidad de la muestra inicial y de cada fracción recuperada a 68°F.

Seguidamente se realiza el cálculo proporcionalmente a las fracciones obtenidas en la destilación para unir ambos métodos aplicados y obtener la composición de la muestra total.

Los resultados de la identificación de los grupos estructurales mediante los dos métodos aplicados se muestran en los Cuadros C-2 a C-5.

## NATURALEZA QUIMICA DEL CRUDO

MÉTODOS: CROMATOGRAFÍA LÍQUIDA POR ADSORCIÓN (EXPERIMENTAL)  
CÁLCULO MATEMÁTICO

CUADRO C-2  
POZO LO16-8

Grupo Estructural	% EN VOLUMEN	
	Método de Cromatografía	Método API
Saturados	70.4	71.8
Nafténicos	15.4	20.6
Aromáticos	14.0	7.6
Olefinas	0.1	0.0

CUADRO C-3  
POZO LO16-24

Grupo Estructural	% EN VOLUMEN	
	Método de Cromatografía	Método API
Saturados	69.5	68.2
Nafténicos	15.4	23.3
Aromáticos	14.5	8.5
Olefinas	0.7	0.0

CUADRO C-4  
POZO LO7-17R

Grupo Estructural	% EN VOLUMEN	
	Método de Cromatografía	Método API
Saturados	68.0	73.1
Nafténicos	15.0	19.9
Aromáticos	16.9	7.0
Olefinas	0.8	0.0

CUADRO C-5  
POZO LO7-25

Grupo Estructural	% EN VOLUMEN	
	Método de Cromatografía	Método API
Saturados	70.6	71.1
Nafténicos	12.0	21.2
Aromáticos	17.3	7.7
Olefinas	0.7	0.0



## ANEXO D: PROPIEDADES FÍSICAS DEL CRUDO

### D.1. AGUA Y SEDIMENTOS

Desarrollado bajo la técnica de centrifugación, establecido en el método ASTM D-96. El resultado es expresado en porcentaje en volumen.

En esta prueba es necesario reconocer la naturaleza del depósito sólido, determinar si el material es predominantemente inorgánico u orgánico. La inspección visual es frecuentemente imprecisa y los sólidos inorgánicos cubiertos con una pequeña capa de parafina o aceite pueden ser tomados como orgánicos. La solubilidad en un solvente aromático caliente es una prueba segura para la distinción entre estos compuestos, ya que sólo se disuelven los compuestos orgánicos razón por la cual en el método se sugiere el uso de un solvente, en nuestro caso xileno, y el calentamiento de la muestra a 60°C previa centrifugación.



FOTO 20. DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS EN EL CRUDO

El porcentaje de agua y sólidos reportados varían dependiendo de las características de la formación productora, los depósitos encontrados corresponden a arena y parafina de consistencia dura.

En un mismo reservorio el porcentaje de agua producida es variante, depende del tiempo acumulado de producción, lo frecuente es que se registre un aumento en el contenido de agua cuando el reservorio está depletado<sup>55</sup>.

## D.2. VISCOSIDAD

La viscosidad de un fluido es la propiedad física que caracteriza la resistencia a fluir de los fluidos simples o newtonianos.

La unidad en la que se expresa en el sistema C.G.S. es  $\text{gcm}^{-1}\text{s}^{-1}$  o poise, para efectos de cálculos se hace uso de este sistema en unidades centipoise, (1 cp = 0.01 poise).

Generalmente el cálculo de viscosidad de productos de petróleo se realiza por la medición del tiempo que demora el líquido para fluir a través de un viscosímetro capilar, pero debido a que el crudo es una mezcla no homogénea, en la mayoría de los casos emulsionada, cuando se intenta realizar las mediciones a temperaturas bajas el crudo requiere de mucho tiempo para fluir, y a temperaturas altas, entre 104°F y 140°F, las fases agua y aceite se separan, siendo imprecisa la medición.

Por esta razón se opta por la medición de la viscosidad usando un equipo rotario, en el cual la viscosidad depende directamente del esfuerzo cortante realizado por un fluido cuando se le aplica un torque.

Para tal fin se emplea un viscosímetro rotatorio de varias velocidades modelo Fann V-G 35. El principio de operación del equipo es muy simple. En la Figura D-1 se muestra un esquema básico del viscosímetro rotatorio.

---

<sup>55</sup> Se refiere al pozo cuyo reservorio contiene petróleo remanente sin energía propia (presión) para fluir.

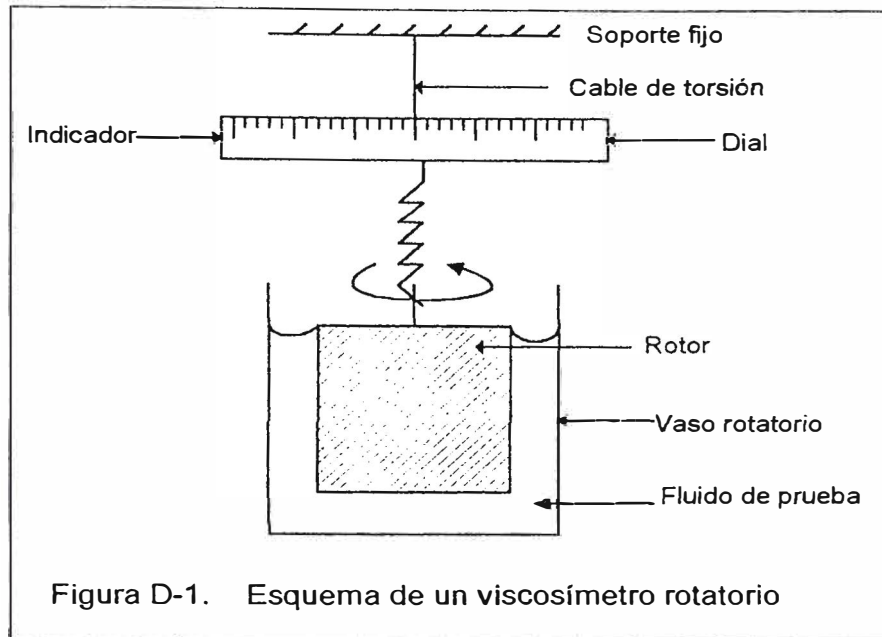


Figura D-1. Esquema de un viscosímetro rotatorio

El fluido de prueba, es colocado en un vaso y el rotor es suspendido dentro del fluido por el cable de torsión, el cual es fijado en el extremo superior; el dial el cual consta de un indicador, facilita la lectura del torque. El vaso rota a una velocidad constante induciendo un torque en el rotor y por ende en el dial. El indicador reporta el esfuerzo cortante relacionado a la velocidad de corte. La viscosidad se calcula como sigue:

$$\text{Viscosidad}(\eta) = \frac{G \times S}{N}$$

Donde:

G = factor que depende de las dimensiones del vaso y rotor usado.

S = esfuerzo Cortante

N = velocidad de corte

Para poder obtener un perfil del comportamiento de la viscosidad con la temperatura, la muestra es calentada a 120°F para homogeneizar las fases presentes, luego es colocada en el vaso donde es mantenido a esta temperatura por un líquido

circulando a través de una chaqueta de un baño controlado por un termostato. Cuando la temperatura se estabiliza en 120°F la temperatura del fluido circulante es reducido a velocidad constante. Las mediciones se registraron con una variación de 10°F.

Asimismo se realizan mediciones de viscosidad a diferentes velocidades de corte, variando la velocidad (r.p.m.) del motor. Estos datos, viscosidad contra velocidad han sido ilustrados y nos ayudan a reconocer el comportamiento del crudo cuando es sometido a diferentes velocidades, en el caso práctico representa el transporte del crudo a través del pozo experimentando turbulencias.

Los datos han sido ajustados empleando el modelo logaritmico, con la ecuación de forma:

$$\ln \eta = A + \frac{B}{T}$$

Donde:

$\eta$  = viscosidad del fluido, cP

T = temperatura, °F

A, B = constantes características de cada crudo.

### D.3. PUNTO DE FUSIÓN

El criterio empleado para su determinación experimental fue el siguiente:

Cuando la parafina presente en el crudo empieza a cristalizar y precipitar, el valor de la viscosidad se incrementa, la parafina que se desprende de la solución causa el incremento de la viscosidad a una velocidad muy rápida, esto se hace evidente en un punto de inflexión de la gráfica de viscosidad contra temperatura. La temperatura correspondiente al cambio de pendiente representa el punto de fusión, llamado comúnmente punto de niebla.

En las Figuras D-2 a D-4 se presentan los resultados hallados para los pozos en estudio.

PERFIL DE VISCOSIDAD Y DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE NIEBLA

POZO LO7-17R

Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
40	32.0
50	25.0
60	20.0
70	17.0
80	13.0
90	11.0
100	8.0
110	6.5
120	6.0
130	5.0
140	4.0
150	3.5
160	3.0
170	2.5
180	2.5

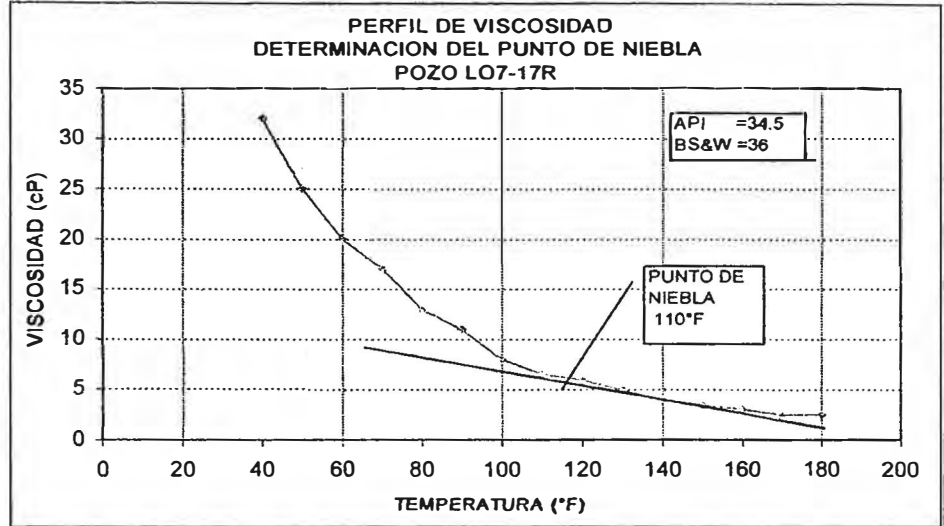


FIGURA D-2

POZO LO7-25

Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
40	52
47	29
50	26
60	18
70	16
80	13
90	10
100	7
110	6.5
120	6.5
130	6
140	5.5
145	5.5
150	5
160	5
165	5

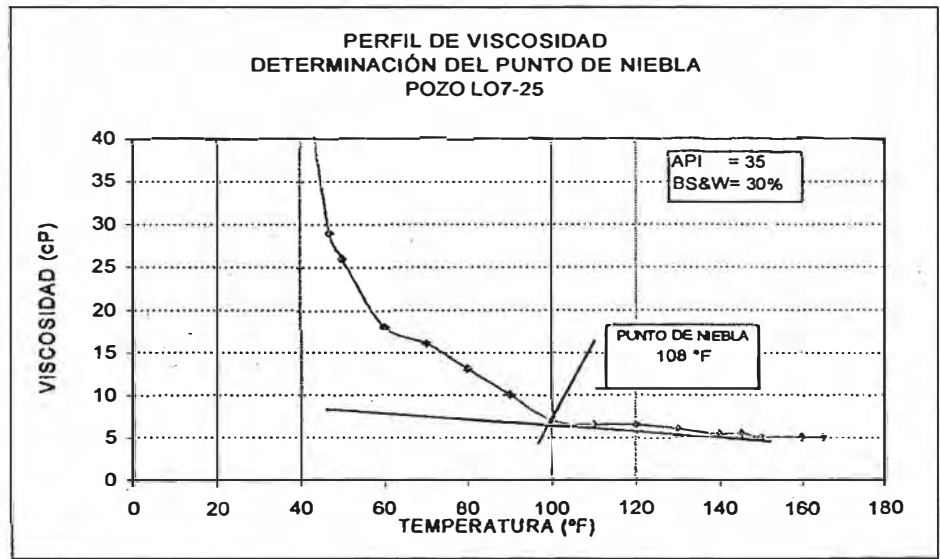


FIGURA D-3

POZO LO16-8

Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
40	61.0
50	45.0
60	28.0
70	17.0
83	13.0
90	11.0
100	9.5
106	9.0
110	8.5
120	7.5
130	6.0
140	6.0
150	5.0
160	5.0
170	4.5

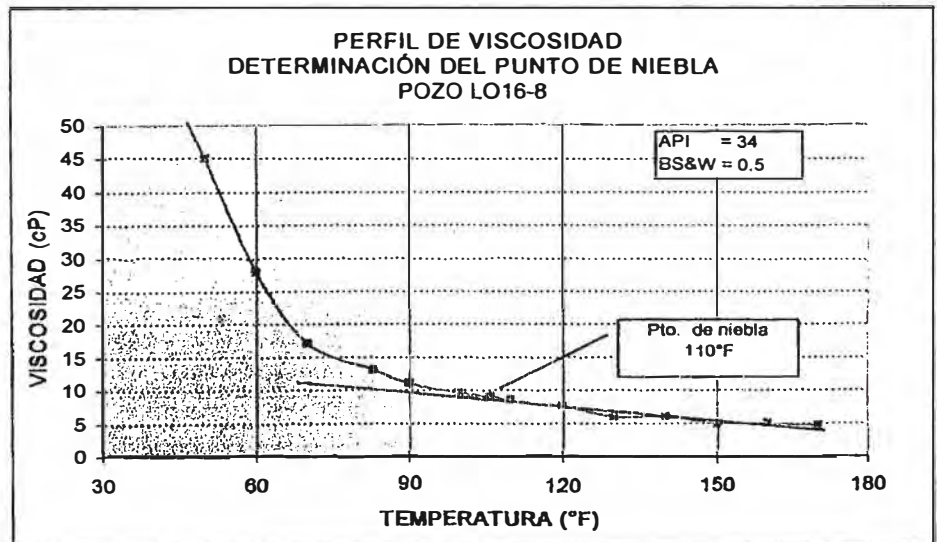


FIGURA D-4

#### D.4. POUR POINT

Esta prueba reporta los valores de la temperatura a la cual cesa el movimiento del fluido. La medición de esta propiedad física se determinó empleando la norma ASTM D 97.

En el laboratorio de la Refinería Talara se hizo uso del equipo automático marca ISL, modelo CPP97-2, el cual determina el pour point por la prueba de inclinación automática (Foto 21).



FOTO 21. MEDICIÓN DEL POUR POINT- EQUIPO ISL

## ANEXO E: PRUEBAS REALIZADAS EN LA ETAPA DE EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS

### E.1. POUR POINT

Esta prueba está dirigida a seleccionar el producto químico que será el más efectivo en la reducción del pour point del crudo. Es una versión simplificada de la norma ASTM D 97.

El procedimiento seguido fue el siguiente:

1. La obtención de una muestra de crudo libre de química. Lo ideal, es que la muestra obtenida pertenezca al punto donde la química va a ser inyectada, pero como se mencionó anteriormente fue imposible realizar tal medición, por lo cual se empleó la muestra de superficie.
2. Se determinó la temperatura máxima que el crudo alcanza después de que la química ha sido inyectada. Esta corresponde a la “temperatura de activación” y es alcanzada en el fondo del pozo.
3. Se colocaron muestras de un mismo volumen en diferentes botellas.
4. Se inyectaron 1000 ppm<sup>56</sup> de los diferentes inhibidores y dispersantes en cada botella asegurándonos de dejar una muestra sin tratamiento (blanco de referencia).
5. Se calentaron las muestras a la “temperatura de activación” por treinta minutos. Cada botella fue vigorosamente agitada 100 veces y se colocaron termómetros en cada una.
6. Las muestras fueron enfriadas a temperatura ambiente y luego colocadas en el baño de hielo para un posterior enfriamiento. Durante el proceso de enfriamiento las botellas son chequeadas cada 5°F. La botella fue inclinada

---

<sup>56</sup> Exxon Chemical Company, (Ref. 12)

muy cuidadosamente para observar el movimiento del fluido, hasta que no se observó movimiento del crudo.

7. El mejor producto corresponde a aquel que mejore el pour point del crudo sin tratamiento, es decir que presente una temperatura menor al correspondiente al pour point inicial.
8. Después que el mejor compuesto ha sido seleccionado a una dosificación de 1000 ppm, este fue evaluado a varias concentraciones para ver su rango de tratamiento. Se usaron dosificaciones de 100 ppm a 1000 ppm.

Debido a restricciones de acceso para el empleo del equipo ISL y la importancia de la continuidad de la medición de este parámetro en la evaluación de productos y tratamientos, fue indispensable acondicionar un equipo que se ajuste a los requerimientos de la norma ASTM D 97.

Para la construcción de este equipo auxiliar se usó una caja de material tecnopor, el cual por sus características aislantes permitió mantener constante la temperatura de la solución empleada por un período de tiempo necesario para la prueba. Para alcanzar bajas temperaturas, hasta  $-13^{\circ}\text{F}$ , se empleó una solución de xileno, sal y hielo a  $-14^{\circ}\text{F}$ . (Foto 22 y 23). En este equipo el pour point corresponde a la temperatura más baja a la cual la superficie del aceite, contenido en pequeñas botellas, permanece inmóvil por tres segundos en la botella ligeramente inclinada en un ángulo de  $90^{\circ}$ .

Con el fin de conocer la exactitud de los datos obtenidos se procedió a realizar mediciones y comparaciones con respecto al equipo estandarizado del Laboratorio de Refinería Talara.

Se realizaron varias corridas para determinar con seguridad el error, a continuación se muestran los resultados obtenidos en ambos equipos.



CUADRO E-1. Error en el resultados de Pour Point realizados en la Caja de Tecno Por

Equipo	ISL			Caja de Tecno Por		
	1ra.	2da.	3ra.	1ra.	2da.	3ra.
Blanco	48	48	48	41	41	38
EC 6013 (500ppm)	35	34	35	28	25	27
PAO 23 (500ppm)	29	29	30	18	21	22
EC 6013 (350ppm)	40			36	32	37
PAO 23 (350ppm)	30			25	24	25

	ISL	Caja de Tecno Por	Error
Blanco	48	40	8
EC 6013 (500ppm)	35	27	8
PAO 23 (500ppm)	29	20	9
EC 6013 (350ppm)	40	35	5
PAO 23 (350ppm)	30	25	5
PROMEDIO (°F)			7

El error existente en los resultados de Pour Point realizados con la caja de Tecno Por es de 7°F, además como se mencionó en el Anexo D de Pruebas experimentales, el error que se considera con el equipo es de  $\pm 5^\circ\text{F}$ , por lo tanto se obtiene un resultado muy cercano al del equipo.



FOTO 22. EQUIPO EMPLEADO PARA LA LA PRUEBA DEL POUR POINT



FOTO 23. MÉTODO DE INCLINACIÓN EN LA MEDICIÓN DEL POUR POINT

## E.2. VISCOSIDAD

Se realizan las comparaciones de viscosidad a una misma temperatura, correspondiente a la más baja alcanzada durante la permanencia del crudo en el pozo. En esta prueba se usó también una muestra sin tratamiento alguno como blanco de referencia.

## E.3. PRUEBA DE DISPERSANCIA

Su realización tiene por objetivo encontrar el mejor producto dispersante con la dosificación óptima que presente cambios positivos en la dispersión de los depósitos de parafina durante la aplicación del tratamiento de Hot Oil.

1. Para la realización de la prueba se disponen de botellas en las que 15 ml de aceite son vertidos a cada una, luego se coloca 2 gramos de depósito de parafina obtenida de la tubería de producción del pozo correspondiente.
2. A cada botella se le añadió 1 mililitro de las químicas dispersantes, volumen que corresponde a una dosificación de 1000 ppm.
3. Cada una de las mezclas preparadas son agitadas para dispersar la química. A continuación se calientan las botellas en un baño de agua hasta que la parafina se disuelva completamente, para simular las condiciones de mezcla en el pozo, debido a la diferencia de presiones entre el aceite inyectado y el fluido del pozo, las muestras son agitadas lentamente.

Después de la agitación se inspecciona el grado de remoción de parafina en cada una de las muestras, es decir se evalúan la efectividad que tiene la química para fraccionar la parafina en pequeñas porciones que se mantienen dispersas en la fase acuosa sin adherirse. Tener en cuenta que las comparaciones se hacen con respecto a la muestra en blanco (sin química) tratada a las mismas condiciones.

## ANEXO F: CÁLCULO DEL PERFIL CORREGIDO DE TEMPERATURA DE LA PARED DEL POZO CONSIDERANDO LA INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA DEL GAS LIFT

### F.1. CALOR TRANSFERIDO POR CONVECCIÓN

La transferencia de calor entre un sólido y un fluido adyacente se debe al movimiento de las moléculas del fluido. Las moléculas más calientes dejan la superficie del sólido y son reemplazadas por otras frías. La mayor resistencia a esta forma de transferencia de calor ocurre en una delgada lámina próxima a la superficie del sólido. Esta capa existe cuando el flujo es turbulento.

La ecuación que rige la transferencia de calor por convección es:

$$Q = hA \Delta T \quad \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

Q = calor convectivo, BTU/ciclo

h = coeficiente de transferencia de calor, Btu/(ciclo.pie<sup>2</sup>.°F)

A = área convectiva, pie<sup>2</sup>

$\Delta T$  = diferencia de temperatura, °F

El área convectiva corresponde al área formada por el anillo circular limitado por los diámetros de la tubería de recubrimiento,  $d_o$ , y la tubería de producción,  $d_i$  multiplicado por la profundidad.

### F.1.1. Cálculo del Coeficiente de Transferencia de Calor

En el caso estudiado, la transferencia de calor entre la superficie de la pared de la tubería y el fluido inyectado, se aplican las correlaciones desarrolladas para la convección forzada, debido a que existe una fuerza externa, la presión de inyección, que promueve al fluido sobre la superficie de metal.

La correlación de Dittus-Boelter es empleada para hallar el coeficiente de transferencia de calor:

$$Nu = \frac{hD}{k} = C (Re)^m (Pr)^{0.33} \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

Nu = número de Nusslet

Re = número de Reynolds

Pr = número de Prandtl

C, m<sup>57</sup> = constantes adimensionales. Sus valores dependen de Re y Pr.

h = coeficiente de transferencia de calor, Btu/(ciclo.pie<sup>2</sup>.°F)

D = diámetro de la tubería, pies

k = conductividad térmica, Btu/[(ciclo.pie<sup>2</sup>.°F)/ft]

#### F.1.1.1. Cálculo del Número de Reynolds:

$$Re = \frac{0.02007 \cdot q_{sg} \cdot SG}{d \cdot \mu} \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

q<sub>sg</sub> = flujo volumétrico del fluido, pie<sup>3</sup>/ciclo

SG = gravedad específica del gas

d = diámetro de la tubería, pulg

μ = viscosidad del gas, cp

<sup>57</sup> Engineering Data Book, FPV(Ref. 11-pp. 8-4)

F.1.1.2. Cálculo del Número de Prandtl<sup>58</sup>:

$$Pr = \frac{2.149 \cdot C_p \cdot \mu}{k} \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

$C_p$  = calor específico del gas, Btu/(lb. °F)

En la transferencia de calor por convección, debido a la variante en el perfil de temperatura a lo largo de la pared de la tubería, se calculan los calores de convección para una profundidad dada en la cual se consideran las temperaturas promedios del fluido y la pared,

$$Q = hA \Delta T = hA (\bar{T}_p - \bar{T}_g) = hA \left( \frac{T_{p0} + T_{p1}}{2} - \frac{T_{g0} + T_{g1}}{2} \right) \dots\dots(5)$$

Donde:

$T_{g0}$  = temperatura inicial del gas, °F

$T_{g1}$  = temperatura final del gas, °F

$T_{p0}$  = temperatura de la tubería de acero en el tope, °F

$T_{p1}$  = temperatura del pozo a una profundidad h, °F

Asimismo debido al cambio de temperatura que experimenta el gas por el contacto con el acero, se obtiene:

$$Q_g = m C_p \Delta T_g \dots\dots\dots(6)$$

Donde:

M = masa del gas, lb/ciclo

$C_p$  = calor específico del gas, Btu/(lb.°F)

$\Delta T_g$  = diferencia de temperatura ( $T_{g0} - T_{g1}$ ), °F

Igualando las ecuaciones 5 y 6, se obtiene la siguiente expresión para el cálculo de la temperatura del gas correspondiente a la profundidad  $h_1$ :

<sup>58</sup> Engineering Data Book, FPV, (Ref.11-pp. 8-1,8-5)

$$T_{g1} = \frac{\left[ hA \left( \frac{T_{g0}}{2} - \frac{T_{p0} + T_{p1}}{2} \right) - mC_p T_{g0} \right]}{\left( -mC_p - \frac{hA}{2} \right)} \dots\dots\dots(7)$$

Para el cálculo del nuevo perfil de temperatura de la pared de la tubería se considera la transferencia de calor por conducción en el metal, en la cual el calor se expresa matemáticamente como:

$$Q_p = \frac{2\pi kL (T_{p0'} - T_{p0})}{\ln(d_o / d_i)} \dots\dots\dots(8)$$

En la ecuación 8:

k = conductividad térmica del acero, Btu/[(ciclo.pie<sup>2</sup>.°F)/ft]

L = longitud de la sección de la pared, pie

d<sub>o</sub> = diámetro externo de la tubería, pie

d<sub>i</sub> = diámetro interno de la tubería, pie

T<sub>p0</sub> = temperatura inicial de la tubería

T<sub>p0'</sub> = temperatura de la tubería correspondiente al nuevo perfil

Con el valor de T<sub>g1</sub> hallado se procede a hallar el valor del calor, Q el cual debe ser numéricamente igual a Q<sub>p</sub> hallado para las condiciones de temperatura promedio correspondiente a la profundidad estudiada.

De la igualdad se obtiene:

$$\bar{T}_{p'} = \bar{T}_p + \frac{QLn(d_o / d_i)}{2\pi kh} \dots\dots\dots(9)$$

Siendo:

T<sub>p'</sub> = Temperatura promedio correspondiente al nuevo perfil después del paso de gas lift, °F

$T_p$  = Temperatura promedio inicial, °F

Obtenido el valor de la temperatura  $T_p'$ , se procede a calcular el gradiente de temperatura, el cual se suma a la temperatura promedio para obtener el valor correspondiente a cada profundidad.

## F.2. DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS

### F.2.1. Viscosidad

Bromley y Wilke<sup>59</sup> proponen un método para estimar la viscosidad de gases no polares, basado en el volumen crítico del compuesto y una función F relacionada a la temperatura reducida.

$$\mu = \frac{0.00333 \cdot (MT_c)^{0.5} F}{V_c^{2/3}} \dots\dots\dots(10)$$

Donde:

$\mu$  = viscosidad del vapor, cp

M = peso molecular del gas

$T_c$  = temperatura crítica, °K

$V_c$  = volumen crítico, cm<sup>3</sup>/molg

$T_r$  = temperatura reducida, T/ $T_c$

F = factor relacionado a la función de viscosidad y temperatura

### F.2.2. Calor Específico

El calor específico de la mezcla gaseosa se obtiene de la sumatoria de los valores correspondientes a los pseudo-componentes a la temperatura inicial del gas.

$$\bar{C}_p = \sum_{i=1}^n y_i \cdot C_{pi} \dots\dots\dots(11)$$

<sup>59</sup> Javier F. Kuong (Ref. 25-pp. 108)

## ANEXO F

## CUADRO F-1

PERFIL DE TEMPERATURA Y PRESIÓN EN UN POZO PRODUCTOR DE PETRÓLEO  
POZO LO16-24

Profundidad Medida (pies)	Profundidad Vertical (pies)	Temperatura (°F)	Gradiente (°F/100 pies)	Presión del fluido (psia)	<sup>1</sup> Presión del gas lift (psia)
0	0	72.200		52.000	100.000
500	500	77.000	0.048	51.000	77.740
1000	999	80.700	0.037	55.000	105.640
1500	1483	83.900	0.032	52.000	133.540
2000	1933	86.600	0.027	50.000	161.440
2500	2304	88.600	0.020	46.000	189.340
3000	2586	90.500	0.019	42.000	217.240
3500	2855	92.300	0.018	43.000	245.140
4000	3117	94.000	0.017	44.900	273.040
4500	3395	95.700	0.017	45.000	300.940
5000	3688	97.900	0.022	72.000	328.840
5500	4019	100.400	0.025	118.000	356.740
6000	4368	102.900	0.025	162.000	384.640
6500	4736	105.700	0.028	208.000	412.540
7000	5126	107.900	0.022	248.000	440.440
7500	5476	109.600	0.017	284.000	468.340
8000	5794	111.600	0.020	330.000	496.240
8500	6127	114.600	0.030	382.000	524.140
9000	6468	117.200	0.026	429.000	552.040
9500	6767	118.600	0.014	492.000	579.940
9800	6962	119.800	0.012	532.000	596.680
10000	7095	122.400	0.026	562.000	607.840
10200	7232	124.300	0.019	619.000	619.000
10400	7376	125.500	0.012	678.000	678.000
10600	7528	126.400	0.009	739.000	739.000
10750	7646	126.700	0.003	786.000	786.000

El crudo ingresa a la tubería de producción a una profundidad de 9815 pies, 120 °F y 650 psia.

<sup>1</sup>Esta presión es la que prevalece cuando el pozo está en su ciclo productivo



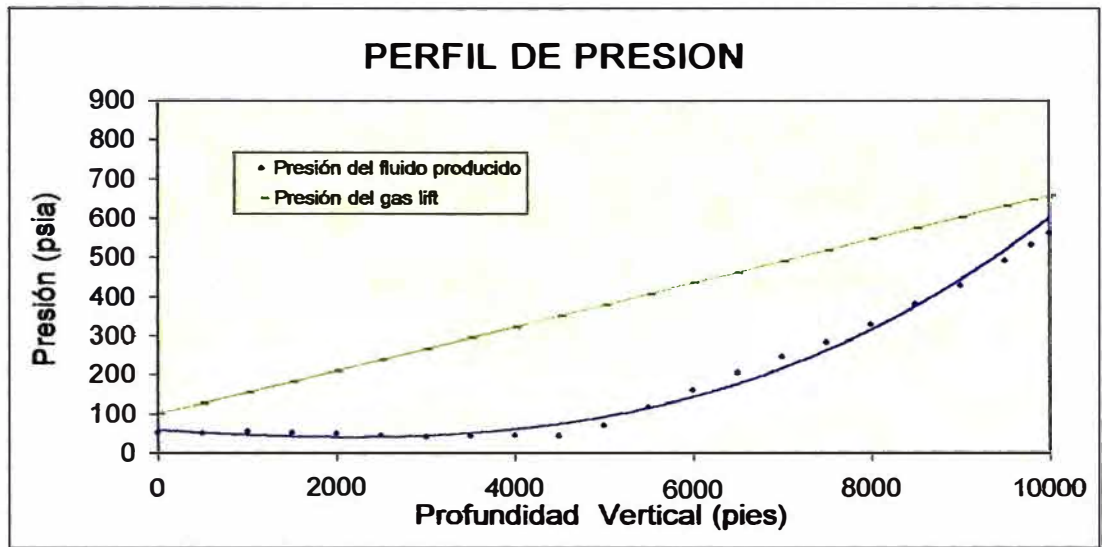


FIGURA F-1

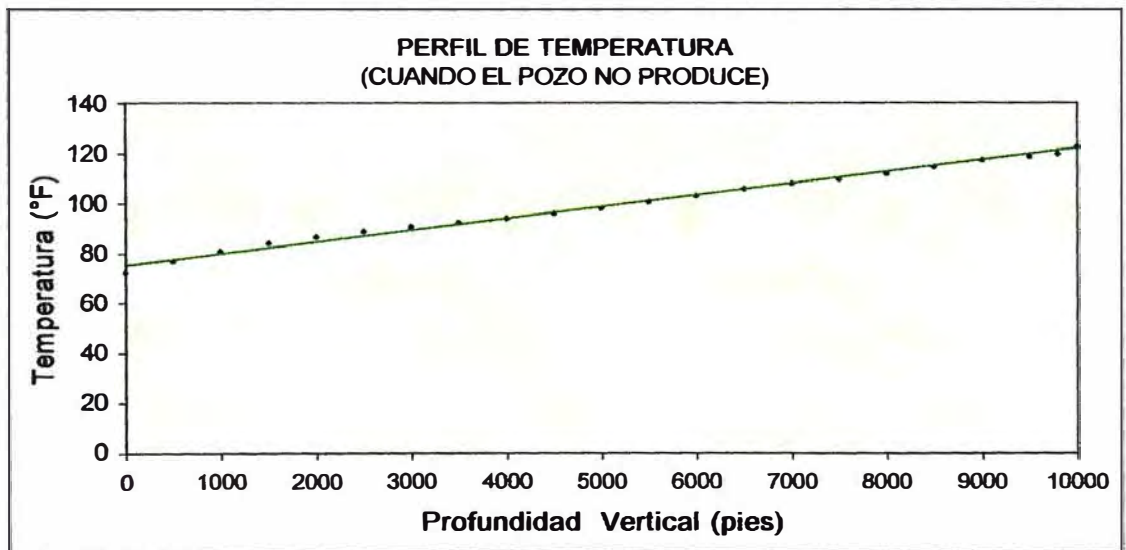


FIGURA F-2

**CUADRO F-2  
PROPIEDADES DEL GAS LIFT**

COMPOSICIÓN	% mol	$y_i^{(*)}$	$\rho$ gr/cc	$\rho$ relativa	$C_p^{(†)}$ Btu/lb°F	Cp relativo	PM gr/mol	PM parcial	$T_c^{(†)}$ °R	Tc parcial °R	$V_c^{(†)}$ cm <sup>3</sup> /mol	Vc parcial cm <sup>3</sup> /mol	$P_c^{(†)}$ psia	Pc parcial psia
CO <sub>2</sub>	0.546	0.005	1.520	0.008	0.200	0.001	44.010	0.240	547.900	2.992	93.900	0.513	1070.900	5.847
Nitrógeno	0.212	0.002	0.967	0.002	0.248	0.000	28.013	0.059	173.600	0.368	82.800	0.176	493.000	1.045
Metano	84.739	0.847	0.554	0.469	0.527	0.446	16.043	13.595	343.050	290.697	99.200	84.061	667.800	565.887
Etano	5.992	0.060	1.038	0.062	0.408	0.024	30.070	1.802	550.050	32.959	148.300	8.886	707.800	42.411
Propano	3.744	0.037	1.523	0.057	0.389	0.015	44.097	1.651	416.310	15.587	203.000	7.600	616.300	23.074
iso-Butano	1.229	0.012	2.007	0.025	0.387	0.005	58.123	0.714	765.690	9.410	255.000	3.134	550.700	6.768
n-Butano	1.733	0.017	2.007	0.035	0.395	0.007	58.123	1.007	735.090	12.739	263.000	4.558	529.100	9.169
iso-Pentano	0.752	0.008	2.419	0.018	0.384	0.003	72.150	0.543	845.790	6.360	304.000	2.286	488.600	3.674
n-Pentano	0.439	0.004	2.419	0.011	0.388	0.002	72.150	0.317	829.050	3.640	306.000	1.343	490.400	2.153
Hexano+	0.614	0.006	3.333	0.004	0.388	0.002	86.177	0.529	913.830	5.611	370.000	2.272	436.900	2.683
<b>Total</b>	<b>100.000</b>			<b>0.691</b>		<b>0.506</b>		<b>20.457</b>		<b>380.363</b>		<b>114.829</b>		<b>662.712</b>

(\*) Fuente: GPA Standard 2145, "Table of Physical Constants of Paraffin Hydrocarbons and Other Components of Natural Gas"(pp. 23-2,22-3)

(\*\*) Los datos de composición forman parte del análisis de gas realizado en Petro-Tech Peruana S.A.

(†) Hein ,M.A, Pipeline Hydraulics and Heat transfer Programs (Ref.16-pp.29)

**CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS INDISPENSABLES PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL PERFIL CORREGIDO DE TEMPERATURA**

**1. Gas Lift**

Temperatura ingreso = 48.00 °F  
 Presión de ingreso = 940.00 psia  
 $\rho$  promedio = 43.12 lb/pie<sup>3</sup>  
 SG promedio = 0.69  
 Flujo volumétrico = 240000.00 pies<sup>3</sup>/ciclo  
 Flujo másico = 10349667.92 lb/ciclo  
 $C_p$  promedio = 0.51 Btu/lb°F  
 $k_{gas}^{-1}$  = 0.008 Btu/(ciclo.pie<sup>2</sup>.°F/pie)  
 $\mu$  promedio = 0.01 cP

**2. Tubería de acero al carbono**

D = 5.50 pulg.  
 do = 2.88 pulg.  
 di = 2.35 pulg.  
 ln (do/di) = 0.20  
 k acero = 8.67 Btu/(ciclo.pie<sup>2</sup>.°F/pie)

**3. Resultados de números adimensionales:**

Re = 8505723.09  
 Pr = 1.38  
 m = 0.62  
 C = 0.19  
 hi = 133.11 BTU/ciclo.pie<sup>2</sup> °F

## ANEXO G

### G.1. ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL PRODUCIDO

Muestra obtenida de las paredes de la tubería de producción, a 40 psia y 62°F

Compuesto	% Peso	fracción en peso	Moles	fracción molar $y_i$	PM	$PM_i \cdot X_i$	$\rho$	$\rho_i \cdot y_i$
Metano	67.500	0.675	84.720	0.850	16.043	13.641	0.5539	0.471
Etano	9.991	0.100	6.690	0.067	30.070	2.019	1.0382	0.070
Propano	9.110	0.091	4.160	0.042	44.097	1.841	1.5226	0.064
iso-Butano	3.060	0.031	1.060	0.011	58.123	0.618	2.0068	0.021
n-Butano	4.676	0.047	1.620	0.016	58.123	0.945	2.0068	0.033
iso-Pentano	1.827	0.018	0.510	0.005	72.150	0.369	2.4912	0.013
n-Pentano	1.218	0.012	0.340	0.003	72.150	0.246	2.4912	0.009
Hexano	1.027	0.010	0.240	0.002	86.177	0.208	2.9755	0.007
Heptano	0.896	0.009	0.180	0.002	100.204	0.181	3.4598	0.006
Octano	0.567	0.006	0.100	0.001	114.231	0.115	3.9441	0.004
Nonano	0.127	0.001	0.020	0.0002	128.258	0.026	4.4284	0.001
<b>Total</b>	<b>100.000</b>	<b>1.000</b>		<b>1.000</b>		<b>20.209</b>		<b>0.698</b>

#### Propiedades Promedio

Peso Molecular =	20.209	g/mol-g
SG =	0.698	
$\rho$ a 60°F =	43.538	lb/pe3

## G.2. ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO

Muestra obtenida a la salida del pozo a 40 psia y 62°F

Compuesto	% Peso	Fracción en peso	PM	Moles	Fracción Molar	PMi*Xi	$\rho$ gr/cm <sup>3</sup>	Volumen cm <sup>3</sup>
Metano	0.070	0.001	16.043	0.004	0.00941	0.151	0.300	0.002
Etano	0.080	0.001	30.070	0.003	0.00574	0.173	0.356	0.002
Propano	0.330	0.003	44.097	0.007	0.0161	0.712	0.507	0.007
iso-Butano	0.730	0.007	58.123	0.013	0.027	1.575	0.563	0.013
n-Butano	0.910	0.009	58.123	0.016	0.034	1.963	0.584	0.016
iso-Pentano	0.850	0.009	72.150	0.012	0.025	1.833	0.624	0.014
n-Pentano	0.630	0.006	72.150	0.009	0.019	1.359	0.631	0.010
Hexano	1.630	0.016	86.176	0.019	0.041	3.516	0.685	0.024
Heptano	3.830	0.038	100.202	0.038	0.082	8.261	0.722	0.053
Octano	6.270	0.063	114.228	0.055	0.118	13.524	0.745	0.084
Nonano	4.930	0.049	128.254	0.038	0.083	10.634	0.764	0.065
Decano	4.180	0.042	142.280	0.029	0.063	9.016	0.778	0.054
Undecano	3.660	0.037	156.306	0.023	0.051	7.894	0.789	0.046
Dodecano	3.220	0.032	170.332	0.019	0.041	6.945	0.800	0.040
Tridecano	3.960	0.040	184.358	0.021	0.046	8.542	0.811	0.049
Tetradecano	3.650	0.037	198.384	0.018	0.040	7.873	0.822	0.044
Pentadecano	3.690	0.037	212.410	0.017	0.037	7.959	0.832	0.044
Hexadecano+	57.380	0.574	474.359	0.121	0.261	123.766	0.839	0.684
<b>Total</b>	<b>100.000</b>	<b>1.000</b>		<b>0.464</b>	<b>1.000</b>	<b>215.896</b>		<b>1.251</b>

### Propiedades de las fracciones

Fracción	% Molar	Peso Molecular	SG	$\rho$ (lb/pie <sup>3</sup> )
C1-C20+	100.00	215.70	0.800	49.92
C16+	57.38	474.359	0.839	52.38

### G.3. ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN DE LA PARAFINA

Muestra obtenida de las paredes de la tubería de producción, a 40 psia y 62°F

COMPUESTO	% Peso	Fracción en peso	Peso Molecular	Moles	Fracción Molar Xi	PMi.Xi	SG	SG.Xi
C16	1.820	0.018	226.432	0.008	0.036	8.239	0.855	0.031
C17	1.250	0.013	240.458	0.005	0.024	5.658	0.868	0.020
C18	1.350	0.014	254.484	0.005	0.024	6.111	0.880	0.021
C19	1.950	0.020	268.510	0.007	0.033	8.827	0.891	0.029
C20	1.610	0.016	282.536	0.006	0.026	7.288	0.902	0.023
C21	1.350	0.014	296.562	0.005	0.021	6.111	0.912	0.019
C22	1.290	0.013	310.588	0.004	0.019	5.839	0.922	0.017
C23	1.070	0.011	324.614	0.003	0.015	4.844	0.931	0.014
C24	1.030	0.010	338.640	0.003	0.014	4.663	0.940	0.013
C25	0.980	0.010	352.666	0.003	0.013	4.436	0.948	0.012
C26	0.740	0.007	366.692	0.002	0.009	3.350	0.957	0.009
C27	0.690	0.007	380.718	0.002	0.008	3.123	0.965	0.008
C28	0.760	0.008	394.744	0.002	0.009	3.440	0.972	0.008
C29	1.180	0.012	408.770	0.003	0.013	5.342	0.979	0.013
C30	2.060	0.021	422.796	0.005	0.022	9.325	0.987	0.022
C31	3.490	0.035	436.822	0.008	0.036	15.798	0.993	0.036
C32	4.780	0.048	450.848	0.011	0.048	21.638	1.000	0.048
C33	7.120	0.071	464.874	0.015	0.069	32.230	1.006	0.070
C34	9.140	0.091	478.900	0.019	0.086	41.374	1.013	0.087
C35	10.880	0.109	492.926	0.022	0.100	49.251	1.019	0.102
C36	7.500	0.075	506.952	0.015	0.067	33.950	1.025	0.069
C37	10.380	0.104	520.978	0.020	0.090	46.987	1.030	0.093
C38	9.260	0.093	535.004	0.017	0.078	41.917	1.036	0.081
C39	4.070	0.041	549.030	0.007	0.034	18.424	1.041	0.035
C40 <sup>+</sup>	14.250	0.143	605.100	0.024	0.107	64.511	1.062	0.113
Total	100.000	1.000		0.221	1.000	452.678		0.994

Propiedades promedio de la muestra

Peso Molecular =	452.678	g/mol-g
SG =	0.994	
$\rho$ a 60°F =	62.009	lb/pie <sup>3</sup>

## ANEXO H: EQUILIBRIO LIQUIDO-VAPOR

Conocidos los parámetros de presión,  $P$ , temperatura,  $T$  y fracción molar de cada componente  $i$  en la mezcla total de fluido proveniente del pozo,  $z_i$ , se realiza el cálculo de las composiciones de los hidrocarburos presentes en las fases vapor y líquido en el equilibrio. El equilibrio líquido-vapor (ELV) se refiere a sistemas donde una sola fase líquida está en equilibrio con su vapor<sup>60</sup>.

1. Los cálculos se inicializan estimando el valor de la constante de equilibrio,  $K_i$ , empleando la correlación de Michelsen<sup>61</sup>:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{P_{c,i}}{P} \exp \left[ 5.42 \left( 1 - \frac{T_{c,i}}{T} \right) \right] \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

$K_i$  = constante de equilibrio del compuesto  $i$

$P_{c,i}$  = presión crítica del compuesto  $i$

$P$  = presión del sistema

$T_{c,i}$  = temperatura crítica del compuesto  $i$

$T$  = temperatura del sistema

2. Para las dos fases en equilibrio deben satisfacerse el siguiente grupo de ecuaciones:

Ecuación de Balance de Materia

$$\beta y_i + (1 - \beta)x_i = z_i \dots\dots\dots(2)$$

Ecuación de equilibrio

$$y_i \phi_i^V = x_i \phi_i^L \dots\dots\dots(3)$$

Sumatoria de las Fracciones Molares

$$\sum_{i=1}^N (y_i - x_i) = 0 \dots\dots\dots(4)$$

<sup>60</sup> Smith-Van Ness, (Ref. 45-pp. 373)

<sup>61</sup>K.S. Pendersen, (Ref. 34-pp. 102)

En las ecuaciones anteriores:

$x_i$  = fracción molar del compuesto  $i$  en la fase líquida

$y_i$  = fracción molar del compuesto  $i$  en la fase vapor

$z_i$  = fracción molar del compuesto  $i$  en la mezcla total

$\beta$  = fracción molar vaporizada

$\phi_i^V$  = coeficiente de fugacidad del compuesto  $i$  en la fase vapor, y

$\phi_i^L$  = coeficiente de fugacidad del compuesto  $i$  en la fase líquida

3. Introduciendo la constante de equilibrio en las ecuaciones de balance de materia se deriva la siguiente expresión para  $x_i$  e  $y_i$ :

$$x_i = \frac{z_i}{(1 + \beta(K_i - 1))} \quad \dots\dots\dots(5)$$

$$y_i = K_i x_i \quad \dots\dots\dots(6)$$

Y para la constante de equilibrio:

$$K_i = \frac{\phi_i^L}{\phi_i^V}$$

$$\ln K_i = \ln \phi_i^L - \ln \phi_i^V \quad \dots\dots\dots(7)$$

Los valores del coeficiente de actividad se calculan usando la ecuación de estado de Redlich-Kwong Soave, en la cual:

$$\sum_{i=1}^N (y_i - x_i) = \sum \frac{z_i (K_i - 1)}{(1 + \beta (K_i - 1))} = 0 \quad \dots\dots\dots(8)$$

Se estima el valor de  $\beta$  con la ecuación 8. Se calculan los nuevos valores de  $x_i$  e  $y_i$  empleando las ecuaciones 5 y 6, y los factores  $K$  se recalculan usando la ecuación 7 seguidamente se calcula un nuevo valor de  $\beta$  de la ecuación 8. Este cálculo de sustitución directa se repite hasta la convergencia, el cual se acelera usando el método de cálculos numéricos de Newton Raphson.

La tabulación de los valores de  $K_i$ , para el caso estudiado se muestra en el cuadro H-1.

CUADRO H-1

EQUILIBRIO LÍQUIDO-VAPOR

ECUACIÓN DE REDLICH-KWONG SOAVE Y EL MÉTODO DE FLASHEO

DATOS:

PRESIÓN (psia) = 650

TEMPERATURA (°F) = 120

FLASHEO ISOTÉRMICO

Compuesto	Zi	Ki <sub>0</sub>	Ki	Ki-1	Zi*(Ki-1)	Xi <sub>0</sub>	Yi <sub>0</sub>
C <sub>1</sub> H <sub>4</sub>	0.850025	9.405299	4.410771	3.411	2.89924	0.193	0.851
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.067124	1.440610	1.246194	0.246	0.01653	0.054	0.067
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.041743	4.377231	3.202446	2.202	0.09194	0.013	0.042
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.010643	0.149416	0.193959	-0.806	-0.00858	0.055	0.011
iso-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.016263	0.191076	0.251484	-0.749	-0.01217	0.064	0.016
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.005124	0.062713	0.079516	-0.920	-0.00472	0.064	0.005
iso-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.003417	0.073602	0.095500	-0.905	-0.00309	0.035	0.003
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.002419	0.029693	0.033326	-0.967	-0.00234	0.070	0.002
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0.001829	0.015532	0.014132	-0.986	-0.00180	0.120	0.002
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0.001036	0.008740	0.006055	-0.994	-0.00103	0.145	0.001
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0.000224	0.005214	0.002603	-0.997	-0.00022	0.061	0.000
C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0.000018	0.003237	0.001136	-0.999	-0.00002	0.008	0.000
C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0.000014	0.002128	0.000484	-1.000	-0.00001	0.009	0.000
C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	0.000011	0.001202	0.000165	-1.000	-0.00001	0.009	0.000
C <sub>13</sub> H <sub>28</sub>	0.000013	0.000998	0.000090	-1.000	-0.00001	0.011	0.000
C <sub>14</sub> H <sub>30</sub>	0.000011	0.000705	0.000037	-1.000	-0.00001	0.010	0.000
C <sub>15</sub> H <sub>32</sub>	0.000010	0.000522	0.000017	-1.000	-0.00001	0.010	0.000
C <sub>16</sub> <sup>+</sup>	0.000074	0.000013	0.000000	-1.000	-0.00007	0.069	0.000
Total						1.000	1.000

FRACCIÓN VAPORIZADA, β

Resolución de la ecuación ... Por el método de Newton Raphson:

β = 0.998920



## ANEXO I: CÁLCULO DEL EQUILIBRIO LIQUIDO-SÓLIDO

Obtenido el valor de  $x_i$  a partir de los cálculos realizados para el equilibrio ELV, y considerando que las tres fases coexisten en equilibrio, se considero el valor de  $x_i$  para los compuestos con un número de carbonos de  $C_{10}$  a  $C_{16}$ <sup>62</sup> para los cálculos del equilibrio Líquido-Sólido (ELS).

En este trabajo el equilibrio Líquido – Sólido, empleado para la determinación del punto de niebla o fusión, se desarrolla considerando dos modelos principales. Primero, según el modelo descrito por Won (1986), el cual es el más sencillo , y en segundo lugar, las correlaciones modificadas por Hansen et al. (1988), el cual se basa en la teoría de la solución de polímeros (Flory, 1953) y considera además los efectos de las fuerzas intermoleculares debido a la forma del cristal, tensión superficial.

### I.1. MODELO DE WON

El potencial químico del componente i en la fase líquida a la temperatura T puede expresarse como sigue:

$$\frac{\mu_i^L}{RT} = \frac{\mu_i^0}{RT} + \ln(x_i \gamma_i^L) \quad \dots\dots\dots (1)$$

y el potencial químico del componente i en la fase sólida (parafina) es como sigue (Prausnitz et al., 1986):

$$\frac{\mu_i^S}{RT} = \frac{\mu_i^0}{RT} + \ln(s_i \gamma_i^S) - \frac{\Delta H_i^f}{RT} \left( 1 - \frac{T}{T_i^f} \right) \quad \dots\dots\dots (2)$$

---

<sup>62</sup> Hansen, J.H., (Ref.1 -pp. 1939)

En las expresiones 1 y 2:

$i$  = índice de un componente

$\mu^0$  = potencial químico en estado estándar

$\Delta H^f$  = entalpía molar de fusión

$T^f$  = temperatura del punto de fusión del componente puro

$x$  = fracción mol de la fase líquida

$s$  = fracción mol de la fase sólida (cera)

$\gamma^L$  = coeficiente de actividad de la fase líquida

$\gamma^S$  = coeficiente de actividad de la fase sólida

$R$  = constante de los gases

Si a una temperatura dada el cambio en la energía de Gibbs asociada con la formación de la fase sólida es negativo para todas las posibles composiciones de la fase sólida, el sólido (parafina) no se forma, por ejemplo en el caso de que la temperatura  $T$  sea más alta que el punto de niebla.

$$\Delta G = \sum_i n_i^S \mu_i^S + \sum_i n_i^L \mu_i^L - \sum_i n_i^F \mu_i^F \leq 0 \dots \dots \dots (3)$$

En la ecuación 3:

$n$  = número de moles

$F$  = flujo de la mezcla total (carga).

En el equilibrio termodinámico entre la fase líquida y sólida, la siguiente ecuación debe cumplirse para todos los componentes:

$$\frac{\Delta \mu}{RT} = \frac{(\mu_i^L - \mu_i^S)}{RT} = 0 \dots \dots \dots (4)$$

Won (1985,1986) usó la siguiente expresión para encontrar el coeficiente de actividad del componente  $i$  en ambas fases, líquida y sólida:

$$\ln \gamma_i = \frac{V_i (\delta^* - \delta_i)^2}{RT} \dots\dots\dots (5)$$

Donde:

$\delta_i$  = parámetro de solubilidad de Hildebrant del componente i (Praustnitz et al., 1986); y

$$\delta^* = \sum_i \phi_i \delta_i \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

$\phi_i$  = fracción en volumen del componente i, y es hallado de la siguiente manera:

$\delta^*$  = parámetro de solubilidad de la mezcla

$$\phi_i^L = x_i V_i / \sum x_i V_i \dots\dots\dots (7)$$

$$\phi_i^S = s_i V_i / \sum s_i V_i \dots\dots\dots (8)$$

Donde:

V = volumen molar

### I.1.1. Cálculo del Volumen Molar

El volumen molar de un componente puro se calcula empleando la ecuación de Riazi & Daubert<sup>63</sup>, la cual depende de la temperatura de ebullición y de la gravedad específica del compuesto:

$$V = a T^b S^c$$

Donde:

V = volumen molar cm<sup>3</sup>/g-mol

$$a = 7.6211 * 10^{-5}$$

---

<sup>63</sup> Riazi & Daubert, (Ref.19-pp. 115-116)

$$b = 2.1262$$

$$c = -1.8688$$

### I.1.2. Cálculo de la Temperatura de Ebullición

La temperatura de ebullición, para cada componente, se calcula a partir de la ecuación de Riazi & Daubert<sup>64</sup>:

$$T_b = a(MW)^b \gamma^c \text{EXP} [d(MW) + e\gamma + f(MW)\gamma]$$

Donde:

$T_b$  = temperatura de ebullición

MW = peso molecular

$\gamma$  = gravedad específica

$$a = 6.77857$$

$$b = 0.401673$$

$$c = -1.58262$$

$$d = 3.77409 \cdot 10^{-3}$$

$$e = 2.984036$$

$$f = -4.25288 \cdot 10^{-3}$$

Won da valores para los parámetros de solubilidad de la fase líquida,  $\delta^L$ , hasta C<sub>40</sub>. Estos valores se muestran en la Cuadro I-1.

De acuerdo a Won, los parámetros de solubilidad de los componentes en la fase sólida,  $\delta^S$ , se hallan de la siguiente expresión:

$$\left(\delta_i^S\right)^2 = \left(\delta_i^L\right)^2 + \frac{\Delta H_i^f}{V_i} \dots\dots\dots(9)$$

La entalpía de fusión se estima usando la correlación sugerida por Won:

$$\Delta H_i^f = 0.1426 \cdot MW_i \cdot T_i^f \dots\dots\dots (10)$$

---

<sup>64</sup> Tarek Ahmed, (Ref.46-pp. 39)

Comparando las ecuaciones 2, 4 y 5, las condiciones para el equilibrio termodinámico de la ecuación 6 puede reescribirse como:

$$\frac{s_i}{x_i} = \frac{\gamma_i^L}{\gamma_i^S} \exp \left[ \frac{\Delta H_i^f}{RT} \left( 1 - \frac{T}{T_i^f} \right) \right] \dots\dots\dots (11)$$

Donde:

T = temperatura de fusión de la mezcla

## I. 2. MODELO DE HANSEN

Los resultados obtenidos usando el modelo de Won son mayores que el experimental.<sup>65</sup> Es por esta razón que con la finalidad de ajustar los valores del coeficiente de actividad de la fase líquida y la entalpía de fusión, Hansen et al. (1988) modificó la ecuación a una forma alternativa. Esto fue sugerido usando la teoría de la solución de polímeros como la descrita por Flory (1953) para la fase líquida.

La siguiente relación general termodinámica es usada:

$$\Delta G_{mezcla} = \Delta H_{mezcla} - T\Delta S_{mezcla} \dots\dots\dots (12)$$

Donde:

$\Delta G_{mezcla}$  = cambio de la energía de Gibbs de la mezcla

$\Delta H_{mezcla}$  = cambio de la entalpía de la mezcla

$\Delta S_{mezcla}$  = cambio de la entropía de la mezcla

Para una mezcla ideal:

$$\Delta H_{mezcla} = 0 \dots\dots\dots(13)$$

$$\Delta S_{mezcla} = -k \sum_i n_i \ln \left( \frac{n_i}{\sum_j n_j} \right) \dots\dots\dots(14)$$

<sup>65</sup> Pedersen, (Ref. 34-pp. 218)

Para una mezcla real, Flory usa la siguiente expresión:

$$\Delta H_{mezcla} = kT \sum_i \sum_{i \neq j} n_i v_i X_{ij} \quad , \quad X_{ii} = 0 \dots\dots\dots(15)$$

Donde:

$k$  = constante de Boltzman

$v_i$  = fracción en volumen del componente  $i$

$X_{ij}$  = parámetro de interacción binaria entre los componentes  $i$  y  $j$ .

La fracción en volumen del componente  $i$  puede aproximarse como sigue:

$$v_i = MW_i n_i / ( \sum_j MW_j n_j ) \dots\dots\dots(16)$$

Para los coeficientes de la interacción binaria se aplica la siguiente relación (Flory, 1953):

$$X_{ji} = X_{ij} (MW_j / MW_i) \dots\dots\dots(17)$$

La entropía de la mezcla para una solución de polímeros se expresa como:

$$\Delta S_{mezcla} = -k \sum_i n_i \ln v_i \dots\dots\dots(18)$$

El término  $(n_i / \sum n_j)$ , empleado en el caso ideal (ecuación 14), es reemplazado por  $v_i$  en la ecuación 18. La siguiente expresión puede ahora derivarse de la energía de Gibbs de la mezcla:

$$\Delta G_{mezcla} = kT \sum_i \sum_{i \neq j} n_i v_i X_{ij} + kT \sum_i n_i \ln v_i \dots\dots\dots(19)$$

Por diferenciación parcial de esta expresión con respecto a  $n_i$ , es posible derivar una expresión para el potencial químico del componente  $i$  en la fase líquida:

$$\frac{(\mu_i^L - \mu_i^0)}{RT} = \ln v_i + 1 - v_i - \sum_{j=i} \left( \frac{MW_i}{MW_j} \right) v_j + \sum_{j=i} v_i X_{ij} \sum_{k=i} v_k - \sum_{j=i} \sum_{k \neq j} \left( \frac{MW_i}{MW_j} \right) v_k v_j X_{kj} \dots\dots\dots(20)$$

Asimismo, la interacción molecular está dividida en tres tipos:

1. PN – PN
2. PN – A
3. A – A

Donde:

P : moléculas parafínica

N : moléculas nafténicas, y

A : moléculas aromáticas

Se asume que la interacción entre componentes parafínicos con otras parafinas es idéntica a aquellos con componentes nafténicos, y viceversa. Los coeficientes de interacción se encuentran de la siguiente forma, basados en datos experimentales de formación de cristales para mezclas reales de petróleo (Hansen et al. 1988):

$$\text{PN-PN} : X_{ij} = 2.17884 \cdot 10^{-3} |MW_i - MW_j| \dots\dots\dots(21)$$

$$\text{PN-A} : X_{ij} = -1.76960 \cdot 10^{-4} (MW_i - MW_j) \dots\dots\dots(22)$$

$$\text{A - A} : X_{ij} = -8.53350 \cdot 10^{-3} |MW_i - MW_j| \dots\dots\dots(23)$$

Donde:

$MW_i$ , el peso molecular del componente  $i$ , es mayor que el peso molecular del componente  $j$ ,  $MW_j$ .

Ambas fases, líquido y sólido han sido hasta ahora tratados como un sistema y las contribuciones interfaciales han sido obviadas.

El proceso de cristalización, según Mandelkern (1964), consiste de dos procesos básicos, la nucleación y el crecimiento del cristal. La nucleación es una condición necesaria para el crecimiento del cristal. Las estructuras cristalinas por debajo de cierto tamaño pueden ser inestables y descomponerse, debido a la tensión superficial de la contribución del cristal y al potencial químico de la fase cristalina. Asumiendo un cristal esférico de radio  $r$ , su contribución es igual a:

$$\Delta G_v = 4\pi r^2 \sigma$$

El cambio de energía de Gibbs relacionado con la fase de transición de estado líquido a sólido para un cristal:

$$\Delta G = 4\pi r^3 \Delta G / MW_i \quad \dots\dots\dots(24)$$

Donde:

$\Delta G_v$  = cambio de energía libre por volumen

$r$  = radio del núcleo, y

$\sigma$  = tensión superficial de la fase sólida

Como el volumen del cristal es igual a  $4/3\pi r^3$ , el cambio correspondiente al potencial químico se convierte en:

$$\Delta \mu_0 = \frac{4\pi r^2 \sigma V}{\frac{4}{3}\pi r^3} = \frac{3\sigma V}{r} \quad \dots\dots\dots(25)$$

Donde:

$V$  : volumen molar del cristal

La contribución de la tensión superficial a la energía de Gibbs puede, en ausencia de otras partículas sólidas, causar un sobreenfriamiento.

El menor radio al cual los cristales son estables es llamado radio crítico,  $r^*$ .



Hansen et al. (1988) modificó la ecuación 4 para incluir la contribución de la tensión superficial:

$$\frac{\mu_i^S}{RT} = \frac{\mu_i^0}{RT} + \ln s_i - \frac{\Delta H_i^f}{RT} \left( 1 - \frac{T}{T_i^f} \right) + \frac{3\sigma V_i}{rRT} \dots\dots\dots(26)$$

En esta ecuación, todos los coeficientes de actividad del estado sólido se asumen igual a la unidad, por ejemplo, la fase sólida se asume como ideal. El punto de niebla puede colocarse insertando dentro de la ecuación 6 la expresión para  $\mu_i^L$  dada en la ecuación 20 y la expresión para  $\mu_i^S$  dada en la ecuación 26.

El radio crítico,  $r^*$ , se asume igual a  $10^{-8}$  m, y la tensión superficial de la partícula,  $\sigma$ , se aproxima al valor parafínico 31.18 mN/m.

En los Cuadros I-1 e I-2 se presentan los resultados del punto de fusión, para el petróleo (fracciones  $C > 10$ ) a las condiciones del fondo de pozo.

CUADRO I-1  
EQUILIBRIO SÓLIDO-LÍQUIDO PARA EL PETRÓLEO A CONDICIONES DEL FONDO DE POZO

MÉTODO DE WON

Datos de Inicialización:

Temperatura Asumida (°F) =	88.0
R (btu/(°R <sup>4</sup> lb-mol) =	1.99
Volumen del Líquido (pie <sup>3</sup> ) =	645.7
Volumen de Parafina (pie <sup>3</sup> ) =	7.1
Volumen del Líquido+ Sólido (pie <sup>3</sup> ) =	269.6

Principales parámetros calculados:

$\delta_{mezcla}^*$ =	892.3
$\gamma_{C16+ líquido}$ =	1.000
$X_{C16+}$ =	0.550
$\gamma_{C16+ sólido}$ =	1.00
$S_{C16+}$ =	1.00
$T_{C16+}^f$ (°F) =	118.3
Entalpia de fusión, $\Delta H$ (BTU/mol lb) =	9329.5

Resultado:

TEMPERATURA  
DE FUSIÓN, °F 93.98

Compuesto	Fración molar del líquido	$\delta^*$ (Btu/pie) <sup>0.5</sup>	Temp. Ebullición (°R)	Volumen Molar, $V_i$ (pie <sup>3</sup> /lb-mol)	$X_i V_i$	$\phi_{iL}$	$\phi_i^* \delta_i$	$\gamma_{Líquido}$	Temp. Fusión (°R)	$\Delta H^f$ (Btu/mol)
Decano	0.064	866.375	805.170	0.00784	0.000	0.044	38.467	1.005	438.30	209.226
Undecano	0.072	874.241	844.270	0.00849	0.001	0.054	47.448	1.003	445.68	425.503
Dodecano	0.073	879.860	880.970	0.00914	0.001	0.059	52.128	1.001	474.48	679.529
Tridecano	0.088	885.478	915.470	0.00980	0.001	0.077	68.000	1.000	482.04	920.485
Tetradecano	0.079	889.973	947.970	0.01045	0.001	0.073	65.364	1.000	502.20	1198.760
Pentadecano	0.076	894.468	978.770	0.01111	0.001	0.075	67.181	1.000	509.40	1459.150
Hexadecano+	0.550	897.839	1310.697	0.01259	0.007	0.617	553.728	1.000	578.28	9329.463
TOTAL	1.00				0.011		892.316			

CUADRO I-2  
EQUILIBRIO SÓLIDO-LÍQUIDO PARA EL PETRÓLEO A CONDICIONES DEL FONDO DE POZO

MÉTODO DE HANSEN

Temperatura Asumida (°F) 88.00

Propiedades de la parafina C<sub>16+</sub> (cristales):

R (btu/°R<sup>3</sup>·mol) = 1.990  
 radio crítico(pies)= 3.26E-08  
 Tensión Superficial (btu/pie) 0.002  
 Volumen molar del cristal (pie<sup>3</sup>/mol) 0.001  
 S<sub>C16+</sub> = 1.000  
 X<sub>C16+</sub> = 0.550  
 T<sub>f C16+</sub> (°F) = 118.277  
 ΔH (Btu/mol) 9329.46

TEMPERATURA DE FUSIÓN, °F = 88.08

Compuesto	Peso Molecular	Frac. molar del líquido	ρ (lb/pe <sup>3</sup> )	moles totales	moles de fase líquida, n <sub>l</sub>	PMi <sup>n<sub>l</sub></sup>	v <sub>l</sub>	ln v <sub>l</sub>	v/PM <sub>i</sub>	PMi <sup>n<sub>l</sub></sup> ·S(v/PM <sub>i</sub> )	X <sub>16-j</sub>	v <sup>n<sub>l</sub></sup> ·X <sub>16-j</sub>	sum (v <sup>n<sub>l</sub></sup> -15)	S(v <sup>n<sub>l</sub></sup> X <sub>16-j</sub> )·S <sub>vk</sub>
Decano	142.280	0.064	48.569	9.469	38.808	5237.062	0.027	-3.831	0.000	0.391	0.723	0.018		
Undecano	156.306	0.072	49.258	7.547	41.549	6494.345	0.033	-3.415	0.000	0.425	0.692	0.023		
Dodecano	170.332	0.073	49.942	6.093	42.130	7176.016	0.036	-3.316	0.000	0.463	0.662	0.024		
Tridecano	184.358	0.088	50.629	6.923	50.931	9389.625	0.048	-3.047	0.000	0.493	0.631	0.030		
Tetradecano	198.364	0.079	51.316	5.930	45.680	9062.185	0.046	-3.082	0.000	0.536	0.600	0.028		
Pentadecano	212.410	0.076	51.940	5.599	43.939	9333.064	0.047	-3.053	0.000	0.576	0.570	0.027		
Hexadecano+	473.949	0.550	59.313	39.956	318.441	150924.598	0.784	-0.270	0.002	0.626	0.000			
		1.000		81.517	578.478	197816.898	1.000					0.150	0.236	0.036

Compuesto	X <sub>1j</sub>	X <sub>2j</sub>	X <sub>3j</sub>	X <sub>4j</sub>	X <sub>5j</sub>	X <sub>6j</sub>	X <sub>7j</sub>	(PM/PM <sub>i</sub> ) <sup>n<sub>l</sub></sup> ·v <sub>l</sub> <sup>n<sub>l</sub></sup> ·X <sub>16-j</sub>
Decano	0.00	-0.03	-0.06	-0.09	-0.12	-0.15	-0.72	
Undecano	0.03	0.00	-0.03	-0.06	-0.09	-0.12	-0.69	0.00008
Dodecano	0.06	0.03	0.00	-0.03	-0.06	-0.09	-0.66	0.00020
Tridecano	0.09	0.06	0.03	0.00	-0.03	-0.06	-0.63	0.00041
Tetradecano	0.12	0.09	0.06	0.03	0.00	-0.03	-0.60	0.00064
Pentadecano	0.15	0.12	0.09	0.06	0.03	0.00	-0.57	0.00074
Hexadecano+								
Σ((PM <sub>i</sub> /PM <sub>j</sub> ) <sup>n<sub>l</sub></sup> ·v <sub>l</sub> <sup>n<sub>l</sub></sup> ·X <sub>16-j</sub> )	0.002							

## BIBLIOGRAFIA

1. AICHE Journal, Hansen, J.H. & Fredenslund, December 1988, Vol 34 Nro. 12 pp. 1937-1942, "A Thermodynamic Model For Predicting Wax Formation in Crude Oils"
2. ASTM 1998, Method ANSI/ASTM D96  
"Water and sediments in Crude Oil", American Society Testing and Materials
3. ASTM 1998, Method ANSI/ASTM D97  
"Pour Point of Petroleum Oils", American Society Testing and Materials
4. ASTM 1998, Method ANSI/ASTM D287  
"API Gravity", American Society Testing and Materials
5. Becker, J.R., "CRUDE OIL WAXES, EMULSIONS, AND ASPHALTENES"  
Ed. PennWell Publishing Company – U.S.A., 1997  
pp. 101-208
6. Casing S.A., "Manual de Plunger Lift"  
Argentina – 1997
7. Champion Chemicals, Inc., "Champion News", May 1981
8. Chemical Engineering Science, Soave, G., Vol 27, 1972  
"Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of States",  
pp.1197-1198
9. Comunication For The Oil Industry, Dr. Liebold, G., & Rehberg, W., pp. 1-2  
"The Use of Wetting Agents for Dewaxing Oil Wells"

10. Diversified Chemicals Corp.. Stout, Ch.  
“Problems, Testing And Control of Oilfield Wax Deposition”
11. Engineering Data Book, FPV, Sección 8, pp. 1-5
12. Exxon Chemical Company, “TECHNICAL SKILLS TRAINING”, 1989
13. Fluid Phases Equilibria, Won, K.W., Vol. 30, 1986, pp. 277  
“Thermodynamics for Solid Solution-Liquid-Vapor Equilibria: Wax Phase Formation From Heavy Hydrocarbon Mixtures”
14. Halliburton Services, “ Use Chemical Solutions for Paraffin Problems”  
CS-5041
15. Hart´s Petroleum Engineer International, Julio 1998, pp. 29-33  
“Surfactant Prevents Wax Crystallization Solubilizes Paraffin”
16. Hein, M.A., “Simple User´s Manual”  
Capítulo 5: “Pipeline Hydraulics And Heat Transfer Programs”, pp.29  
Ed Pennwell – U.S.A. – 1984
17. “HOT OIL” Practices Target of Sandia Study, New Software  
<http://www.sandia.gov/eeseector/gs/gt/staff/ajmansu.htm>
18. Hydrocarbon Processing, Parrott, K.S., March 1991, Vol. 70, Nro. 3  
pp. 60-65, “Better Crude Oil Samples System”
19. Hydrocarbon Processing, Riazi, M.R. & Daubert, T.E., March 1980  
pp. 115-116, “Symplify Property Predictions”

20. Industry Engeneery Chemical Process Desing, Riazi, M.R, December 19, 1980  
pp. 289
21. Industry Engeneery Chemical Process Desing, Schou, K., Pedersen, Thomassen P., & Fredeslund, Aa., December 1985, Nro.24, pp. 948-954  
“Thermodynamics of Petroleum Mixtures Containing Heavy Hydrocarbons  
Efficient Flash Calculation Procedures Using The SRK Equation of State”
22. Journal Petroleum Engineering, Setiembre 1956  
pp. 95
23. Journal of Petroleum Science And Engineering, Leontaritis, K.J., & Mansoori, G.A., Vol. 2, 1989, pp. 1-12
24. Journal of Petroleum Technology, Carnahan, N.F., Vol. 41, Nro.11, Oct. 1989  
pp. 1024-1025, 1106, “Paraffin Deposition In Petroleum Production”
25. Kuong, J.F., “APPLIED NOMOGRAPHY”- VOLUMEN I  
Ed. Gulf Publishing Company - U.S.A., 1965
26. Microbac International Co.  
<http://www.micro-bac.com>
27. Morrison & Boyd, “QUÍMICA ORGÁNICA”, pp.75-90  
Ed. Addison-Wesley Iberoamericana - U.S.A., 1990  
Quinta Edición
28. Nelson, “PETROLEUM REFINER& ENGINEERING”  
Ed. Mac Graw Hill – U.S.A., 1958  
Cuarta Edición

29. Nind, T.E.W., "FUNDAMENTOS DE PRODUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS"  
Ed. Limusa – México, 1987
30. Oil & Gas Journal, Hicks, G.A., August 20, 1990, pp. 85-90  
"Uniform Program Reduces Paraffin Removal Costs"
31. Oil & Gas Journal, Nelson, G.V., Shierberg, G.R., March 21, 1983, pp. 108-120  
"Modern Crude Oil Assay Practices: The TEXACO System"
32. Oil & Gas Journal, Svetgoff, J., February 27, 1984, pp. 79-82  
"Paraffin Problems Can Be Resolved With Chemicals"
33. Oil & Gas Journal, Kartostmodjo, T. & Schmidt, Z., Julio 1994, pp. 52  
"Large Data Bank Improves Crude Physical Property Correlations"
34. Pedersen, K.S., Fredenslund, Aa., & Thomassen, P., "PROPERTIES OF OILS AND NATURAL GASES"  
Ed. Gulf Publishing Company - U.S.A., 1989  
Primera Edición
35. Petróleos del Perú - Operaciones en el Noroeste, "MANUAL PARA OPERADORES DE SERVICIO DE POZO"  
Marzo 1975
36. Petroleum Engineer International, June, 1989, pp. 17-20  
"Control Paraffin Buildup With Chemical Prevention Programs"
37. Petroleum Engineer International, October 1994, pp. 26-28  
"Control Paraffin With Well Bore Insulating Gelled Fluids"

38. Petro-Tech Peruana S.A.  
Dpto. Producción
39. Phoenix Chemical Corp.  
<http://www.phoenixchemical.com>
40. Porras, E., Copias del Curso “Economía de los Procesos”, 1998
41. Praunitz, J., Lichtenthaler, R., Gomes, E., “MOLECULAR THERMODYNAMICS OF FLUID-PHASE EQUILIBRIA”  
Ed. Prentice Hall Inc. – U.S.A., 1999  
Tercera Edición
42. Reid, R., Prausnitz, J., & Poling, B., “THE PROPERTIES OF GASES AND LIQUIDS”  
Ed. McGraw Hill Book Company - U.S.A., 1986  
Cuarta Edición
43. Revue de L’Institut Francais Du Pétrole, Sep-Oct 1979  
pp. 771-810
44. Rodriguez, V., “DICCIONARIO BURSÁTIL ECONÓMICO Y FINANCIERO”  
Ed. IGMontero S.R.L. – Perú, 1998, pp. 102
45. Smith & Van Ness, “INTRODUCCIÓN A LA TERMODINÁMICA EN INGENIERÍA QUÍMICA”  
Ed. Mac Graw Hill – México, 1989  
Cuarta Edición
46. Tarek Ahmed, “HYDROCARBON PHASE BEHAVIOR”  
Ed. Gulf Publishing Company - U.S.A., 1989, Primera Edición



47. Technical Data Book- Petroleum Refining, Junio 1986  
Ed. Global Engineering Documents
  
48. Transactions Petroleum. AIME, Nathan, Vol. 204, 1955, pp. 151-155  
“Solubility Studies on High Molecular Weigth Paraffin Hydrocarbons Obtained  
from Petroleum Rod Waxes”
  
49. Wauquier, J.P., “LE RAFFINAGE DU PÉTROLE”  
Ed. Publications de L’Institut Francais du Pétrole (I.F.P.) – Francia, 1994  
Cap. 4, pp. 88-175
  
50. Winkler, H., & Smith S., “CAMCO Gas Lift Manual”  
Camco Oincorporated, U.S.A. - 1962