



---

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

“EL ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS  
PRODUCTORES DE ACEITE EXTRAPESADO CON  
TERMINACIÓN SUBMARINA CONSIDERANDO EL RELIEVE  
DEL LECHO MARINO”.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

ÁNGEL GARCÍA HERNÁNDEZ

DIRECTOR: M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda.



MÉXICO D.F., CD. UNIVERSITARIA, AGOSTO 2011



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## AGRADECIMIENTOS.

Agradezco a Dios por llenar mi vida de dicha y bendiciones.

Esta tesis esta dedica a mis padres Juan y Flavia, a quienes agradezco su amor, apoyo y comprensión sin ellos simplemente esto no podría ser posible; eternas gracias, los amo.

Agradezco a mi hermana Delia, gracias por todo tu apoyo, paciencia y tiempo.

Agradezco a Bety, por brindarme su amor, amistad y apoyo en los momentos más difíciles.

Agradezco a mis amigos: Eduardo, Osvaldo, Roxana, Gerardo, Juan Carlos, Antonio, Fernando, Cesar, Victor Hugo, Adriana, Gabriela, Griselda, Gerson, Francisco, Ulises, Natalia, Rodrigo, Javier, Raul, Daniel, Arturo, Rodolfo... por su apoyo, confianza y lealtad.

Agradezco a todos mis maestros por ofrecerme su entrega y sabiduría.

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México, a la Facultad de Ingeniería y al Instituto Mexicano del Petróleo por ofrecerme todas las oportunidades y facilidades para desarrollarme en los planos personal y profesional, estaré siempre en deuda.

Este trabajo de tesis titulado, “EL ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS PRODUCTORES DE ACEITE EXTRAPESADO CON TERMINACIÓN SUBMARINA CONSIDERANDO EL RELIEVE DEL LECHO MARINO” es una idea original del **M.I. Juan de la Cruz Clavel López**, coordinador de proyectos del Instituto Mexicano del Petróleo, quien se desempeñó como asesor externo.

“GRACIAS AMIGO CLAVEL”.

**“EL ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS PRODUCTORES DE ACEITE  
EXTRAPESADO CON TERMINACIÓN SUBMARINA CONSIDERANDO EL RELIEVE  
DEL LECHO MARINO”.**

PAGÍNA

<b>Índice.</b> .....	I
<b>Índice de figuras.</b> .....	v
<b>Índice de tablas.</b> .....	viii
<b>Resumen.</b> .....	xi
<b>Introducción.</b> .....	xii

## CAPÍTULO I

<b>Flujo multifásico en tuberías verticales, horizontales e inclinadas.</b> .....	1
<b>1.1 Fundamentos de flujo a través de tuberías.</b> .....	2
1.1.1 Ecuación de balance de energía. ....	2
1.1.2 Pérdidas de presión por fricción. ....	5
a) Ecuación de Darcy. ....	5
b) Factor de fricción. ....	5
c) Número de Reynolds. ....	5
d) Número de Froude. ....	6
<b>1.2 Flujo multifásico en tuberías.</b> .....	9
1.2.1 Conceptos y ecuaciones fundamentales. ....	10
1.2.1.1 Patrones de flujo. ....	10
1.2.1.1.1 Patrones para flujo horizontal y cercanamente horizontal. ....	11
1.2.1.1.2 Patrones para flujo vertical y fuertemente inclinado. ....	13
1.2.1.2 Resbalamiento. ....	16
1.2.1.3 Colgamiento. ....	16
1.2.1.4 Velocidad de la fase. ....	20
1.2.1.5 Velocidad superficial. ....	20
1.2.1.6 Velocidad de la mezcla. ....	21
1.2.1.7 Densidad de la mezcla de fluidos. ....	22
1.2.1.8 Gasto másico. ....	24
1.2.1.9 Viscosidad de la mezcla. ....	24
<b>1.3 Métodos de flujo multifásico en tuberías verticales, horizontales e inclinadas.</b> .....	25
1.3.1 Métodos de flujo multifásico a través de tuberías verticales e inclinadas. ....	26
1.3.2 Métodos de flujo multifásico en tuberías horizontales. ....	27
<b>1.4 Elección del método de flujo multifásico para el modelo de simulación.</b> .....	29
1.4.1 Método de Beggs y Brill. ....	30
1.4.1.1 Estudio experimental. ....	32
1.4.1.2 Método para el colgamiento de líquido. ....	35
1.4.1.3 Método para el factor de fricción entre ambas fases. ....	40
1.4.1.4 Procedimiento de cálculo. ....	41
1.4.2 Evaluación del método de Beggs y Brill utilizando datos experimentales. ....	42
1.4.2.1 Descripción de las instalaciones experimentales. ....	43
1.4.2.2 Análisis de colgamiento. ....	45
1.4.2.3 Análisis de pérdidas de presión. ....	46

1.4.2.4 Análisis del método de Beggs y Brill.....	47
<b>CAPÍTULO 2</b>	
<b>Sistemas Submarinos de producción.....</b>	<b>48</b>
<b>2.1 Panorama mundial de los principales proyectos en aguas profundas.....</b>	<b>50</b>
<b>2.2 Equipos submarinos de producción.....</b>	<b>54</b>
2.2.1 Múltiples de recolección submarinos (Manifolds).....	54
2.2.1.1 Múltiple de recolección submarina (Manifold).....	54
2.2.1.2 Conexión final de múltiple de producción a tubería (PLEM).....	56
2.2.1.3 Plantilla (Template).....	56
2.2.1.4 Conexión final de la terminación (PLETS /Sleds).....	57
2.2.2 Árboles submarinos.....	58
2.2.2.1 Horizontales (SpollTree).....	59
2.2.2.2 Verticales (Dual Bore Tree).....	60
2.2.3 Sistemas de control.....	61
2.2.3.1 Ensamble terminal submarino del umbilical (SUTA).....	62
2.2.3.2 Unidad de distribución hidráulica (SDU).....	62
2.2.3.3 Unidad de potencia eléctrica (EPU).....	63
2.2.3.4 Unidad de potencia hidráulica (HPU).....	63
2.2.3.5 Modulo de control submarino (SCM).....	64
2.2.3.6 Conectores volantes (Flying Leads).....	64
2.2.3.7 Umbilical.....	65
2.2.4 Conectores submarinos (Jumpers).....	66
2.2.4.1 Conector de cabezal submarino (Well jumper).....	67
2.2.4.2 Conector de líneas de flujo submarinas (Flow line jumpers).....	68
2.2.5 Vehículos de operación remota (ROV).....	68
2.2.6 Sistemas de distribución de la producción.....	70
2.2.6.1 Líneas de flujo (Flowline).....	70
2.2.6.2 Tubería (Pipeline).....	71
2.2.6.3 Tubería ascendente de producción (Riser).....	71
2.2.7 Procesamiento submarino.....	73
2.2.7.1 Separación submarina.....	74
2.2.7.2 Bombeo multifásico.....	76
2.2.7.3 Compresión submarina.....	77
<b>2.3 Arquitectura submarina</b>	<b>78</b>
2.3.1 Configuración pozo satélite.....	79
2.3.2 Configuración de racimo (Cluster).....	80
2.3.3 Configuración de plantilla (Template).....	81
2.3.4 Configuración de maya extendida (Daisy Chain).....	82

## CAPÍTULO 3

<b>Consideraciones generales y puntos de análisis para el modelado de las simulaciones del sistema submarino de producción. . . . .</b>	<b>84</b>
<b>3.1 Efecto Sifón. . . . .</b>	<b>85</b>
3.1.1 Definición del efecto sifón. . . . .	85
3.1.2 Descripción del efecto sifón en el sistema submarino de producción. . . . .	86
<b>3.2 Aspectos relevantes en el modelado de las simulaciones del sistema submarino de producción. . . . .</b>	<b>87</b>
3.2.1 Propiedades de los fluidos a simular. . . . .	87
3.2.1.1 Características de aceites pesados y extrapesados. . . . .	90
3.2.1.2 Modelado del fluido para la simulación. . . . .	92
3.2.2 Condiciones ambientales en la producción de aguas profundas. . . . .	93
3.2.2.1 Aspectos a considerar en la selección de las rutas de líneas de flujo. . . . .	95
3.2.2.2 Condiciones ambientales para el modelo de la simulación. . . . .	96
3.2.3 Configuración y arquitectura del sistema submarino de producción. . . . .	97
a) Árbol submarino de producción. . . . .	98
b) Jumpers. . . . .	99
c) Manifold. . . . .	99
d) Sistemas de control y umbilicales. . . . .	100
3.2.4 Características y propiedades de las líneas de flujo. . . . .	103
3.2.5 Propiedades de los pozos productores. . . . .	104
3.2.5.1 Perforación, tuberías de producción y accesorios. . . . .	105
3.2.5.2 Datos de operación de los pozos. . . . .	107
<b>3.3 Principales puntos de análisis en las simulaciones del sistema submarino de producción. . . . .</b>	<b>108</b>
3.3.1 Problemáticas del aseguramiento de flujo en sistemas de producción costa afuera	108
a) Hidratos. . . . .	109
b) Parafinas y asfáltenos. . . . .	111
c) Alta viscosidad del aceite. . . . .	113
3.3.2 Capacidad de transporte en las líneas de flujo costa afuera. . . . .	115

## CAPÍTULO 4.

<b>Simulación de un sistema submarino de producción, considerando el relieve del lecho marino. . . . .</b>	<b>116</b>
<b>4.1 Descripción del caso base y matriz de escenarios para la simulación de un sistema submarino de producción. . . . .</b>	<b>117</b>
4.1.1 Descripción del escenario caso base. . . . .	117
4.1.2 Descripción de la matriz de escenarios propuestos. . . . .	118
<b>4.2 Resultados de las simulaciones del sistema submarino de producción. . . . .</b>	<b>119</b>
4.2.1 Resultados de la simulación del caso base. . . . .	119
4.2.2 Resultados de las simulaciones de la matriz de escenarios. . . . .	120

4.2.2.1 Simulación de la matriz de escenarios con equipo submarino de Procesamiento. ....	120
4.2.2.2 Simulación de la matriz de escenarios sin equipo submarino de procesamiento. ....	126
<b>4.3 Selección de los escenarios simulados. ....</b>	<b>132</b>
4.3.1 Escenario 1. ....	132
4.3.2 Escenario 2. ....	133
 <b>CAPÍTULO 5.</b>	
<b>Análisis y discusión de resultados. ....</b>	<b>135</b>
<b>5.1 Perfiles de presión del sistema submarino de producción simulado. ....</b>	<b>136</b>
5.1.1 Caso Base. ....	137
5.1.2 Escenario 1. ....	138
5.1.3 Escenario 2. ....	145
<b>5.2 Capacidad de transporte del sistema submarino de producción simulado. ....</b>	<b>151</b>
5.2.1 Caso base. ....	152
5.2.2 Escenario 1. ....	153
5.2.3 Escenario 2. ....	154
<b>5.3 Aseguramiento de flujo del sistema submarino de producción simulado. ....</b>	<b>155</b>
5.3.1 Formación de hidratos. ....	156
5.3.1.1 Caso base. ....	157
5.3.1.2 Escenario 1. ....	158
5.3.1.3 Escenario 2. ....	159
5.3.2 Precipitación de parafinas. ....	161
5.3.2.1 Caso base. ....	162
5.3.2.2 Escenario 1. ....	163
5.3.2.3 Escenario 2. ....	164
5.3.3 Viscosidad del hidrocarburo. ....	165
5.3.3.1 Caso base. ....	166
5.3.3.2 Escenario 1. ....	167
5.3.3.3 Escenario 2. ....	168
<b>5.4 Evaluación costos beneficio y costo de producción del sistema submarino de           producción simulado. ....</b>	<b>169</b>
5.4.1 Caso base. ....	171
5.4.2 Escenario 1. ....	172
5.4.3 Escenario 2. ....	174
 <b>Conclusiones y recomendaciones. ....</b>	<b>xiii</b>
 <b>Bibliografía. ....</b>	<b>xvi</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS.

<b>Figura 1.0</b> Diagrama del flujo en un conducto aislado. . . . .	2
<b>Figura 1.1</b> Esquema de la rugosidad de una sección de tubería. . . . .	6
<b>Figura 1.2</b> Diagrama de Moody. . . . .	7
<b>Figura 1.3</b> Patrones de flujo multifásico para tuberías horizontales (Beggs y Brill). . . . .	11
<b>Figura 1.4</b> Patrones de flujo segregado. . . . .	12
<b>Figura 1.5</b> Patrones de Flujo intermitente. . . . .	12
<b>Figura 1.6</b> Patrones de flujo distribuido. . . . .	13
<b>Figura 1.7</b> Patrones de flujo multifásico para tuberías verticales. . . . .	13
<b>Figura 1.8</b> Patrones de flujo burbuja. . . . .	14
<b>Figura 1.9</b> Patrones de flujo bache. . . . .	14
<b>Figura 1.10</b> Patrones de flujo anular-bache. . . . .	15
<b>Figura 1.11</b> Patrones de flujo anular-niebla. . . . .	15
<b>Figura 1.12</b> Flujo multifásico en tuberías inclinadas. . . . .	16
<b>Figura 1.13</b> Esquema de colgamiento en tuberías. . . . .	17
<b>Figura 1.14</b> Esquema del sistema de pruebas utilizado por Beggs y Brill. . . . .	33
<b>Figura 1.15</b> Colgamiento del líquido vs ángulo de inclinación. . . . .	35
<b>Figura 1.16</b> Colgamiento de líquido horizontal vs colgamiento sin resbalamiento. . . . .	36
<b>Figura 1.17</b> Factor de corrección de inclinación vs ángulo. . . . .	38
<b>Figura 1.18</b> Mapa de patrón de flujo para flujo horizontal. . . . .	39
<b>Figura 1.19</b> Factor de fricción normalizado. . . . .	41
<b>Figura 1.20</b> Esquema de la instalación experimental simulando terreno montañoso. . . . .	43
<b>Figura 1.21</b> Perfil de la sección de banco de prueba. . . . .	44
<b>Figura 2.0</b> Sistema submarino de producción . . . . .	48
<b>Figura 2.1</b> Triangulo dorado de las aguas profundas. . . . .	52
<b>Figura 2.2</b> Manifold de producción submarino. . . . .	54
<b>Figura 2.3</b> Manifold con pozos en arreglo Cluster. . . . .	55
<b>Figura 2.4</b> PLEM. . . . .	56
<b>Figura 2.5</b> Template . . . . .	56
<b>Figura 2.6</b> PLET. . . . .	57
<b>Figura 2.7</b> Árbol Submarino de producción hidráulico y eléctrico respectivamente. . . . .	58
<b>Figura 2.8</b> Árbol Horizontal. . . . .	59
<b>Figura 2.9</b> Árbol vertical. . . . .	60
<b>Figura 2.10</b> Sistema de control submarino (Control hidráulico directo). . . . .	61
<b>Figura 2.11</b> SUTA. . . . .	62
<b>Figura 2.12</b> SDU. . . . .	62
<b>Figura 2.13</b> EPU. . . . .	63
<b>Figura 2.14</b> HPU. . . . .	63
<b>Figura 2.15</b> SCM . . . . .	64
<b>Figura 2.16</b> Flying leads. . . . .	64
<b>Figura 2.17</b> Umbilical. . . . .	65
<b>Figura 2.18</b> Componentes principales de un umbilical. . . . .	66
<b>Figura 2.19</b> Jumper. . . . .	67
<b>Figura 2.20</b> Well Jumper. . . . .	67
<b>Figura 2.21</b> Flow Line Jumper . . . . .	68
<b>Figura 2.22</b> ROV. . . . .	68
<b>Figura 2.23</b> Sistemas de distribución. . . . .	70
<b>Figura 2.24</b> Flowlines. . . . .	70
<b>Figura 2.25</b> Pipeline. . . . .	71

<b>Figura 2.26</b> Riser de producción. . . . .	71
<b>Figura 2.27</b> Riser tensionado. . . . .	72
<b>Figura 2.28</b> Riser con catenaria. . . . .	72
<b>Figura 2.29</b> Riser híbrido. . . . .	73
<b>Figura 2.30</b> Separador submarino. . . . .	75
<b>Figura 2.31</b> Bomba multifásica submarina. . . . .	76
<b>Figura 2.32</b> Compresor submarino. . . . .	77
<b>Figura 2.33</b> a)Esquema de un modelo virtual .del tendido de líneas y cabezal de un pozo satélite b) Diagrama de la configuración de pozo satélite . . . . .	79
<b>Figura 2.34</b> a)Esquema de un modelo virtual .de la configuración de pozos en Cluster b) Diagrama de la configuración de pozo en Cluster. . . . .	80
<b>Figura 2.35</b> a) Esquema de un modelo virtual de la configuración de pozos enTemplate. b) Diagrama de la configuración de pozo en Template. . . . .	81
<b>Figura 2.36</b> a) Esquema de un modelo virtual de la configuración de pozos en Daisy Chain. b) Diagrama de la configuración de pozo en Daisy Chain. . . . .	82
<b>Figura 3.0</b> Esquema del efecto sifón. . . . .	85
<b>Figura 3.1</b> Esquema del efecto sifón en el sistema submarino de producción. . . . .	86
<b>Figura 3.2</b> Gráfica de viscosidad vs temperatura a presión atmosférica. . . . .	88
<b>Figura 3.3</b> Envoltente del fluido producido. . . . .	89
<b>Figura 3.4</b> Existen diferentes viscosidades entre los aceites producidos. . . . .	90
<b>Figura 3.5</b> Mapa de las regiones productoras de crudo pesado y extrapesado. . . . .	91
<b>Figura 3.6</b> Comunidades quimiosintéticas. . . . .	93
<b>Figura 3.7</b> Perfiles verticales de salinidad, temperatura y oxígeno en el Golfo de México. . . . .	94
<b>Figura 3.8</b> Configuración del arreglo de pozos en cluster. . . . .	97
<b>Figura 3.9</b> Diagrama de los sistemas de control y distribución de umbilicales. . . . .	102
<b>Figura 3.10</b> Modelo de cluster de producción para las simulaciones. . . . .	104
<b>Figura 3.11</b> Trayectoria configurada para los pozos Beta. . . . .	105
<b>Figura 3.12</b> Estado mecánico de los pozos Beta. . . . .	106
<b>Figura 3.13</b> El aislamiento térmico en líneas de flujo es una de las medidas tomadas en el aseguramiento de flujo para aguas profundas. . . . .	108
<b>Figura 3.14</b> Bloqueo por hidratos. . . . .	110
<b>Figura 3.15</b> Curva de formación de hidratos. . . . .	110
<b>Figura 3.16</b> Bloqueo por depositación de parafinas y asfáltenos. . . . .	112
<b>Figura 3.17</b> Envoltente de precipitación de asfáltenos, . . . . .	112
<b>Figura 3.18</b> Curva de formación de parafinas . . . . .	113
<b>Figura 3.19</b> La aplicación de químicos disminuye en gran medida la viscosidad del fluido. . . . .	114
<b>Figura 3.20</b> Las emulsiones son un factor importante en la viscosidad de los fluidos producidos. . . . .	114
<b>Figura 3.21</b> Curvas de capacidad de transporte para cuatro diámetros distintos. . . . .	115
<b>Figura 4.0</b> Esquema del caso base. . . . .	117
<b>Figura 4.1</b> Esquemas generalizado de los escenarios propuestos. . . . .	119
<b>Figura 4.2</b> Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 2000 m en línea de flujo con equipo de procesamiento submarino. . . . .	125
<b>Figura 4.3</b> Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 5000 m en línea de flujo con equipo de procesamiento submarino. . . . .	125
<b>Figura 4.4</b> Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 10000 m en línea de flujo con equipo de procesamiento submarino. . . . .	126
<b>Figura 4.5</b> Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 2000 m sin equipo submarino. . . . .	131

<b>Figura 4.6</b> Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 5000 m sin equipo submarino . . . . .	131
<b>Figura 4.7</b> Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 10000 m sin equipo submarino. . . . .	131
<b>Figura 4.8</b> Esquema del escenario1 (alta productividad). . . . .	133
<b>Figura 4.9</b> Esquema del escenario2 (baja productividad). . . . .	134
<b>Figura 5.0</b> Esquema de presión vs. Longitud para el caso base. . . . .	137
<b>Figura 5.1</b> Esquema de presión vs longitud para el escenario 1 con equipo submarino de procesamiento. . . . .	138
<b>Figura 5.2</b> Esquema de presión vs longitud para el escenario 1 sin equipo submarino de procesamiento. . . . .	139
<b>Figura 5.3</b> Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 1 con equipo submarino de procesamiento. . . . .	140
<b>Figura 5.4</b> Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 1 sin equipo submarino de procesamiento. . . . .	141
<b>Figura 5.5</b> Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 1 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso. . . . .	142
<b>Figura 5.6</b> Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 1 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso. . . . .	142
<b>Figura 5.7</b> Esquema de presión vs longitud para el escenario 2 con equipo submarino de procesamiento. . . . .	145
<b>Figura 5.8</b> Esquema de presión vs longitud para el escenario 2 sin equipo submarino de procesamiento. . . . .	146
<b>Figura 5.9</b> Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 2 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso. . . . .	147
<b>Figura 5.10</b> Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 2 sin equipo submarino de procesamiento. . . . .	147
<b>Figura 5.11</b> Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 2 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso. . . . .	148
<b>Figura 5.12</b> Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 2 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso. . . . .	149
<b>Figura 5.13</b> Análisis de capacidad de transporte para el escenario caso base. . . . .	152
<b>Figura 5.14</b> Análisis de capacidad de transporte para el escenario 1. . . . .	153
<b>Figura 5.15</b> Análisis de capacidad de transporte para el escenario 2. . . . .	154
<b>Figura 5.16</b> Envoltente de fases del hidrocarburo producido con su curva de formación de hidratos de gas. . . . .	156
<b>Figura 5.17</b> Perfiles de presión y temperatura. . . . .	157
<b>Figura 5.18</b> Perfiles de presión y temperatura para el escenario 1 con equipo de procesamiento submarino. . . . .	158
<b>Figura 5.19</b> Perfiles de presión y temperatura para el escenario 1 sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	159
<b>Figura 5.20</b> Perfiles de presión y temperatura para el escenario 2 con equipo de procesamiento submarino. . . . .	160
<b>Figura 5.21</b> Perfiles de presión y temperatura para el escenario 2 sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	160
<b>Figura 5.22</b> Número de Reynolds para escenario caso base. . . . .	162
<b>Figura 5.23</b> Comparación del número de Reynolds para escenario 1. . . . .	163
<b>Figura 5.24</b> Comparación del número de Reynolds para escenario 2. . . . .	164
<b>Figura 5.25</b> Comparación de la viscosidad para escenario caso base. . . . .	166

<b>Figura 5.26</b> Comparación de la viscosidad para escenario 1. ....	167
<b>Figura 5.27</b> Comparación de la viscosidad para escenario 2. ....	168

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.0</b> Valores de rugosidad más comúnmente empleados en la industria petrolera. ....	6
<b>Tabla 1.1</b> Mezclas multifásicas más comúnmente producidas. ....	9
<b>Tabla 1.2</b> Coeficientes para la ecuación 1.15 para los diferentes patrones de flujo. ....	19
<b>Tabla 1.3</b> Descripción de los métodos flujo multifásico en tuberías verticales. ....	27
<b>Tabla 1.4</b> Descripción de los métodos de flujo multifásico en tuberías horizontales. ....	28
<b>Tabla 1.5</b> Condiciones de diseño del método de Beggs y Brill. ....	31
<b>Tabla 1.6</b> Ecuaciones para la predicción del colgamiento de líquido. ....	38
<b>Tabla 1.7</b> Datos de las secciones empleadas en el banco de pruebas. ....	44
<b>Tabla 1.8</b> Análisis estadístico del colgamiento. ....	45
<b>Tabla 1.9</b> Análisis estadístico de las pérdidas de presión. ....	46
<b>Tabla 2.0</b> Definición de explotación de hidrocarburo costa afuera. ....	51
<b>Tabla 2.1</b> Principales proyectos en aguas profundas. ....	53
<b>Tabla 2.2</b> clasificación de los ROV's. ....	69
<b>Tabla 3.0</b> Datos de análisis PVT. ....	87
<b>Tabla 3.1</b> Datos de viscosidades a presión atmosférica. ....	88
<b>Tabla 3.2</b> Datos de composición original del aceite. ....	89
<b>Tabla 3.3</b> Datos de las propiedades del fluido para el modelado del fluido en el simulador. ....	93
<b>Tabla 3.4</b> Datos de temperatura y tirante de agua definidos para las simulaciones. ....	96
<b>Tabla 3.5</b> Características de los árboles submarinos de producción. ....	98
<b>Tabla 3.6</b> Características de los jumpers. ....	99
<b>Tabla 3.7</b> Características de los manifolds. ....	99
<b>Tabla 3.8</b> Características generales de los umbilicales. ....	100
<b>Tabla 3.9</b> Características y propiedades de los módulos de control. ....	101
<b>Tabla 3.10</b> Conductividad térmica de materiales empleados para el aislamiento de líneas de flujo. ....	103
<b>Tabla 3.11</b> Configuración de pozo Beta metros desarrollados y verticales. ....	105
<b>Tabla 3.12</b> Datos de operación de los pozos. ....	107
<b>Tabla 4.0</b> Matriz de escenarios propuestas. ....	118
<b>Tabla 4.1</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de los pozos para el caso base. ....	119
<b>Tabla 4.2</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 16 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. ....	121
<b>Tabla 4.3</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 18 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. ....	121
<b>Tabla 4.4</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 20 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. ....	121
<b>Tabla 4.5</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 16 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. ....	122
<b>Tabla 4.6</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 18 pg. de diámetro con equipo de procesamiento	

submarino. . . . .	122
--------------------	-----

<b>Tabla 4.7</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 20 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. . . . .	122
---	-----

<b>Tabla 4.8</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 16 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. . . . .	123
---	-----

<b>Tabla 4.9</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 18 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. . . . .	123
---	-----

<b>Tabla 4.10</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 20 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. . . . .	123
--	-----

<b>Tabla 4.10</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 16 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. . . . .	124
--	-----

<b>Tabla 4.11</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 18 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. . . . .	124
--	-----

<b>Tabla 4.12</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 20 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino. . . . .	124
--	-----

<b>Tabla 4.13</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 16 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	126
--	-----

<b>Tabla 4.14</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 18 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	127
--	-----

<b>Tabla 4.15</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 20 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	127
--	-----

<b>Tabla 4.16</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 16 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	127
--	-----

<b>Tabla 4.17</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 18 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	128
--	-----

<b>Tabla 4.18</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 20 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	128
--	-----

<b>Tabla 4.19</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 16 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	128
--	-----

<b>Tabla 4.20</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 18 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. . . . .	129
--	-----

<b>Tabla 4.21</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 20 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento	
---	--

submarino. ....	129
<b>Tabla 4.22</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 16 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. ....	129
<b>Tabla 4.23</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 18 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. ....	130
<b>Tabla 4.24</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 20 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino. ....	130
<b>Tabla 4.25</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de los pozos para el escenario 1. ....	132
<b>Tabla 4.26</b> Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de los pozos para el escenario 2. ....	133
<b>Tabla 5.0.</b> Presiones en puntos de interés para el caso base. ....	138
<b>Tabla 5.1</b> Comparación de presiones en los elementos del sistema para el escenario 1. ....	143
<b>Tabla 5.2</b> Comparación de gastos de aceite, gas y presiones en cabeza para los dos tipos de terreno con equipos de procesamiento para el escenario 1. ....	144
<b>Tabla 5.3</b> Comparación de gastos de aceite, gas y presiones en cabeza para los dos tipos de terreno sin equipo de procesamiento para el escenario 1. ....	144
<b>Tabla 5.4</b> Comparación de presiones en los elementos del sistema para el escenario 2. ....	149
<b>Tabla 5.5</b> Comparación de gastos de aceite, gas y presiones en cabeza para los dos tipos de terreno con equipo de procesamiento para el escenario 2. ....	150
<b>Tabla 5.6</b> Comparación de gastos de aceite, gas y presiones en cabeza para los dos tipos de terreno sin equipo de procesamiento para el escenario 2. ....	150
<b>Tabla 5.7</b> Ejemplo numérico de proyecciones económicas para caso base. ....	170
<b>Tabla 5.8</b> Costos para escenario caso base. ....	170
<b>Tabla 5.9</b> Evaluación costo beneficio y costo producción para el escenario base. ....	171
<b>Tabla 5.10</b> Costos totales de los elementos del escenario 1 con equipo submarino. ....	172
<b>Tabla 5.11</b> Evaluación costo beneficio y costo producción para el escenario 1 con equipo de procesamiento submarino. ....	172
<b>Tabla 5.12</b> Costos totales de los elementos del escenario 1 sin equipo submarino. ....	173
<b>Tabla 5.13</b> Evaluación costo beneficio y costo producción para el escenario 1 sin equipo de procesamiento submarino. ....	173
<b>Tabla 5.14</b> Costos totales de los elementos del escenario 2 con equipo submarino. ....	174
<b>Tabla 5.15</b> Evaluación costo beneficio y costo producción para el escenario 2 con equipo de procesamiento submarino. ....	174
<b>Tabla 5.16</b> Costos totales de los elementos del escenario 2 sin equipo submarino. ....	175
<b>Tabla 5.17</b> Evaluación costo beneficio y costo producción para el escenario 2 sin equipo de procesamiento submarino. ....	175

## **RESUMEN.**

Este trabajo de tesis, tiene como objetivo, describir y demostrar que el efecto sifón generado por el relieve del lecho marino en pendiente negativa ayuda a incrementar la productividad en pozos.

Con ayuda de los resultados arrojados por un software de simulación de flujo multifásico en estado estacionario se demostró el efecto sifón y su influencia en el comportamiento productivo de los pozos.

Las simulaciones propuestas corresponden a un sistema submarino de producción hipotético con seis pozos productores de crudo pesado de 10<sup>0</sup>API con terminación submarina, ubicado en aguas profundas (tirante de agua 1000 m).

Se establecieron parámetros para las simulaciones de una matriz de escenarios y un caso base. En la matriz de escenarios, se compararon los valores de presión en cabeza de pozos y el gasto de aceite. Fue así como se agruparon los escenarios en dos casos: de alta y baja productividad de aceite.

Se elaboró el análisis y discusión de resultados de los dos escenarios seleccionados y el escenario caso base. En los cuales se estudiaron los fenómenos que influyen en el comportamiento productivo, específicamente hablando en el comportamiento de presión y temperatura en el sistema, aseguramiento de flujo, capacidad de transporte y finalmente una comparación económica entre caso base y los escenarios seleccionados, y por último obtener las respectivas conclusiones y recomendaciones.

## INTRODUCCIÓN.

Ante la inminente caída de la producción en las regiones de explotación de hidrocarburos en México, es de vital importancia explorar y consumir una explotación en zonas con potencial de reservas de hidrocarburos. Por lo tanto, las aguas profundas del Golfo de México representan la zona más prometedora para satisfacer la demanda de energéticos y convertirse en áreas estratégicas para el desarrollo petrolero de México.

La experiencia en México de la explotación de aguas profundas es mínima; por lo tanto, es necesario el aprovechamiento de tecnologías para lograr el progreso en la explotación de los campos en aguas profundas.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) han tomado este reto y han emprendido proyectos a largo y mediano plazo para la exploración, y perforación de pozos en aguas profundas, todo esto con el fin de beneficiar al país, con estos recursos.

El objetivo general de este trabajo de tesis es demostrar mediante un simulador de flujo multifásico en estado estacionario, la posibilidad de aprovechar las condiciones del relieve del terreno en pendiente negativa, con el propósito de incrementar la productividad de pozos. Todo esto sirviéndose del fenómeno hidráulico llamado “efecto sifón”. Además de analizar cómo repercuten estas condiciones en la capacidad de transporte y aseguramiento de flujo.

Lo que se aporta en este trabajo de tesis es una visualización técnico-económica de cómo se desempeñarían los proyectos de explotación en campos nuevos, tales como los ubicados en aguas profundas. Además se brinda una descripción general de los equipos, así como las problemáticas y conceptos que se involucran a la extracción de hidrocarburos en aguas profundas, y se plantean posibles soluciones ante el reto del aseguramiento de flujo de crudos extrapesados en aguas profundas.

La intención de este trabajo es ser un precedente para una posible aplicación a un caso real y específico, orientado a la problemática de la producción de crudo extrapesado en aguas profundas. La tentativa es que sea consultado y considerado en proyectos de ingeniería petrolera, apoyando a futuras condiciones de simulación, y tener beneficios para México.



## CAPÍTULO 1

### **Flujo multifásico en tuberías verticales, horizontales e inclinadas.**

Para la explotación de los hidrocarburos en aguas profundas es necesario el transporte de la producción mediante líneas de flujo que puedan recorrer varios kilómetros en el lecho marino hasta llegar al Riser de producción que se encuentra posicionado en instalaciones superficiales de procesamiento y/o almacenamiento.

Para el óptimo transporte de hidrocarburos por tuberías se requiere de un estudio de flujo multifásico, debido a la presencia de una fase líquida y una fase gaseosa, lo que complica el cálculo de los gradientes de presión necesarios para el transporte de la producción.

Para el diseño de flujo multifásico en tuberías es necesario considerar los diferentes fenómenos fisicoquímicos que ocurren a lo largo de la línea de flujo, debido a los cambios de presión y temperatura que provoca variaciones en las densidades, velocidades, viscosidades y de volumen de cada fase.

Las pérdidas de energía en el transporte de la producción, se traduce como la pérdida de presión a lo largo de la tubería. Los tres principales factores que alteran las caídas de presión en tuberías, para cualquier tipo de fluido y configuración de tubería son los efectos gravitacionales, la fricción y los cambios de energía cinética.

Para la predicción de las pérdidas de energía antes mencionadas diversos investigadores desarrollaron métodos de flujo multifásico con bases experimentales. Tales métodos están configurados para cuantificar estas pérdidas bajo condiciones específicas del sistema y propiedades del fluido.

En tuberías verticales e inclinadas con flujo ascendente, el principal factor de pérdida de presión es la elevación, mientras que para tuberías horizontales, el principal factor es la fricción a lo largo de la tubería.

En este capítulo se revisarán los conceptos básicos y las principales propiedades que afectan el flujo multifásico en tuberías horizontales, verticales e inclinadas así como el método de flujo multifásico empleado en este trabajo de tesis para el cálculo de las presiones en las simulaciones realizadas.

**1.1 Fundamentos de flujo a través de tuberías.**

**1.1.1 Ecuación de balance de energía.**

La base teórica para los métodos de flujo multifásico es la ecuación de balance de energía, que es una expresión para la conservación de la energía entre dos puntos en un sistema. Establece que un fluido con flujo en régimen permanente al abandonar una parte de un sistema, lo hace con una energía igual a aquella con la que entró, más el trabajo suministrado por el sistema a este fluido o menos el trabajo cedido por éste al sistema. La ecuación de balance de energía está desarrollada primeramente por principios de propiedades termodinámicas, y está modificada de la forma de una ecuación de gradiente de presión<sup>1</sup>.

Si esta ecuación es analizada desde un nivel macroscópico, la energía está asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa por un elemento aislado de un sistema.

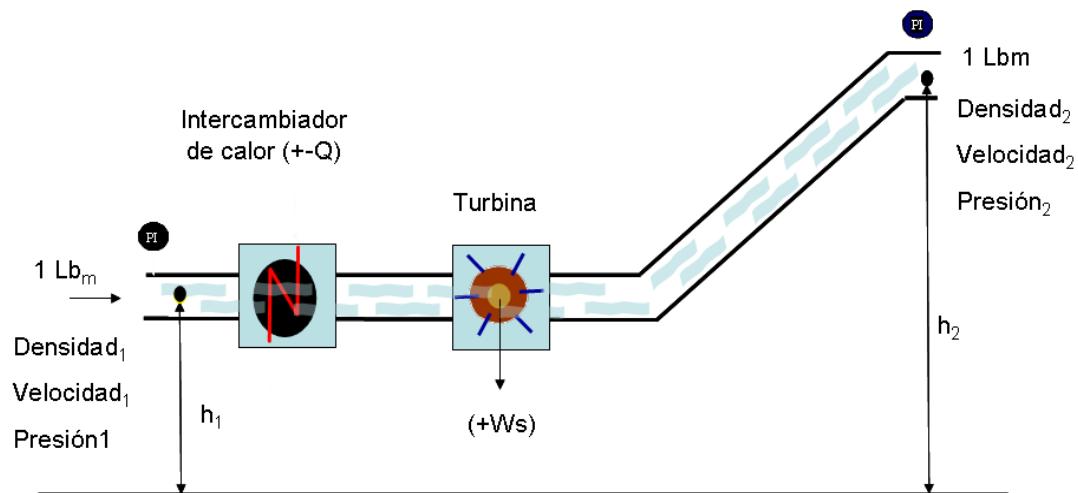


Figura 1.0 Diagrama del flujo en un conducto aislado, (Curso de flujo multifásico, UNAM 2008-1 Ing. María Isabel Villegas Javier).

De acuerdo a la ley de conservación de la energía:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde:

$\Delta W_f$  = Pérdida de energía por fricción. Esta pérdida corresponde a la fricción interna del fluido (viscosidad) y a la fricción del fluido en las paredes rugosas de la tubería.

$\Delta W_s$  = Pérdida o adición de energía debido al trabajo externo, por ejemplo una bomba.

$E_1$  = Energía por unidad de masa en la posición uno.

$E_2$  = Energía por unidad de masa en la posición dos.

## CAPITULO 1

Por otra parte, los términos  $E_1$  y  $E_2$  consideran las siguientes energías.

### Energía de expansión.

La energía de expansión ( $E_e$ ) está definida por la siguiente expresión:

$$E_e \left( \frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = P \left( \frac{lb_f}{pie^2} \right) V \left( \frac{pie^3}{lb_m} \right) = PV \dots\dots\dots(1.2)$$

Donde:

- $P$  = Presión ( $lb_f / pie^2$ )
- $V$  = Volumen específico ( $pie^3 / lb_m$ )
- $E_e$  = Energía de expansión ( $lb_f - pie / lb_m$ )

### Energía potencial.

La energía potencial ( $E_p$ ) está definida por la siguiente expresión:

$$E_p \left( \frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = g \left( \frac{pie}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left( \frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{g}{g_c} h \dots\dots\dots (1.3)$$

Donde:

- $g$  = Aceleración gravitacional ( $pie / Seg^2$ )
- $g_c$  = Constante gravitacional 32.174 ( $lb_m - pie / lb_f - Seg^2$ )
- $h$  = Altura ( $pie$ )
- $E_p$  = Energía potencial ( $lb_f - pie / lb_m$ )

### Energía cinética.

La energía cinética está definida por la siguiente expresión:

$$E_c \left( \frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = \frac{v^2}{2} \left( \frac{pie^2}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left( \frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) = \frac{v^2}{2g_c} \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde:

- $v$  = Velocidad. ( $pie / seg$ )
- $g_c$  = Constante gravitacional 32.174 ( $lb_m - pie / lb_f - Seg^2$ )
- $E_c$  = Energía cinética ( $(lb_f - pie / lb_m)$ )

## CAPITULO 1

Al sustituir las ecuaciones correspondientes a la posición 1 y 2 en la ecuación (1.1) se obtiene:

$$P_1V_1 + \frac{g}{gc}h_1 + \frac{v_1^2}{2gc} + \Delta W_f + \Delta W_s = P_2V_2 + \frac{g}{gc}h_2 + \frac{v_2^2}{2gc} \dots\dots\dots (1.5)$$

Donde:

$$V = \text{Volumen específico medio del fluido, } \left[ v = \frac{1}{\rho} \text{ condiciones es tan dar} \right]$$

$$\Delta v^2 = v_1^2 - v_2^2$$

$$\Delta h = h_1 - h_2$$

$$\Delta p = p_1 - p_2$$

v = Velocidad (pie/seg)

h = Altura (pie)

P = Presión (lb/pg<sup>2</sup>)  $\left( \frac{\rho}{\Delta L} \right)$

Multiplicando la ecuación (1.5) por  $\left( \frac{\rho}{\Delta L} \right)$  y considerando despreciables las pérdidas por el trabajo externo ( $\Delta w_s=0$ ) se tiene:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{gc\Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2gc\Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L}$$

Esta ecuación también es descrita comúnmente de la siguiente manera.

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_T = \left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_E + \left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{Ac} + \left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f \dots\dots\dots (1.6)$$

Donde:

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_T = \text{Gradiente de presión total por unidad de longitud, a temperatura constante.}$$

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_E = \text{Gradiente de presión debido a la elevación.}$$

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{Ac} = \left( \rho \frac{g\Delta h}{gc\Delta L} \right) = \text{Gradiente de presión debido a la aceleración.}$$

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f = \left( \rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L} \right) = \text{Gradiente de presión debido a la fricción.}$$

# CAPITULO 1

## 1.1.2 Pérdidas de presión por fricción.

Las pérdidas de presión por fricción en conductos circulares de diámetro constante han sido determinadas por varios investigadores, experimentando con tuberías de diversos materiales, esto constituye las bases teóricas de las fórmulas que en la actualidad se usan.

### Ecuación de Darcy.

Darcy, Weisbach y dedujeron experimentalmente la siguiente ecuación expresada en unidades consistentes para obtener el gradiente de presión debido a la fricción:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde:

- $f$  = Factor de Fricción. (*adimensional*)
- $\rho$  = Densidad del fluido a condiciones medidas. ( $lb / pie^3$ )
- $d$  = Diámetro interior de la tubería ( $pg$ )
- $g_c$  = Constante gravitacional 32.174 ( $lb_m \cdot pie / lb_f \cdot Seg^2$ )

### Factor de fricción.

El valor del factor de fricción ( $f$ ) está en función de la rugosidad de la tubería ( $\epsilon$ ) y el número de Reynolds ( $N_{Re}$ ), esto es:

$$f = f(\epsilon, N_{Re})$$

El número de Reynolds (adimensional) está definido por la siguiente expresión:

$$N_{Re} = \frac{dv\rho}{\mu} \dots\dots\dots (1.8)$$

Donde:

- $d$  = Diámetro de la tubería. ( $pie$ )
- $v$  = Velocidad del líquido. ( $pie/seg$ )
- $\rho$  = Densidad del líquido. ( $lbm/pie^3$ )
- $\mu$  = Viscosidad del líquido. ( $lbm/pie \cdot seg$ )

## CAPITULO 1

El número de Froude es un número adimensional que relaciona la fuerza de inercia y la fuerza de gravedad que actúan sobre un fluido, está definido por la siguiente expresión<sup>10</sup>.

$$N_{FR} = \frac{v_m^2}{gd} \dots\dots\dots (1.9)$$

Donde:

- $v_m$  = Velocidad de la mezcla. (pie/seg)
- $g$  = Aceleración de la gravedad. (32.2 pie/seg<sup>2</sup>)
- $d$  = diámetro interno de la tubería. (pie)

La rugosidad ( $\epsilon$ ) de una tubería, es una característica de su superficie, que está constituida por pliegues o crestas unidas, formando una superficie homogénea y distribuida, dependiendo del tipo de material que se empleó para su construcción<sup>1</sup>.

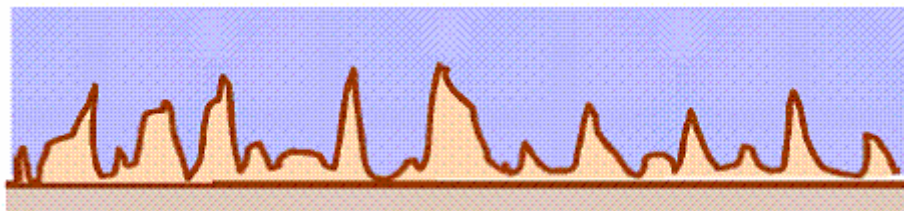


Figura 1.1 Esquema de la rugosidad de una sección de tubería, (<http://ocwus.us.es/ingeniería-agroforestal/hidráulica-y-riegos/temario>).

Tabla 1.0 valores de rugosidad más comúnmente empleados en la industria petrolera (Colegio de Ing. Petroleros de México Transporte de hidrocarburos por ductos).

Tipo de tubería	( $\epsilon$ ) Rugosidad (Pg)
Tubería estriada	0.00006
Tubería de producción o perforación	0.0006
Tubería de escurrimiento	0.0007
Tubería galvanizada	0.006

Para el cálculo del factor de fricción es necesario conocer el patrón de flujo. En tuberías, los fluidos se mueven de acuerdo a cualquiera de los siguientes regímenes de flujo: Laminar, transitorio o turbulento<sup>1</sup>.

El flujo laminar ocurre cuando las partículas del fluido se mueven en una trayectoria de línea recta paralela al eje del conducto. A velocidades mayores las partículas se mueven de una manera caótica, formando vórtices y remolinos. Osborne Reynolds estableció experimentalmente un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías, a este parámetro se le denominó número de Reynolds<sup>1</sup>.

## CAPITULO 1

Para flujo Laminar es representado con un número de Reynolds  $N_{Re} < 2300$

Para flujo crítico es representado con un número de Reynolds  $2300 < N_{Re} < 3100$

Para flujo turbulento es representado con un número de Reynolds  $N_{Re} > 3100$

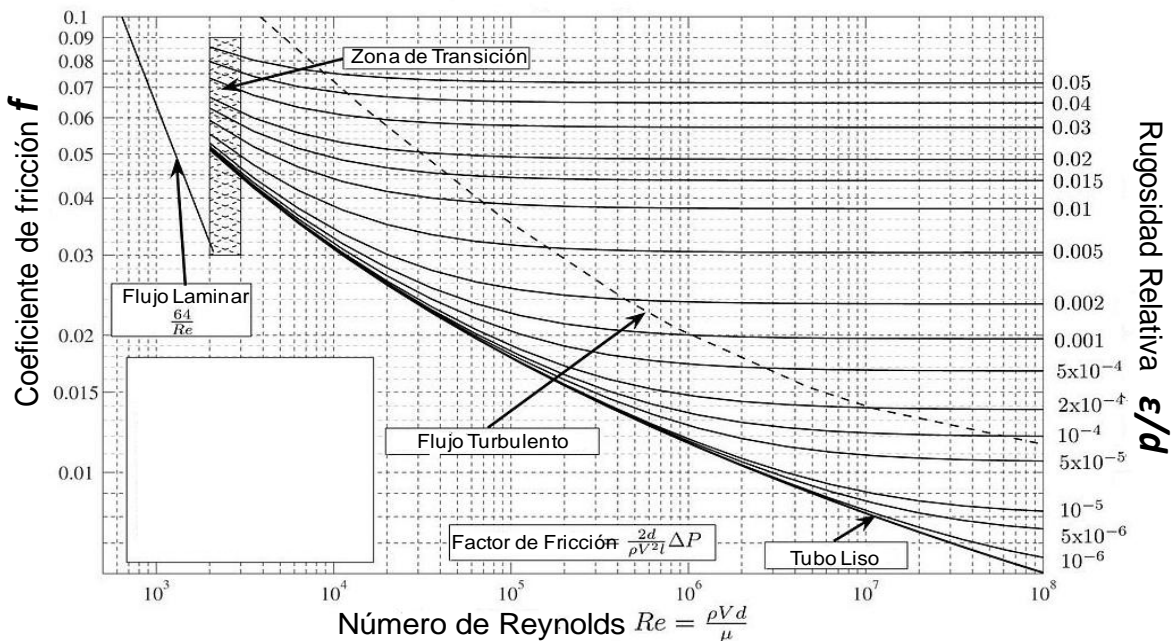
Para flujo laminar ( $N_{Re} < 2300$ ) en una sola fase, el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds que está dado por la siguiente expresión:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \dots\dots\dots (1.10)$$

Para flujo turbulento ( $N_{Re} > 3100$ ) el factor de fricción está definido por la ecuación de Colebrook y White:

$$f = \left[ -2 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{Re}} \right) \right]^{-2} \dots\dots\dots (1.11)$$

Se observa que para calcular el factor de fricción, es necesario realizar un proceso iterativo debido a que el término  $f$  se encuentra de ambos lados de la igualdad. Basándose en la ecuación (1.10), Moody preparó un diagrama para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial (figura 1.2)<sup>1</sup>.



23

Figura 1.2 Diagrama de Moody, (Colegio de Ing. Petroleros de México, Transporte de Hidrocarburos por Ductos).

CAPITULO 1

- a) Se observa que para valores de “flujo laminar” ( $N_{Re} < 2300$ ),  $f$  depende exclusivamente del número de Reynolds.
- b) A partir de número de Reynolds ( $N_{Re} > 3100$ ) se inicia la zona de flujo turbulento. Dentro de ésta,  $f$  depende tanto del número de Reynolds ( $N_{Re}$ ) como del valor de la rugosidad relativa ( $\epsilon/D$ ), que es un valor adimensional.
- c) Las zonas francamente turbulentas se inician a diferentes valores de  $N_{Re}$ , dependiendo del valor de  $\epsilon/D$ . En esta zona  $f$  es independiente del  $N_{Re}$  y varía únicamente con el valor de la rugosidad relativa, el valor de  $f$  en flujo turbulento es calculado por la siguiente ecuación:

$$f = \left( -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3.715d} \right) \right)^{-2} \dots \dots \dots (1.12)$$

- d) Cuando el flujo es crítico ( $2300 < N_{Re} < 3100$ ),  $f$  se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2300} \times \left[ \frac{1.3521}{\left( 2.3026 \log \left( \frac{\epsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{3100\sqrt{f}} \right) \right)^2} \right] + 0.032 \dots \dots \dots (1.13)$$

Los valores de  $f$  representados por estas últimas 4 ecuaciones (1.10 a 1.13) se utilizan junto con la ecuación de Darcy (1.7) para el cálculo de pérdidas de presión por fricción.

La siguiente ecuación permite obtener un valor de  $f$  bastante aproximado, cuando el régimen de flujo es turbulento ( $N_{Re} > 3100$ ).

$$f = \left[ 1.14 - 2 \log \left( \frac{\epsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right] \dots \dots \dots (1.14)$$



## 1.2 Flujo multifásico en tuberías.

Se define flujo multifásico al flujo simultáneo de 2 ó 3 fases de propiedades físicas distintas. En sistemas de producción de hidrocarburos este fenómeno se presenta en el flujo de pozos, líneas de transporte de la producción y equipos de procesamiento<sup>5</sup>, en la tabla 1.1 se muestran diferentes variables de mezclas multifásicas en sistemas productores de hidrocarburo.

*Tabla 1.1 Mezclas multifásicas más comúnmente producidas.*

Mezcla	Sustancias
Líquido-Gas	Condensados-Gas, Agua-Gas
Líquido-Líquido	Aceite-Agua, Condensado-Agua
Sólido-Líquido	Parafina-Aceite
Sólido-Gas	Hidratos de Metano-Gas Natural
Líquido-Líquido-Gas	Aceite-Agua-Gas
Sólido-Líquido-Gas	Hidrato de Metano-Aceite-Gas

La configuración del flujo multifásico en tuberías se puede clasificar en las siguientes categorías.

- Flujo multifásico en tuberías verticales.
- Flujo multifásico en tuberías horizontales.
- Flujo multifásico en tuberías inclinadas.
- Flujo multifásico en tuberías direccionales.

Para cada una de las configuraciones enlistadas se han desarrollado métodos de flujo multifásico para el cálculo de las caídas de presión a lo largo de las tuberías, estos métodos tienen aplicaciones en la industria petrolera como por ejemplo en:

- 1) Flujo natural: cuando los fluidos son producidos desde el yacimiento y pasan por todo el aparejo de producción hasta instalaciones superficiales, la energía es disipada. Para prolongar la vida productiva de los pozos tanto como sea posible hay una necesidad de minimizar estas pérdidas de energía; cabe mencionar que se puede lograr con un óptimo diseño del aparejo de producción.
- 2) Instalaciones de sistemas artificiales: las pérdidas de energía en tuberías verticales deben ser conocidas para el diseño de los sistemas artificiales de producción como en el bombeo neumático, mecánico, electrocentrífugo, etc.
- 3) Diseño de tuberías de líneas de transporte: determinar los diámetros y longitudes óptimas para transportar la producción; como por ejemplo en líneas de descarga, gasoductos y oleogasoductos.

### **1.2.1 Conceptos y ecuaciones fundamentales.**

Para entender los métodos de flujo multifásico, se requiere conocer las condiciones de flujo tales como la velocidad de la mezcla y de las fases, los patrones de flujo que rigen la mezcla, el colgamiento y resbalamiento de la mezcla, la densidad de la mezcla, la viscosidad de la mezcla, el flujo másico. En esta sección se definirá y analizarán algunas de las propiedades más importantes, previo a analizar el método de flujo multifásico que se emplea en este trabajo de tesis.

#### **1.2.1.1 Patrones de flujo.**

Una características del flujo multifásico es que las fases gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería con una variedad de configuraciones de flujo, éstas difieren unas de las otras por la distribución de la interfase, resultando en características del flujo.

La existencia de patrones de flujo en un sistema multifásico depende de las siguientes variables.

- Parámetros operacionales: es decir, la tasa de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas: incluyen diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases: la densidad, viscosidad, Relación Gas Aceite y tensión superficial del líquido y gas.

La determinación de los patrones de flujo es un problema central para el flujo multifásico, donde las variables de diseño son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente.

En el pasado existió desacuerdo en la definición y clasificación de los patrones de flujo, debido a que algunos investigadores detallaron tantos patrones de flujo como fue posible, mientras otros definieron sólo un mínimo de éstos<sup>2</sup>.

El desacuerdo fue principalmente por la complejidad del fenómeno de flujo multifásico y el hecho de que los patrones de flujo fueron generalmente clasificados subjetivamente por observación visual y manejando un estrecho rango de ángulos de inclinación<sup>2</sup>.

En la actualidad los patrones de flujo están basados en datos experimentales adquiridos sobre un amplio rango de inclinaciones, los cuales serán descritos a continuación.

## 1.2.1.1.1 Patrones para flujo horizontal y cercanamente horizontal.

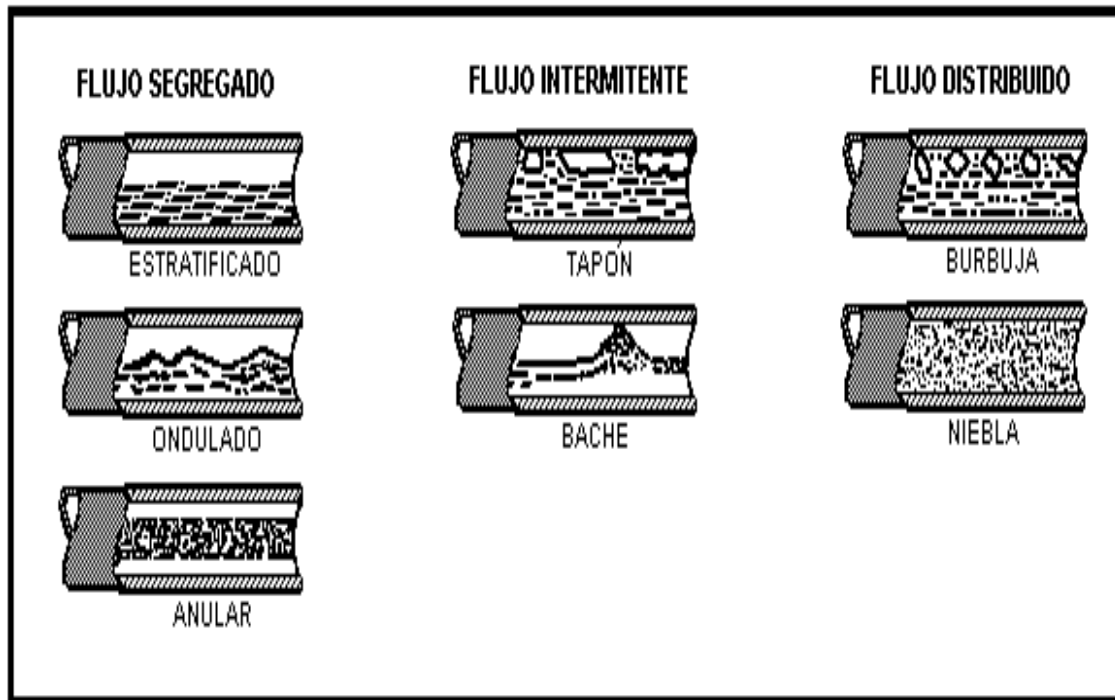


Figura 1.3 Patrones de flujo multifásico para tuberías horizontales, (Beggs y Brill, *Multiphase Design Manual British Petrol*).

### Flujo Segregado.

El flujo estratificado ocurre a gastos relativamente bajos de gas y de líquido, este tipo de flujo raramente ocurre en condiciones de campo. El flujo ondulado ocurre a gastos de gas relativamente altos, a la cual se forman ondas estables en la interfase, esto es común en sistemas de gas y condensado. Para flujo estratificado y ondulado las dos fases son separadas por las densidades, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en la parte alta de la misma; no existe flujo estratificado ni ondulado en tuberías verticales<sup>3</sup>.

El flujo anular ocurre a muy altos gastos de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, que contiene gotas de líquido arrastradas, y el líquido fluye como una película delgada alrededor de la pared de la tubería. Usualmente la película del fondo es más gruesa que la de arriba, dependiendo del gasto de gas y líquido. A gastos menores, la mayoría del líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables son barridas alrededor de la periferia de la tubería mojando ocasionalmente la parte superior de la tubería<sup>3</sup>. Los anteriores patrones de flujo descritos (estratificado, ondulado y anular), se esquematizan en la siguiente figura.

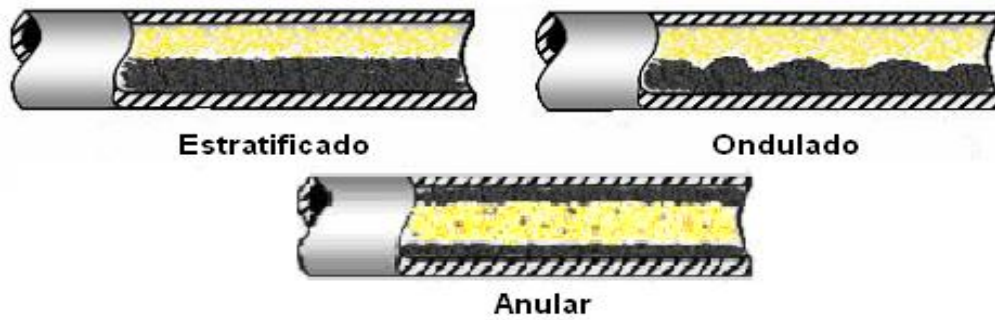


Figura 1.4 Patrones de flujo segregado, (Beggs y Brill, ESP OIL INTERNATIONAL).

**Flujo Intermitente.**

El flujo bache está caracterizado por el flujo alternado de líquido y de gas, baches de líquido que llenan el área transversal de la tubería y son separados por bolsas de gas, las cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería y la formación de espuma en el frente. El mecanismo de flujo es el rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento desplazamiento de la película de líquido en la cabeza del tapón<sup>3</sup>.

En el flujo tapón se alternan tapones de líquido y de gas en la parte superior de la tubería, los mecanismos de flujo de tapón y bache son prácticamente los mismos y por eso no se hace generalmente ninguna diferencia entre ellos<sup>3</sup>.

En la siguiente figura se esquematizan los patrones de flujo intermitentes (Bache y Tapon).



Figura 1.5 Patrones de flujo intermitente, (Beggs y Brill, ESP OIL INTERNATIONAL).

**Flujo Distribuido.**

El flujo burbuja ocurre a muy altos gastos de líquido, donde la fase líquida es la fase continua y la gaseosa es la dispersa en forma de burbujas discretas. A mayor gasto de líquido las velocidades de ambas fases alcanzan prácticamente la misma velocidad obteniéndose un flujo homogéneo<sup>3</sup>.

El flujo niebla ocurre a muy altas tasas de flujo de gas, donde la fase gaseosa es la fase continua y la líquida es la fase dispersa y es arrastrada como pequeñas gotas en el flujo del gas<sup>3</sup>.

En la siguiente figura se esquematizan los patrones de flujo distribuidos para tuberías horizontales anteriormente descritas (Burbuja y Niebla).

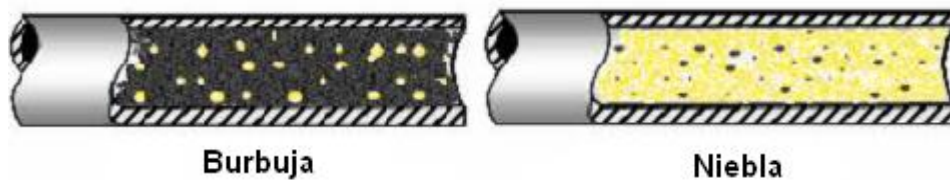


Figura 1.6 Patrones de flujo distribuido, (Beggs y Brill, ESP OIL INTERNATIONAL).

**1.2.1.1.2 Patrones para flujo vertical y fuertemente inclinado.**

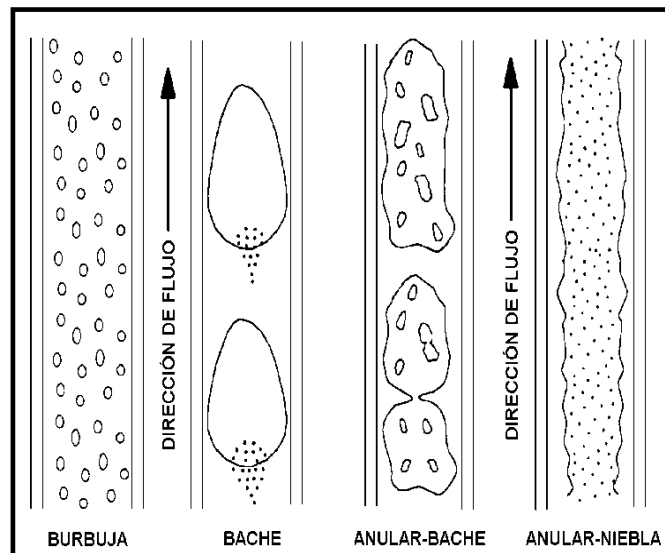


Figura 1.7 Patrones de flujo multifásico para tuberías verticales, (Multiphase Design Manual British Petrol).

El patrón de flujo estratificado desaparece y en su lugar aparecen patrones de flujo más simétricos en dirección axial y menos dominados por la gravedad. Los patrones de flujo verticales son flujo burbuja, flujo bache, flujo anular-bache, flujo anular-niebla<sup>3</sup>.

**Flujo Burbuja.**

Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería<sup>3</sup> como se ilustra en el siguiente esquema.



*Figura 1.8 Patrón de flujo burbuja, (ESP OIL INTERNATIONAL).*

**Flujo Bache.**

Este patrón es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa se encuentra almacenada en bolsas de gas con formas de grandes balas que tiene las dimensiones del diámetro de la tubería. El flujo consiste en sucesivas burbujas seguidas de tapones de líquido. Una delgada película líquida fluye corriente abajo entre las burbujas y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón de líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas<sup>3</sup>; lo anteriormente descrito se esquematiza con la siguiente figura.



*Figura 1.9 Patrón de flujo bache, (ESP OIL INTERNATIONAL).*

### Flujo Anular-Bache.

Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al flujo bache, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a un mayor gasto de gas, donde el tapón del líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso<sup>3</sup>, así como



*Figura 1.10 Patrón de flujo anular - bache, (ESP OIL INTERNATIONAL).*

### Flujo Anular-Niebla.

En flujo vertical, debido a la simetría, el espesor de la película líquida alrededor de la tubería es casi uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un veloz movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lento como una película alrededor de las paredes y como gotas arrastradas por el gas<sup>3</sup>.



*Figura 1.11 Patrón de flujo anular - niebla, (ESP OIL INTERNATIONAL).*

Cuando existe una tubería inclinada con flujo ascendente normalmente el patrón de flujo es bache o niebla. Para el caso de flujo descendente, la fuerza gravitacional provoca que la fase con mayor densidad (el líquido) sea segregado, lo cual provoca que el patrón de

## CAPITULO 1

flujo sea estratificado, niebla o anular, todo esto dependiendo del tipo de los flujos y las velocidades de las fases.

En la siguiente figura 1.12 se ilustra el comportamiento de flujo multifásico en tuberías inclinadas.

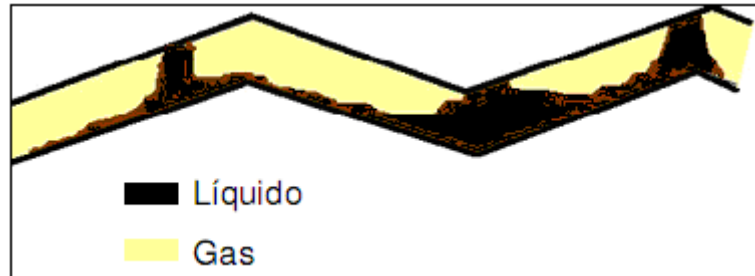


Figura 1.12 Flujo multifásico en tuberías inclinadas,( Curso de olga Enero 2010 IMP).

Los patrones de flujo deseados en un sistema de producción son los distribuidos y segregados, porque permiten condiciones de presión más estables en el sistema. El flujo intermitente es indeseable, porque presenta condiciones de inestabilidad debido a las oscilaciones y presión en el sistema; cabe mencionar que en muchas ocasiones es difícil evitar el flujo intermitente debido a la configuración de la tubería (relieve del terreno) y las condiciones hidrodinámicas del sistema (flujos y velocidades de las fases)<sup>6</sup>.

### 1.2.1.1 Resbalamiento.

El término resbalamiento se utiliza par describir el fenómeno de el flujo a mayor velocidad de una de las fases; las causas de este fenómeno es debido principalmente a las diferencias de fricción, compresibilidad y densidad entre las fases líquida y gaseosa existentes en el sistema<sup>1</sup>.

La velocidad del resbalamiento está definida como la diferencia de velocidades del gas y del líquido.

$$V_S = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L}$$

Donde:

$V_S$ = Velocidad de resbalamiento. (pie/seg)

$V_G$  = Velocidad del gas. (pie/seg)

$V_L$  = Velocidad del líquido. (pie/seg)

$H_L$ = Fracción volumétrica del líquido. (Colgamiento de líquido)

$H_g$ = Fracción volumétrica del gas. (Colgamiento de gas)



### 1.2.1.3 Colgamiento.

Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Generalmente la velocidad con la que fluye el gas es diferente de la velocidad con la que fluye el líquido, proporcionando un “resbalamiento” entre fases<sup>2</sup>.

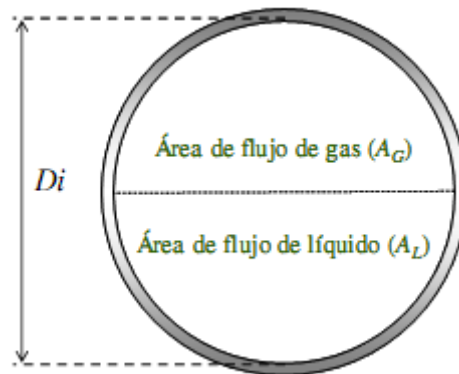


Figura 1.13 Esquema de colgamiento en tubería, (Curso de olga Enero 2010 IMP)

$$H_L = \frac{A_L}{A_L + A_G} = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de la tubería}}{\text{Volumen del segmento de la tubería}}$$

Donde:

$H_L$  = fracción volumétrica del líquido. (Colgamiento de líquido)

$A_L, A_G$  = Área de flujo de líquido y gas respectivamente. ( $pg^2$ )

$D_i$  = Diámetro interno de la tubería. ( $pg$ )

Para el cálculo de pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática), es necesario predecir con precisión el colgamiento considerando el resbalamiento entre las fases.

Mukherjee y Brill (1983) establecieron un método para el cálculo del colgamiento del líquido considerando el resbalamiento entre las fases.

En su método, Mukherjee y Brill desarrollaron un modelo empírico global para el cálculo del colgamiento de flujo multifásico inclinado, basado en un estudio experimental, donde se tomaron más de 1500 mediciones del colgamiento de fluidos en ángulos de inclinación desde  $0^\circ$  a los  $90^\circ$ . Se construyeron gráficas de la fracción del colgamiento del gas en función de las velocidades superficiales del gas en diferentes ángulos de inclinación y diferentes gastos de gas. El método propuesto para el cálculo del colgamiento fue comparado con datos experimentales medidos.

## CAPITULO 1

Se determinó en los estudios experimentales que existe una fuerte dependencia entre el ángulo de inclinación y el resbalamiento de las fases, en donde las fuerzas gravitacionales en la fase líquida que es más densa promueve el colgamiento en flujo ascendente mientras que para flujo descendente el resbalamiento provoca que el líquido viaje más rápidamente que el gas, provocando una disminución en el colgamiento.

Para el planteamiento teórico del método del cálculo del colgamiento de los fluidos se presentan las siguientes propuestas dadas por los autores para el desarrollo de ésta:

- Para cada ángulo ascendente o descendente, el espacio de flujo de gas se consideró como una función de velocidad superficial de gas para la velocidad superficial del líquido.
- Como resultado de un obstáculo viscoso en el líquido, éste tiende a incrementar el colgamiento independientemente del ángulo de inclinación.
- Para muy altos gastos de gas, el comportamiento gráfico de los experimentos casi se vuelven asintóticas en 0% para el colgamiento del líquido.
- Todas las causas del resbalamiento entre las fases y los patrones del flujo resultantes ocurrirán tan pronto como un extremo de la tubería cambie de diámetro con respecto al otro extremo de la tubería, sin importar el ángulo de inclinación.
- Las formas generales de estas gráficas (figura 1.6) incitaron a la selección de una ecuación de regresión no lineal (ecuación 1.15).

$$H_L = \exp \left[ \left( C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_{L\mu}^2 \right) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{LV}^{C_6}} \right] \dots \dots \dots (1.15)$$

La ecuación 1.15 muestra que el colgamiento se incrementa al mismo tiempo que el ángulo ascendente aumenta, además de determinar el colgamiento sin importar el ángulo de inclinación y dirección del flujo.

De la ecuación 1.15 está definida por las siguientes variables.

$$N_{L\mu}^2 = 0.15726 \mu_L \left( \frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25} \dots \dots \dots (1.16)$$

## CAPITULO 1

Donde:

$N_{L\mu}$  = Número de viscosidad del líquido

$\mu_L$  = Viscosidad del líquido (*Cp*)

$\rho_L$  = Densidad del líquido (*lbm/pie<sup>3</sup>*)

$\sigma$  = Tensión superficial del líquido (*dinas/cm*)

$$N_{LV} = 1.938 v_{SL} \left( \frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \dots\dots\dots (1.17)$$

Donde:

$N_{LV}$  = Número de velocidad del líquido

$v_{SL}$  = Velocidad superficial del líquido (*pie /seg*)

$\rho_L$  = Densidad del líquido (*lbm/pie<sup>3</sup>*)

$\sigma$  = Tensión superficial del líquido (*dinas/cm*)

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left( \frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \dots\dots\dots (1.18)$$

Donde:

$N_{gv}$  = Número de velocidad del gas

$v_{sg}$  = Velocidad superficial del gas (*pie /seg*)

$\rho_L$  = Densidad del líquido (*lbm/pie<sup>3</sup>*)

$\sigma$  = Tensión superficial del líquido (*dinas/cm*)

De la ecuación 1.15 las constantes  $C_1$  a  $C_7$  se presentan sus respectivos valores en las tablas 1.2 los cuales son dependientes de la dirección del flujo del fluido y el tipo de flujo. Estas mismas constantes fueron sugeridas para sus métodos por Duns y Ros, Hagedorn y Brown.

*Tabla 1.2 coeficientes para la ecuación 1.15 para diferentes patrones de flujo, (Liquid Holdup correlations for inclined Two- Phase Flow).*

Dirección del flujo	Tipo de flujo	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$	$C_6$
Horizontal o ascendente	Todos	-0.38011	0.12988	-0.11979	2.34323	0.47569	0.28866
	Descendente						
Descendente	Estratificado	-1.33028	4.80814	4.17158	56.26227	0.07995	0.50489
	Otros	-0.51664	0.78981	0.55163	15.51921	0.37177	0.39395

Otro concepto que se usa con frecuencia en los cálculos de flujo multifásico, es el colgamiento sin resbalamiento.

Colgamiento sin “resbalamiento.” ( $\lambda$ )

Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida; pero considerando que las velocidades de las fases líquida y gaseosa son las mismas, provocando que no exista ningún resbalamiento entre las fases<sup>1</sup>.

$$\lambda = \frac{Q'_L}{Q'_L + Q'_g} = \frac{1}{1 + \frac{Q_o \cdot (RGA - R_s) B_g}{5.615(Q_o B_o + Q_w B_w)}} \dots\dots\dots (1.19)$$

Donde:

Qo = Gasto de aceite. (Bpd @ c.f.)

Qw = Gasto de agua. (Bpd<sub>w</sub> @ c.f.)

RGA = Relación gas-aceite. (pie<sup>3</sup> de gas producido @ c.s. / Bls<sub>o</sub> producido @ c.s.)

Rs = Relación de solubilidad. (pie<sup>3</sup> de gas disuelto en aceite @ P y T medidos @ c.s. / Bls<sub>o</sub> producido @ c.s.)

Bo = Factor de volumen del aceite. (Bls<sub>o</sub> @ c.y. / Bls de aceite @ c.s.)

Bg = Factor de volumen del gas. (pie<sup>3</sup> de gas @ c.y. / pie<sup>3</sup> de gas @ c.s.)

Bw = Factor de volumen del agua. (Bls<sub>w</sub> @ c.y. / Bls<sub>w</sub> @ c.s. )

**1.2.1.4 Velocidad de la fase.**

Aplicando el concepto de colgamiento es posible obtener la velocidad real correspondiente a cada fase, la velocidad de la fase se obtiene al dividir el flujo volumétrico entre el área ocupada por el líquido, que se encuentra en función del colgamiento<sup>4</sup>.

$$v_L = \frac{Q_L}{A_L} = \frac{Q_L}{H_L A_T} \dots\dots\dots (1.20)$$

$$v_g = \frac{Q_g}{A_g} = \frac{Q_g}{A_T (1 - H_L)} \dots\dots\dots (1.21)$$

Donde:

v<sub>g</sub> y v<sub>L</sub> = Velocidad del gas y del líquido respectivamente. (pie/seg)

Q<sub>L</sub> = Gastos de líquido. (Bpd @ c.f.)

Q<sub>g</sub> = Gasto de gas. (scf/d @ c.f.)

A<sub>g</sub> y A<sub>L</sub> = Área por donde pasa el gas y líquido respectivamente. (pg<sup>2</sup>)

A<sub>T</sub> = Área transversal de la tubería. (pg<sup>2</sup>)

H<sub>L</sub> = Colgamiento del líquido

**1.2.1.5 Velocidad superficial.**

Muchos métodos de flujo multifásico están basados en variables llamadas velocidades superficiales. La velocidad superficial de una fase está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera sola a través de toda la sección transversal de la tubería, se define por las siguientes expresiones.

Para líquido.

$$v_{sL} = \frac{Q_L}{A_T} = \frac{0.01191(Q_0 B_0 + Q_W B_W)}{d^2} \dots\dots\dots (1.22)$$

Para gas.

$$v_{sg} = \frac{Q_g}{A_T} = \frac{0.002122 Q_0 (RGA - R_S) B_g}{d^2} \dots\dots\dots (1.23)$$

Donde:

- B<sub>0</sub> = Factor de volumen del aceite. (Bl<sub>s0</sub> @ c.y./ Bl<sub>s0</sub> @ c.s.)
- B<sub>w</sub> = Factor de volumen del agua. (Bl<sub>sw</sub> @ c.y./ Bl<sub>sw</sub> @ c.s.)
- B<sub>g</sub> = Factor de volumen del gas. (pie<sup>3</sup> de gas @ c.y./ pie<sup>3</sup> de gas @ c.s.)
- RGA = Relación gas-aceite. (pie<sup>3</sup> de gas producido @ c.s. / Bl<sub>s0</sub> producido @ c.s.)
- R<sub>s</sub> = Relación de solubilidad. (pie<sup>3</sup> de gas disuelto en aceite @ P y T medidos @ c.s. / Bl<sub>s0</sub> producido @ c.s.)
- d = diámetro interior de la tubería. (pg)
- A<sub>T</sub> = Área transversal de la tubería. (pg<sup>2</sup>)
- Q<sub>L</sub> = Gastos de líquido. (Bpd @ c.f.)
- Q<sub>g</sub> = Gasto de gas. (scf/d @ c.f.)
- v<sub>sg</sub> y v<sub>sL</sub> = Velocidad superficial del gas y del líquido respectivamente. (pie/seg)

**1.2.1.6 Velocidad de la mezcla.**

Se define como la suma de las velocidades superficiales de la fase.

$$v_m = v_{sg} + v_{sL} \dots\dots\dots (1.24)$$

Donde:

- v<sub>m</sub> = Velocidad de la mezcla. (pie/seg)
- v<sub>sg</sub> y v<sub>sL</sub> = Velocidad superficial de la fase gaseosa y líquida respectivamente. (pie/seg)

$$v_m = v_{sg} + v_{sL} = \frac{Q_g}{A_T} + \frac{Q_L}{A_T} \dots\dots\dots (1.25)$$

## CAPITULO 1

Si definimos al gasto total como:  $Q_T = Q_g + Q_L$

$$v_m = \frac{Q_T}{A_T} \dots\dots\dots (1.26)$$

### 1.2.1.7 Densidad de la mezcla de fluidos.

Para obtener la densidad real de la mezcla es necesario conocer el factor de colgamiento del líquido con o sin resbalamiento.

Para obtener la densidad de la mezcla a partir del colgamiento se tiene:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \dots\dots\dots (1.27)$$

Algunos autores calculan la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento entre las fases, esto es:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \dots\dots\dots (1.28)$$

También la densidad puede obtenerse a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_{ns} = \frac{M}{Vm} \dots\dots\dots (1.29)$$

Donde:

M = Masa de la mezcla a condiciones estándar, por barril de aceite producido a condiciones estándar (@ c. s.).

Vm = Volumen de la mezcla a condiciones estándar, por barril de aceite producido a condiciones estándar (@ c. s.).

Los valores de M y Vm se obtienen a partir de las ecuaciones siguientes:

$$M = M_0 + M_g + M_w \dots\dots\dots (1.30)$$

$$M_0 = 350.5 \gamma_0 \left( \frac{lb_0}{bls_0} \right) \dots\dots\dots (1.31)$$

$$M_g = 0.0764 \gamma_g \cdot RGA \left( \frac{lb_g}{bls_0} \right) \dots\dots\dots (1.32)$$

CAPITULO 1

$$M_w = 350.5\gamma_w.WOR \left( \frac{lb_w}{bls_0} \right) \dots\dots\dots (1.33)$$

Sustituyendo la ecuación 1.31, 1.32, 1.33 en la ecuación 1.30 de obtiene:

$$M = 350.5 (\gamma_0 + \gamma_w.WOR) + 0.0764 RGA .\gamma_g \left( \frac{lb_m}{bls_0} \right) \dots\dots\dots (1.34)$$

Calculo de Vm  $\left( \frac{pie^3_{0+g+w} @ c.s.}{bls_0 @ c.s.} \right)$

$$Vm_0 = 5.615B_0 \dots\dots\dots (1.35)$$

$$Vm_g = (RGA - R_s)B_g \dots\dots\dots (1.36)$$

$$Vm_w = WOR \times 5.615B_w \dots\dots\dots (1.37)$$

$$Vm = 5.615(B_0 + B_w.WOR) + (RGA - R_s)B_g \dots\dots\dots (1.38)$$

Sustituyendo la ecuación 1.34 y 1.38 en la ecuación 1.29 se obtiene:

$$\rho_{ns} = \frac{350.5(\gamma_0 + \gamma_w.WOR) + 0.0764RGA.\gamma_g}{5.615(B_0 + B_w.WOR) + (RGA - R_s)B_g} \cdot \left( \frac{lb_m}{pie^3} \right) \dots\dots\dots (1.39)$$

Donde:

$\gamma_0$  = Densidad relativa del aceite (1/ $\rho$ ).

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas (1/ $\rho$ ).

$\gamma_w$  = Densidad relativa del agua (1/ $\rho$ ).

$R_s$  = Relación de solubilidad. (pie<sup>3</sup> de gas disuelto en aceite @ P y T medidos @ c.s. / Bls<sub>0</sub> producido @ c.s.)

$RGA$  = Relación gas-aceite. (pie<sup>3</sup> de gas producido @ c.s. / Bls<sub>0</sub> producido @ c.s.)

$WOR$  = Relación agua-aceite. (Bls<sub>w</sub> producido @ c.s. / Bls<sub>0</sub> producido @ c.s.)

$B_0$  =Factor de volumen del aceite. (Bls<sub>0</sub> @ c.y./ Bls<sub>0</sub> @ c.s.)

$B_w$  = Factor de volumen del agua.(Bls<sub>w</sub> @ c.y./ Bls<sub>w</sub> @ c.s.)

$B_g$  = Factor de volumen del gas. (pie<sup>3</sup> de gas @ c.y./ pie<sup>3</sup>. de gas @ c.s.)

CAPITULO 1

**1.2.1.8 Gasto másico.**

Se define por la siguiente expresión:  $W_m = \left( \frac{lb_m \text{ líquido}}{seg} \right)$ . Y puede obtenerse a partir de las siguientes ecuaciones.

$$W_m = \frac{Q_0 M}{86400} \dots\dots\dots (1.40)$$

$$W_m = W_0 + W_g + W_w \dots\dots\dots (1.41)$$

Donde:

$$W_0 = \frac{\rho_0 Q_0 B_0}{15388} \quad W_g = \frac{\rho_g Q_0 (RGA - R_s) B_g}{86400} \quad W_w = \frac{\rho_w Q_w B_w}{15388}$$

**1.2.1.9 Viscosidad de la mezcla.**

Dependiendo del método que se aplique, se usan las siguientes ecuaciones para obtener la viscosidad de la mezcla de fluidos:

$$\mu_{ns} = \mu_L^\lambda \mu_g^{(1-\lambda)} \dots\dots\dots (1.42)$$

$$\mu_m = \mu_L^{H_L} \mu_g^{(1-H_L)} \dots\dots\dots (1.43)$$

Donde:

$\mu_{ns}$  = Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento. (lb<sub>m</sub>/pie-seg)

$\mu_m$  = viscosidad de la mezcla con resbalamiento. (lb<sub>m</sub>/pie-seg)

Además:

$$\mu_L = \mu_0 F_0 + \mu_w F_w \dots\dots\dots (1.44)$$

$$F_0 = \frac{Q_0 B_0}{Q_w B_w + Q_0 B_0} = \frac{B_0}{B_0 + WOR B_w} \dots\dots\dots (1.45)$$

$$F_w = 1 - F_0 \dots\dots\dots (1.46)$$



## CAPITULO 1

Donde:

$F_o$  = Relación aceite-líquido. (Bls<sub>o</sub> producido @ c.s. / Bls<sub>o</sub>+ Bls<sub>w</sub> producidos @ c.s.)

$F_w$  = Relación agua-líquido. (Bls<sub>w</sub> producido @ c.s. / Bls<sub>o</sub>+ Bls<sub>w</sub> producidos @ c.s.)

$\mu_L$  = Viscosidad del líquido. (lb<sub>m</sub>/pie-seg)

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite. (lb<sub>m</sub>/pie-seg)

$\mu_w$  = Viscosidad del agua. (lb<sub>m</sub>/pie-seg)

Q<sub>o</sub> = Gasto de aceite. (Bpd)

Q<sub>w</sub> = Gasto de agua. (Bpd)

B<sub>o</sub> = Factor de volumen del aceite. (Bls<sub>o</sub> @ c.y. / Bls<sub>o</sub> @ c.s.)

B<sub>w</sub> = Factor de volumen del agua. (Bls<sub>w</sub> @ c.y. / Bls<sub>w</sub> @ c.s.)

WOR = Relación agua-aceite. (Bls<sub>w</sub> producido @ c.s. / Bls<sub>o</sub> producido @ c.s.)

### 1.3 Métodos de flujo multifásico en tuberías verticales, horizontales e inclinadas.

En la industria petrolera se han propuesto diferentes métodos para la predicción de las caídas de presión de flujos multifásicos en tuberías, muchos tiene su origen en experimentos y en la aplicación de términos empíricos, con el propósito de reproducir datos obtenidos de la realidad.

A continuación se presentan los criterios para el desarrollo de los métodos para el cálculo de distribuciones de presión para flujo multifásico en tuberías, se clasifican en tres grupos en base al criterio utilizado para su desarrollo:

**Grupo I:** No se considera el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. Este grupo incluye los métodos de Poettmann y Carpenter, Fancher y Brown, Baxwindell y Thomas.

**Grupo II:** Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen regímenes de flujo. A este grupo pertenece el método de Hagedorn y Brown.

**Grupo III:** Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Los principales métodos que caen dentro este grupo son las de: Duns y Ross, Orkiszewski, Azis, Beggs y Brill, Chieric, Gould y Tek, entre otros más.

### **1.3.1 Métodos de flujo multifásico a través de tuberías verticales e inclinadas.**

El flujo multifásico vertical está presente en prácticamente todo el aparejo de producción desde la profundidad media del intervalo productor hasta la superficie, pasando por las diversas ampliaciones o restricciones propias del sistema de tuberías, así como a través de accesorios adicionales instalados en la tubería como pueden ser estranguladores de fondo, válvulas de tormenta, válvulas de BN, etc. En instalaciones de producción submarinas este fenómeno se puede apreciar al elevar la producción por el riser a superficie.

Es necesario que el ingeniero de producción sea capaz de predecir las caídas de presión del flujo multifásico vertical para la correcta selección del aparejo de producción por donde se producirá y transportara el hidrocarburo.

El gradiente de presión para flujo vertical es la suma de los tres factores de contribución: Gradiente de presión hidrostática, gradiente de presión por fricción, gradiente de presión por aceleración. Los efectos de reacciones químicas entre las fases son insignificantes; sin embargo, factores como la viscosidad, tensión superficial, y la densidad deben ser incluidos.

El comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas, ha sido ampliamente estudiado por gran número de investigadores quienes han aportado a la industria petrolera, la metodología para predecir el comportamiento de flujo a través de tuberías.

A continuación se menciona algunos de los métodos más conocidos y que fueron desarrollados expresamente para determinar los gradientes de presión cuando fluyen simultáneamente petróleo, gas y agua en tuberías verticales.

Estos métodos de flujo multifásico que aparecieron publicados en la literatura técnica, por orden cronológico son los siguientes:

- 1 Gilber (Gráfico).
- 2 Poettmann y Carpenter (1952) .
- 3 Griffith y Wallis (1961).
- 4 Baxendell y Thomas (1961).
- 5 Fancher y Brown (1963).
- 6 Duns y Ros (1963) .
- 7 Haggdorn y Brown (1965).
- 8 Orkiszski (1967).
- 9 Aziz, Govier y Fogarasi (1972).
- 10 Chierici, Ciucci y Sclocchi (1973).
- 11 Beggs y Brill (1973).

## CAPITULO 1

De los anteriores métodos en la tabla 1.3 se presenta una breve descripción histórica de los autores, fecha de publicación del trabajo y la manera en que se desarrolló el método de flujo multifásico a través de tuberías verticales e inclinadas.

*Tabla 1.3 Descripción de los métodos flujo multifásico en tuberías verticales, (Conceptos básicos para la técnica de análisis nodal, M.I Cesar Nájera).*

<b>Método</b>	<b>Fecha de publicación</b>	<b>Comentarios</b>
<b>Ansari</b>	-	Método desarrollado como parte del TUFFP (Tulsa University Fluid Flow Projects). Es un método mecanístico diseñado básicamente para el flujo en pozos
<b>Aziz, Govier y Fogarasi</b>	1972	Método semiempírico diseñado y probado para flujo de gas y condensado en pozos
<b>Duns y Ros</b>	1963	Método desarrollado para flujo vertical de mezclas de gas y líquido en pozos, se basa en experimentos realizados aire y aceite.
<b>Gray</b>	1974	Método desarrollado por Shell para flujo de gas y condensado en tubos de 3.5 pg.
<b>Hagedorn y Brown</b>	1965	Método desarrollado usando datos obtenidos experimentalmente en un pozo de 15000 ft, no adecuado para tuberías de 1.5 pg de diámetro
<b>Orkiszewski</b>	1967	Método desarrollado para flujo en pozos verticales y desviados.

### 1.3.2 Métodos de flujo multifásico en tuberías horizontales.

Después que los fluidos han pasado a través del estrangulador, estos fluyen por la línea de flujo hasta el centro de recolección, en donde son separados los fluidos (petróleo, agua y gas).

Al llegar los fluidos al separador, estos descargan a una determinada presión, previamente establecida para lograr una separación eficiente de los fluidos. La presión depende a su vez de las condiciones de operación de los equipos instalados para el manejo de los diferentes fluidos, como son bombas y compresores.

Para determinar las caídas de presión el flujo multifásico en tuberías horizontales, a continuación se mencionan algunos de los métodos más conocidos que han sido desarrollados para este propósito:

- 1 Bertuzzi, Tek y Poettmann
- 2 Yocum (1957)
- 3 Guzhov (1967)

## CAPITULO 1

4 Eaton, Andrews, knowels y Brown (1967)

5 Duckler (1969)

6 Beggs y Brill (1973)

En términos generales puede decirse que ninguno de los métodos de flujo multifásico desarrollados hasta la fecha, ya sea para tuberías verticales, horizontales o inclinadas, es capaz de simular todas las condiciones de flujo que se presentan en el sistema integral de producción; es decir; que no existe un método general que pueda aplicarse para todos los casos. Debido a que los métodos fueron desarrollados para ciertas condiciones específicas de flujo, cubriendo un determinado rango de las variables que intervienen en el fenómeno, cada uno de los métodos tiene sus propias limitaciones; sin embargo, cuando estos métodos se aplican dentro del rango de condiciones en que fueron diseñados, es sorprendente la precisión que se obtiene al compararse con datos medidos.

*Tabla 1.4 Descripción de los métodos de flujo multifásico en tuberías horizontales, (Conceptos básicos para la técnica de análisis nodal, M.I Cesar Nájera).*

<b>Método</b>	<b>Fecha de publicación</b>	<b>Comentarios</b>
<b>Bertuzzi, Tek y Poettmann</b>	1965	Método creado con la suposición de que las caídas de presión son independientes del patrón de flujo. No considera las caídas de presión por aceleración
<b>Eaton, Andrews, Knowels y Brown</b>	1967	Método desarrollado a partir de información de condiciones de flujo en líneas de 2 y 4 pg de diámetro, y de 1700 ft de longitud, además de una tubería de 17 pg y 10 millas de longitud, utilizándose por separado agua, aceite o condensado como fase líquida y gas natural como fase gaseosa.
<b>Beggs Y Brill</b>	1973	Método desarrollado a partir de datos experimentales en tuberías de acrílico transparente de 1 y 1 ½ pg de diámetro y 90 ft de longitud, empleando como fluidos aire y agua. Este método puede aplicarse a tuberías verticales, horizontales e inclinadas.
<b>Dukler</b>	1976	Método que involucra el cálculo del colgamiento de líquidos aun cuando las pérdidas de presión por aceleración se consideran despreciables. Desarrolla uno de los mapas de patrones de flujo más conocidos.

## CAPITULO 1

Cabe señalar que la gran mayoría de los métodos de flujo multifásico fueron desarrollados en bancos de pruebas para diámetros de tubería relativamente pequeños y para fluidos de ciertas características (mezclas crudo-aire o agua-aire), por lo cual su aplicación a otros sistemas (mayores diámetros de la tubería) implica la extrapolación de estos modelos.

### **1.4 Elección del método de flujo multifásico para el modelo de simulación.**

Se ha seleccionado el método de Beggs y Brill para los cálculos del flujo multifásico en los modelos de simulación de este trabajo de tesis. Los motivos para su selección son principalmente dos factores:

- 1. Las características del método.**
- 2. El grado de precisión ofrecida por el método en simulaciones de sistemas productores de crudo extrapesado.**

Dentro de **las características del método** está la flexibilidad para trabajar en tuberías horizontales, verticales e inclinadas, por las conclusiones obtenidas en sus estudios experimentales y la comparación con otros métodos de flujo multifásico en flujo vertical, horizontal y con pendiente ascendente y descendente.

Por las etapas experimentales con las que se construyó el método de flujo multifásico, se considera a Beggs y Brill como una de las correlaciones más completas y versátiles, debido a que se toma el resbalamiento entre las fases, así como el patrón de flujo presente, la densidad de la mezcla.

Debido **al grado de precisión ofrecido por el método en la simulación de sistemas productores de crudos extrapesados**, que fueron realizados por Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para el activo Ku-Maloob-Zaap, mediante el simulador PIPEPHASE de la Compañía Invensys<sup>MR</sup>.

El método de flujo multifásico es complementado en aspectos como viscosidad del fluido, factor de volumen de formación del aceite, factor de compresibilidad, relación gas aceite mediante correlaciones PVT que el paquete del simulador maneja.

Para la elaboración de las simulaciones en este trabajo de tesis se tomó como base la combinación del factor de fricción de Moody y el mapa de patrones de flujo de Dukler.

El hecho de que se trata de un crudo extrapesado implica complicaciones en los cálculos del simulador, debido a la alta viscosidad del crudo, y porque sus efectos no pueden ser aislados de los cálculos de gradiente de presión del sistema. Hasta hoy no se cuenta con una correlación precisa para la predicción de la viscosidad de crudos extrapesados.

## CAPITULO 1

El concepto de viscosidad de la mezcla gas/líquido no tiene significado físico; por lo que el método de Beggs y Brill se deberá manejar con grado de incertidumbre los resultados obtenidos en los cálculos del simulador y considerar las variaciones en el colgamiento y al mismo tiempo el aumento en el esfuerzo cortante del líquido y por lo tanto esperar importantes pérdidas de presión por fricción.

En los puntos inmediatos a desarrollar en este trabajo de tesis, se describirá la correlación de Beggs y Brill, sus características, desarrollo experimental, procedimiento de cálculo sus resultados y conclusiones.

### 1.4.1 Método de Beggs y Brill.

La predicción de las caídas de presión y el colgamiento presente durante el flujo multifásico en tuberías es particularmente importante en industrias como la petrolera, química y en procesos de energía nuclear.

Beggs y Brill (1973) establecieron un método para el cálculo de la distribución total de la presión en la tubería sometida a cualquier ángulo de inclinación con flujo multifásico afectado por el colgamiento.

Donde la ecuación general para obtener el gradiente de presión total es:

$$\frac{-dp}{dZ} = \frac{\frac{g}{g_c} \text{sen}\theta [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2g_c d}}{1 - \frac{[\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] v_m v_{sg}}{g_c P}} \dots\dots\dots (1.47)$$

Donde:

$\rho_L$  = Densidad del líquido ( $lbm/pt^3$ )

$\rho_g$  = Densidad del gas ( $lbm/pt^3$ )

$H_L$  = Colgamiento de líquido

$v_m$  = Velocidad de la mezcla ( $pies/seg$ )

$v_{sg}$  = Velocidad Superficial del gas ( $pies/seg$ )

$f_{tp}$  = Coeficiente de fricción (*adimensional*)

$G_m$  = Densidad de la mezcla sin resbalamiento ( $lbm/pt^3$ )

$d$  = Diámetro de la tubería ( $pg$ )

$g$  = Aceleración gravitacional ( $pie/seg^2$ )

$g_c$  = Constante gravitacional 32.174 ( $lbm \cdot pie / lb_f \cdot Seg^2$ )

## CAPITULO 1

La ecuación 1.47 tiene dos incógnitas: el colgamiento ( $H_L$ ) y la fricción ( $f_{tp}$ ). El propósito general del desarrollo de esta ecuación es la de obtener el valor de las incógnitas antes mencionadas en función de propiedades del fluido y del sistema previamente conocido.

Las condiciones de colgamiento y ángulos de inclinación bajo las cuales está desarrollado el método de Beggs y Brill se encuentran definidas bajo las siguientes premisas que se presentan en la tabla 1.5.

*Tabla 1.5 Condiciones de diseño del método de Beggs y Brill.*

<b><math>H_L = 1</math> para flujo monofásico de líquido.</b>
<b><math>H_L = 0</math> para flujo monofásico de gas.</b>
<b><math>\theta = \pm 90^\circ</math> para cualquier ángulo de inclinación.</b>

En trabajos anteriores a los de Beggs y Brill tales como el de Flanigan (1958) se asumió que no había recuperación de la presión en flujo multifásico en ángulos inclinados; sin embargo, en los estudios tratados por Beggs y Brill indican que la recuperación de la presión en secciones descendentes de una tubería multifásicas en terreno sinuoso existe y debe ser considerado en el diseño de la tubería.

Así mismo Sevigny (1962) estudió el flujo de una mezcla de aire y agua en una tubería de 0.8245 pg de diámetro con inclinaciones de  $90^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $15^\circ$ ,  $10^\circ$  y  $5^\circ$  hasta la horizontal de  $0^\circ$ , no midió el colgamiento y en la caída de presión no actuaban las pérdidas de presión por fricción debido a cambios de elevación; para estas consideraciones, este método daba presiones de recuperación de presión de más del 100 % en flujo descendente y esto obviamente imposible.

## CAPITULO 1

### 1.4.1.1 Estudio experimental.

Los experimentos se realizaron en tubos transparentes de acrílico de entre 1 y 1 ½ pg de diámetro con una longitud de 90 Pies, el método fue desarrollada con 584 mediciones. Las tuberías en el experimento estaban dotadas de un mecanismo que les permitía variar su posición desde la horizontal hasta la vertical, con esto se obtuvieron todos los patrones de flujo, además se tenían dispositivos para medir los gastos, celdas de presión, así como ángulos de inclinación y el colgamiento. Los fluidos utilizados fueron aire y agua, en la tubería se variaron las velocidades del líquido y del gas en donde se observaron los patrones de flujo en la tubería de acrílico así como los efectos de pérdida de presión debido al colgamiento y la fricción entre las fases.

Los parámetros estudiados y sus rangos de variación fueron:

- Flujo de gas (0 a 300 Mscf/d).
- Flujo de líquido (0 a 30 gal/min).
- Presión media del sistema (35 a 95 psia).
- Diámetro de la tubería (1 y 1.5 pg.).
- Colgamiento del líquido (0 a 0.870).
- Gradiente de presión (0 a 0.800 psi/pie).
- Ángulo de la inclinación (- 90° a +90°).
- Patrón del flujo.



## CAPITULO 1

En la siguiente figura se esquematiza el banco de datos para diferentes ángulos de inclinación y fracciones de líquido y gas con en los que Beggs y Brill realizaron sus experimentos de caída de presión y colgamiento.

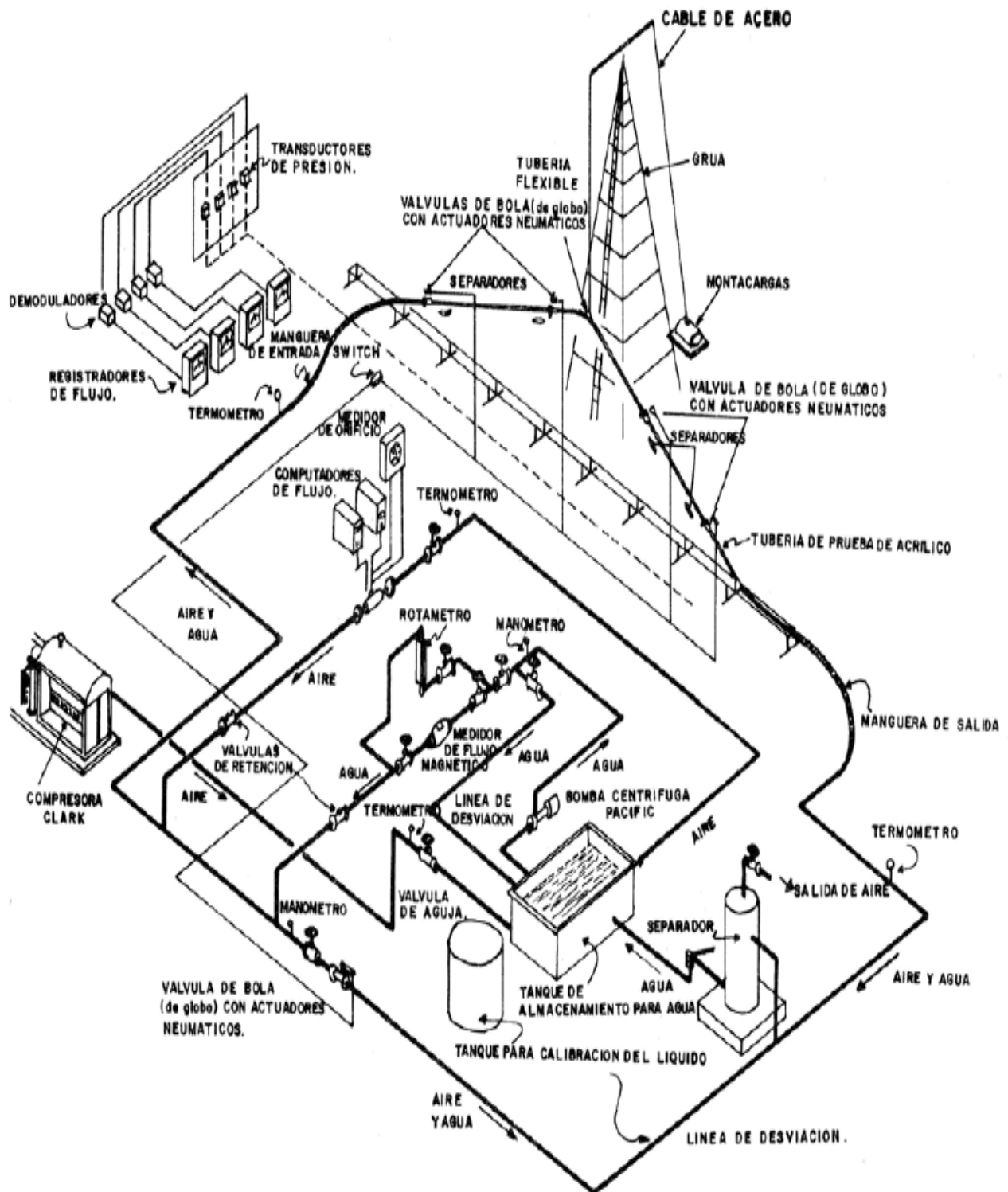


Figura 1.14 Esquema del sistema de pruebas utilizado por Beggs y Brill, (Colegio de Ing. Petroleros de México, Transporte de Hidrocarburos por Ductos).

## CAPITULO 1

El procedimiento de prueba consistió en:

1. La velocidad del gas es afectado por un juego de estranguladores y monitoreado por un medidor de flujo.
2. La velocidad del líquido es afectada por un estrangulador y una válvula de secuencia.
3. Una vez alcanzadas las condiciones de estado estacionario, se varían las presiones y se registran estas variaciones de presión.
4. Se miden las presiones, el tiempo, el gasto y temperatura de flujo para una cierta longitud de la tubería. Las válvulas para la medición del colgamiento son activadas y se registran los datos de colgamiento tanto para flujo ascendente como para descendente, el procedimiento se repite 10 veces y se toma la lectura del colgamiento promedio, evitando el flujo turbulento para la toma de las mediciones.
5. Se varía el ángulo de la tubería y del paso 1 al 4 se repite el procedimiento cuantas veces sea cambiado el ángulo de la tubería.
6. La velocidad del gas es cambiada y se repiten los pasos del 2 al 5.
7. La velocidad del líquido es cambiada y se repiten los pasos del 1 al 6.

El tiempo en realizar las pruebas fue de aproximadamente de 45 minutos, dependiendo del tiempo que se requirió alcanzar el estado estacionario, necesario para realizar la prueba.

Para el desarrollo del método y realizar el cálculo del gradiente de presión para flujo multifásico inclinado se requieren de dos parámetros fundamentales:

- Colgamiento del líquido ( $H_L$ ).
- Factor de fricción de ambas fases ( $f_{tp}$ ).

**1.4.1.2 Método para el colgamiento de líquido.**

Al graficar el colgamiento contra la inclinación de la tubería para un flujo constante, está demostrado que el colgamiento está en función del ángulo de inclinación, la viscosidad y de la densidad de la fase líquida.

En la figura 1.15 se aprecia el comportamiento del flujo multifásico cuando el ángulo de la tubería alcanza aproximadamente los +50° se alcanza un punto máximo en el colgamiento del líquido y cuando se alcanza aproximadamente los -50° en el ángulo de la horizontal se tiene un punto mínimo del colgamiento.

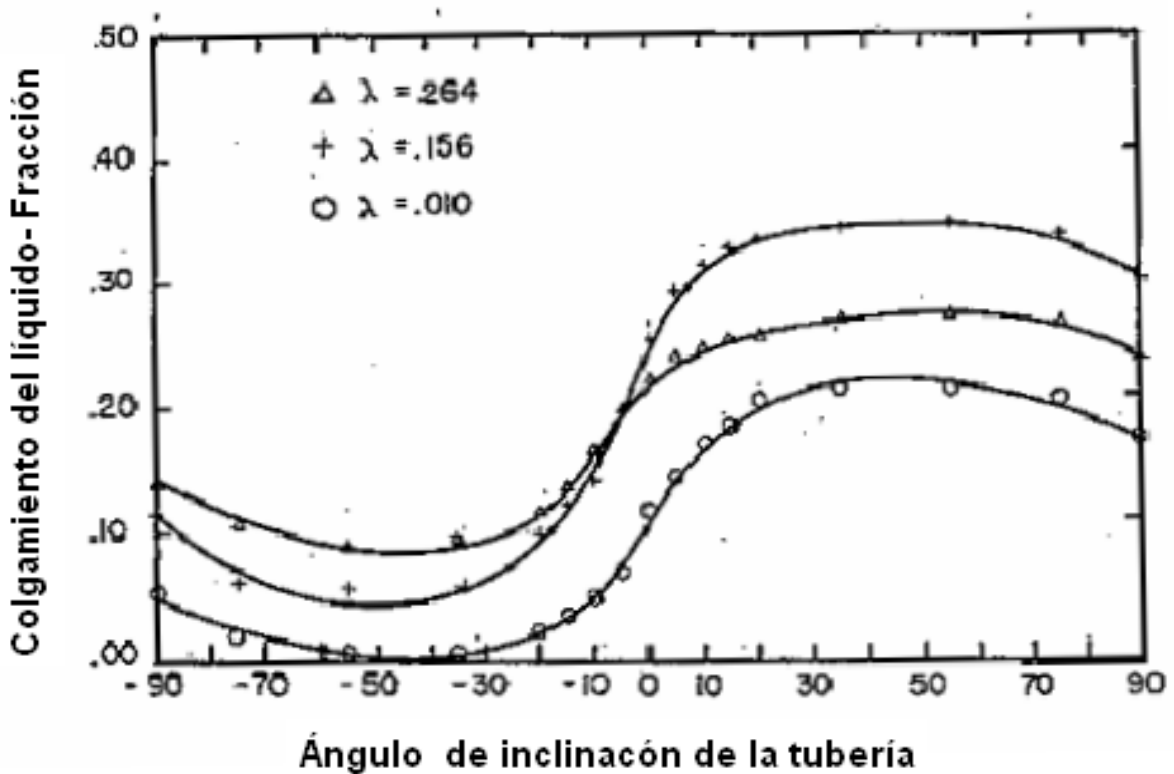


Figura 1.15 Colgamiento del líquido vs ángulo de inclinación.,(Evaluation of inclined-pipe, two-phase Liquid Holdup and Pressure- Loss Correlations Using Experimental Data.)

La figura 1.15 demuestra que el grado de colgamiento se comporta en función del ángulo de inclinación, así como para diferentes gastos de flujo, por lo tanto fue necesario para el desarrollo de la correlación encontrar una relación en función del colgamiento, los gastos del flujo, diámetros de las tuberías, ángulos, entre otras variables. Finalmente se decidió establecer una normalización del colgamiento mediante la siguiente expresión:

$$\frac{H_L(\theta)}{H_L(0)} = \psi \dots\dots\dots (1.48)$$

# CAPITULO 1

Donde:

$H_L(\theta)$  = Colgamiento de líquido a un ángulo.

$H_L(0)$  = Colgamiento de líquido horizontal  $0^\circ$ .

$\psi$  = Factor de corrección por efecto de ángulo de inclinación.

Se realizó el cálculo del colgamiento horizontal mediante la siguiente correlación, que establece una relación lineal entre este parámetro y otras variables siendo la más importante el número de Froude ( $N_{FR}$ ) y  $\lambda$  que son parámetros relevantes para el método de Beggs y Brill.

$$H_L(0) = a\lambda^b N_{FR}^c \dots\dots\dots (1.49)$$

Donde: a, b, c son constantes arbitrarias.

Esta ecuación es independiente del patrón de flujo, pero no aplicable a todas las condiciones de flujo; más sin embargo, la exactitud de un método para flujo horizontal puede ser mejorada si se considerara el patrón de flujo.

El colgamiento horizontal ( $H_L(0)$ ) es posible obtenerlo mediante la figura 1.16 en función de  $\lambda$  y  $N_{FR}$ .

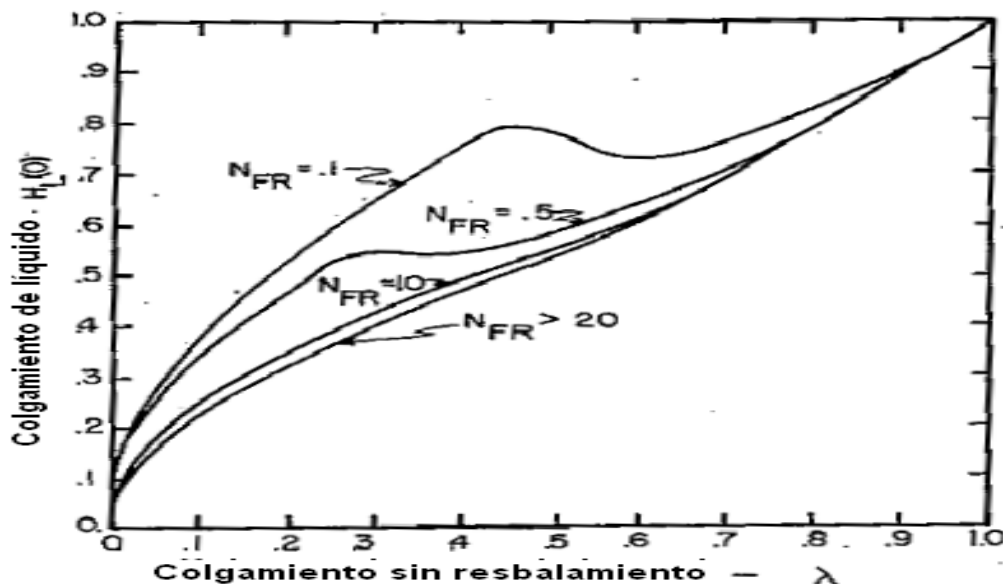


Figura 1.16 Colgamiento de líquido horizontal vs colgamiento sin resbalamiento, (Evaluation of inclined-pipe, two-phase Liquid Holdup and Pressure- Loss Correlations Using Experimental Data).

## CAPITULO 1

Referente al factor de corrección por efecto del ángulo de inclinación  $\psi$ , éste es posible calcularlo tanto analíticamente como de manera gráfica.

Tanto para  $H_L(0)$  como para  $\psi$  (valor de C) serán dependientes del patrón de flujo:

- Segregado.
- Distribuido.
- Intermitente.

La ecuación para el cálculo de C se expresa de la siguiente forma:

$$C = (1 - \lambda) \ln(d \lambda^e N_{Lv}^f N_{Fr}^g) \dots \dots \dots (1.50)$$

La ecuación para el cálculo de  $\psi$ , aplicable para todas las condiciones de flujo, es la siguiente:

$$\psi = 1 + C [\sin(1.8 \theta) - 0.333 \sin^3(1.8 \theta)] \dots \dots \dots (1.51)$$

En donde C está definido para flujo ascendente (1.52) y descendente (1.53) mediante las siguientes ecuaciones:

$$C_+ = (\psi_{\max} - 1) 1.5 \dots \dots \dots (1.52)$$

$$C_- = (1 - \psi_{\min}) 1.5 \dots \dots \dots (1.53)$$

Donde  $\psi_{\max}$  y  $\psi_{\min}$  varían de acuerdo a las condiciones de flujo en estudio.

Mediante la figura 1.17 es posible obtener  $\psi$  a partir del ángulo de inclinación.

CAPITULO 1

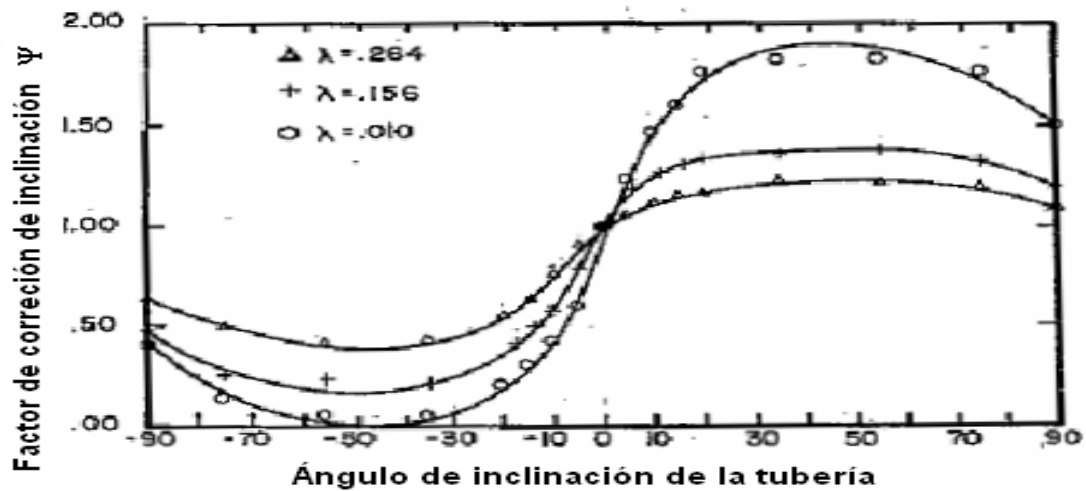


Figura 1.17 Factor de corrección de inclinación vs ángulo, (Evaluation of inclined-pipe, two-phase Liquid Holdup and Pressure- Loss Correlations Using Experimental Data).

Las ecuaciones para los diferentes patrones de flujo se muestran en la tabla 1.6:

Tabla 1.6 Ecuaciones para la predicción del colgamiento de líquido, (Evaluation of inclined-pipe, two-phase Liquid Holdup and Pressure- Loss Correlations Using Experimental Data).

Patrón de flujo horizontal	Colgamiento horizontal	C+	C-
Segregado	$H_L(0) = \frac{0.98\lambda^{0.4816}}{N_{FR}^{0.0858}}$	$C+ = (1 - \lambda) \ln \left[ \frac{0.011N_{LV}^{3.538}}{\lambda^{3.568}N_{FR}^{1.614}} \right]$	$C- = (1 - \lambda) \ln \left[ \frac{4.7N_{LV}^{0.1244}}{\lambda^{0.3692}N_{FR}^{0.5056}} \right]$
Intermitente	$H_L(0) = \frac{0.845\lambda^{0.5351}}{N_{FR}^{0.00173}}$	$C+ = (1 - \lambda) \ln \left[ \frac{2.96\lambda^{0.305}N_{FR}^{0.0078}}{N_{LV}^{0.4473}} \right]$	IGUAL QUE EL SEGREGADO
Distribuido	$H_L(0) = \frac{1.065\lambda^{0.5834}}{N_{FR}^{0.0609}}$	$C+ = 0$	IGUAL QUE EL SEGREGADO

Para determinar el patrón de flujo en estudio se requiere conocer el número de Froude ( $N_{FR}$ ), mediante una relación que está establecida tanto de manera gráfica y analítica.

De manera analítica se tienen las siguientes consideraciones:

- Si  $N_{FR} < L_1$  es por lo tanto flujo segregado.
- Si  $N_{FR} > L_1$  y  $N_{FR} > L_2$  es por lo tanto flujo distribuido.
- Si  $L_1 < N_{FR} < L_2$  es por lo tanto flujo intermitente.

De manera gráfica se obtiene el patrón de flujo con la figura 1.18 en donde se involucra el parámetro  $\lambda$ .

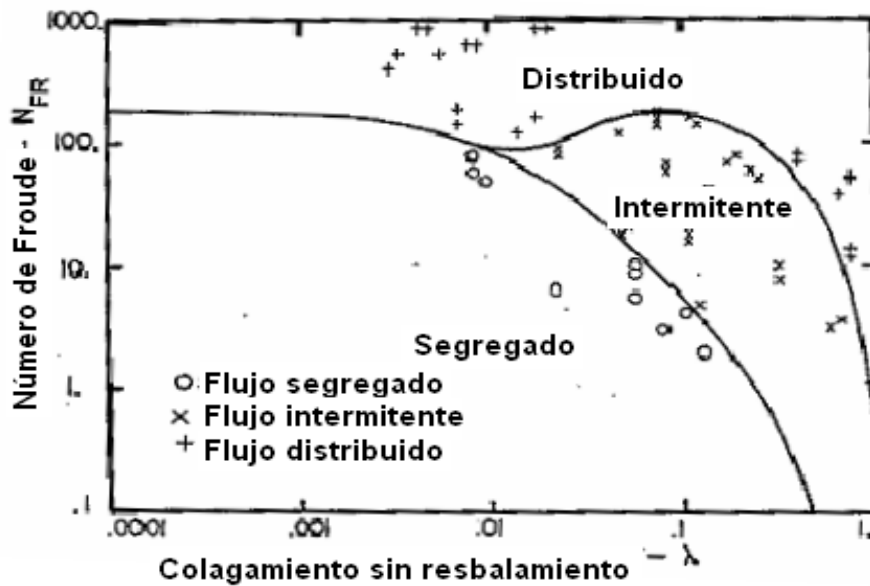


Figura 1.18 Mapa de patrón de flujo horizontal, (Evaluation of inclined-pipe, two-phase Liquid Holdup and Pressure- Loss Correlations Using Experimental Data).

Como el número de Froude es dependiente de  $L_1$  y  $L_2$  para determinar el patrón de flujo, dichos valores deben ser calculados previamente con las siguientes expresiones:

$$L_1 = \exp(-4.62 - 3.757X - .481X^2 - 0.0207X^3) \dots\dots\dots (1.54)$$

$$L_2 = \exp(1.061 - 4.602X - 1.609X^2 - 0.179X^3 + 0.635 \times 10^{-3} X^5) \dots\dots\dots (1.55)$$

Donde:

$$X = \ln(\lambda) \dots\dots\dots (1.56)$$

Para la determinación del colgamiento en cualquier posición  $H_L(\theta)$  se obtiene mediante la siguiente correlación.

$$H_L(\theta) = H_L(0) \{ 1 + C [\sin(1.8 \theta) - 0.333 \sin^3(1.8 \theta)] \} \dots\dots\dots (1.57)$$

Bajo las siguientes restricciones:

$$H_L(0) \geq \lambda$$

$$0 \leq H_L(\theta) \leq 1$$

**1.4.1.3 Método para el factor de fricción entre ambas fases.**

Para obtener el factor de fricción ( $f_{tp}$ ), éste se normalizó utilizando el factor de fricción sin resbalamiento ( $f_{ns}$ ), que puede obtenerse mediante el diagrama de Moody o con la siguiente expresión.

$$f_{ns} = \left[ 2 \log \left( \frac{N_{Re ns}}{4.5223 \log N_{Re ns} - 3.8215} \right) \right]^{-2} \dots\dots\dots (1.58)$$

Donde:

$$N_{Re ns} = \frac{[\rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda)] y_m d}{\mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)} = \frac{G_m d}{\mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)} \dots\dots\dots (1.59)$$

Donde:

$$G_m = G_L + G_o \quad \text{Gasto del flujo másico de la mezcla.}$$

El factor de fricción normalizado está en función de  $\lambda$  y  $H_L(\theta)$ .

$$\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = f \left\{ \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2} \right\} = e^S \dots\dots\dots (1.60)$$

Donde:

$$S = \frac{\ln Y}{-0.0523 + 3.182(\ln Y) - 0.8725(\ln Y)^2 + 0.01853(\ln Y)^4} \dots\dots\dots (1.61)$$

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2} \dots\dots\dots (1.62)$$

El valor de S llega a ser definido cuando el valor de Y se encuentra en el intervalo de ( $1 \leq Y \leq 1.2$ ); para este intervalo la función S es calculada de la siguiente manera.

$$S = \ln(2.2Y - 1.2) \dots\dots\dots (1.63)$$



## CAPITULO 1

El valor de la fricción normalizado puede ser obtenido utilizando la figura 1.12 que está en función de  $\lambda$ .

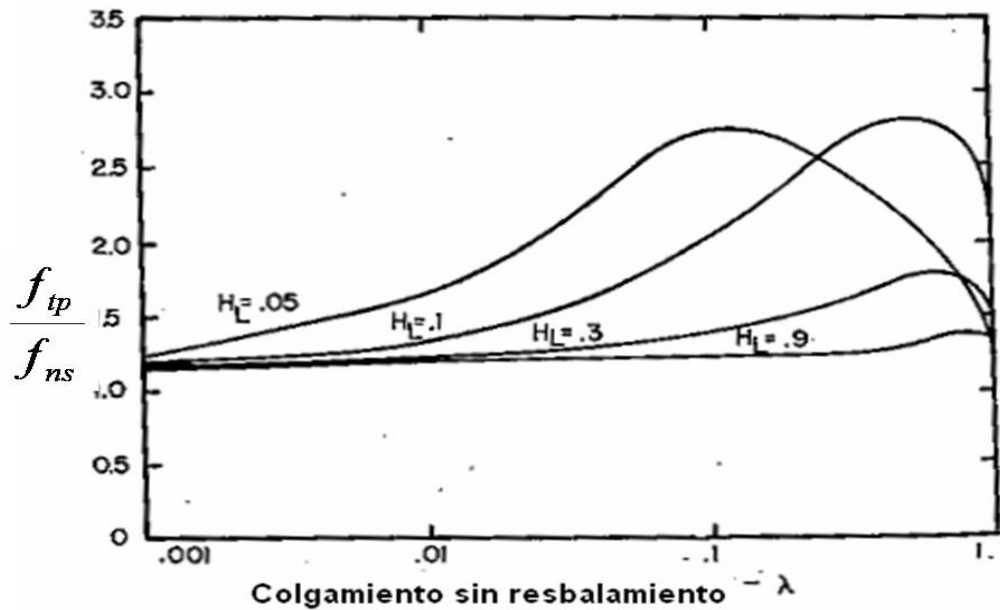


Figura 1.19 Factor de fricción normalizado (Evaluation of inclined-pipe, two-phase Liquid Holdup and Pressure-Loss Correlations Using Experimental Data).

### 1.4.1.4 Procedimiento de cálculo.

1. Calcular  $\rho_L, \rho_g, v_{sL}, v_{sg}, v_m, G_m, \lambda, N_{FR}, N_{Rens}$  y  $N_{Lv}$  a la presión y temperatura dada.
2. Calcular  $L_1$  y  $L_2$ .
3. Determinar el patrón de flujo bajo los siguientes criterios:
  - i. Si  $N_{FR} < L_1$   $\therefore$  flujo segregado.
  - ii. Si  $N_{FR} > L_1$  y  $N_{FR} > L_2$   $\therefore$  flujo distribuido.
  - iii. Si  $L_1 < N_{FR} < L_2$   $\therefore$  flujo intermitente.
4. Calcular  $H_L(0)$  y  $C$ .
5. Calcular  $\phi$  y  $\psi$ .
6. Calcular  $H_L(\theta)$  y  $\rho_{tp}$ .
7. Calcular  $f_{tp}/f_{ns}$ .
8. Calcular  $f_{ns}$  y  $f_{tp}$  posteriormente  $f_{tp}$ .
9. Finalmente, realizar el cálculo de  $\left(-\frac{dP}{dZ}\right)$ .

### **1.4.2 Evaluación del método de Beggs y Brill utilizando datos experimentales.**

Beggs y Brill (1979) desarrollaron un estudio experimental, estadístico, comparando los resultados de diferentes correlaciones de flujo multifásico con los resultados medidos de las instalaciones experimentalmente.

Los objetivos principales de esta investigación fueron:

- El desarrollo y diseño de instalaciones experimentales que puedan ser utilizadas para la investigación de fenómenos de flujo multifásico en terrenos sinuoso.
- La evaluación de los métodos de flujo multifásico para la predicción del colgamiento de líquido y las pérdidas de presión, utilizando los datos obtenidos de las instalaciones experimentales.

1.4.2.1 Descripción de las instalaciones experimentales.

La siguiente figura muestra el banco de datos que utilizo Beggs y Brill para comportamiento de flujo multifásico en condiciones de terreno sinuoso.

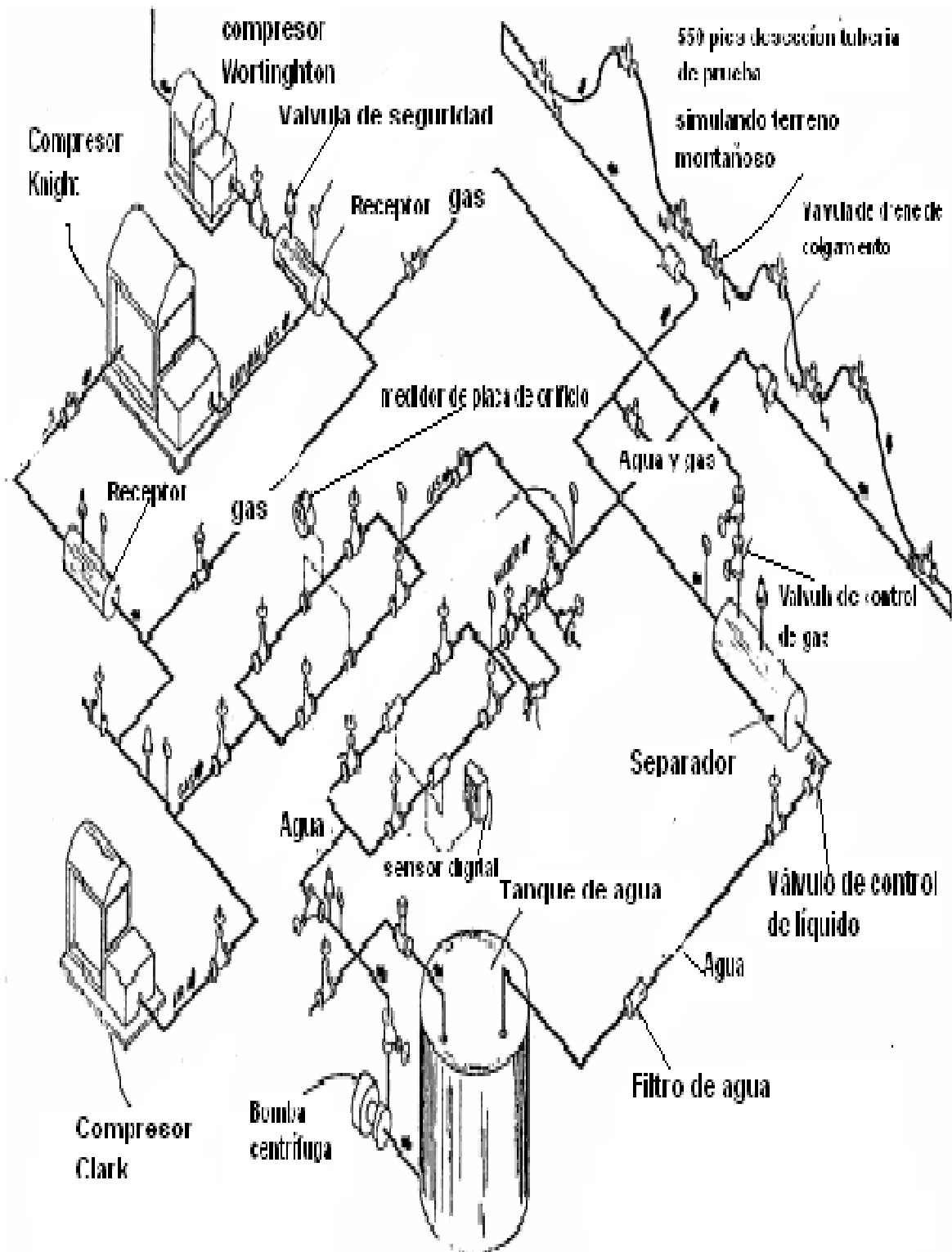


Figura 1.20 Esquema de la instalación experimental simulando terreno sinuoso, (A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes” Dale Beggs, H., P. Brill, James. Journal of Petroleum Technology. Mayo, 1973. Págs.: 607-617).

## CAPITULO 1

Las instalaciones experimentales tienen una longitud total de 1,200 pies de 2 pg de diámetro cedula 40, con un compresor y una bomba, dispositivos de medición y un separador.

El sistema entero fue cerrado y presurizado, agua y gas fueron utilizados para el desarrollo de la prueba, las secciones de pendientes ascendentes y descendentes fueron repartidas en 3, con una longitud de 400 pies, los efectos de entrada y de salida fueron evitados dentro de las secciones de prueba, la figura 1.20 describe lo anterior.

La figura 1.21 muestra el perfil de inclinación de las líneas de flujo del banco de pruebas con el que se simularon las condiciones de un terreno sinuoso.

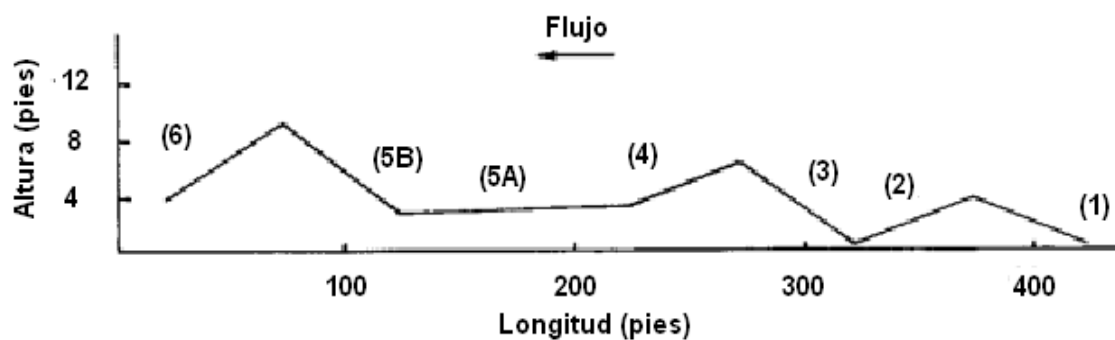


Figura 1.21 Perfil de la sección de banco de prueba, (*A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes* Dale Beggs, H., P. Brill, James. *Journal of Petroleum Technology*. Mayo, 1973. Págs.: 607-617).

La tabla 1.6 muestra los datos de longitud, cambios de elevación y ángulos de inclinación de cada una de las secciones que componen al banco de pruebas con el que se simularon las condiciones de terreno sinuoso.

Tabla 1.7 Datos de las secciones empleadas en el banco de pruebas., (*Evaluation of inclined-pipe, two-phase Liquid Holdup and Pressure- Loss Correlations Using Experimental Data*).

Sección	Longitud (pie)	Cambio de elevación (pie)	Ángulo (grados)
1	50	3.69	4.23
2	50	-3.75	-4.3
3	50	6.11	7.02
4	50	-3.31	-3.8
5A	100	0.24	-0.14
5B	46	6.59	5.24
6	54	-5.56	-5.91

**Nota:** La sección 5 tiene dos inclinaciones sobre la longitud total correspondiente a los datos de diferencial de presión.

### 1.4.2.2 Análisis del colgamiento.

El colgamiento del líquido fue medido en las tres secciones ascendentes y descendentes de las instalaciones experimentales desarrolladas y que se ilustraron en la figura 1.20.

Los valores calculados con los métodos fueron comparados con los datos experimentales medidos. Los métodos comparados fueron Beggs y Brill, Flanigan y Guzhov et al; cabe mencionar que estos métodos predicen el colgamiento con mayor exactitud en algunas secciones de las instalaciones que en otras, debido a la presencia de bacheo en algunas partes de las secciones ascendentes y descendentes. .

El método de Beggs y Brill fue el más exacto en la predicción del colgamiento en las secciones ascendentes, mientras que en las descendentes se aplicó modificado en combinación con la correlación de Guzhov et al, considerando todos los criterios propuestos por Guzhov, ofreciendo resultados con mayor exactitud comparada con el método original, lo que indica que el método original sobre predice flujo descendente.

El método de Guzhov et al, resultó con el menor promedio de porcentaje de error de los tres métodos. Utilizando el criterio de flujo estratificado de Guzhov et al, el colgamiento de líquido en flujo descendente se predijo con más exactitud.

Para estos experimentos el método de Flanigan fue el menos exacto de los tres métodos. Flanigan la estableció como una burda aproximación debido a que se trataba de uno de los primeros intentos en predecir el colgamiento y en donde sólo consideró el flujo ascendente e ignoró el descendente.

*Tabla 1.8 Análisis estadístico del colgamiento.*

Método	Ascendente		Descendente	
	%Error promedio	S	%Error promedio	S
Beggs y Brill	9.2	15.0	61.0	80.8
Flanigan	16.3	30.1	-	-
Guzhov et al.	14.3	19.5	36.6	57.4
Beggs- Guzhov*	-	-	17.9	48.7

\*Combinación de los métodos de Beggs y Brill con Guzhov para flujo ascendente y descendente.

## CAPITULO 1

### 1.4.2.3 Análisis de pérdidas de presión.

Para el análisis de pérdidas de presión en la instalación experimental se compararon 6 métodos y la combinación de algunas de ellas. Donde un resultado positivo en el porcentaje de error promedio indica una sobre predicción en las pérdidas de presión.

Los resultados de las pruebas indican que el método de Guzhov et al es el más erróneo comparándole con los demás, atribuido a que el colgamiento ascendente y descendente los considera iguales en flujo bache.

La combinación de los métodos de Dukler para colgamiento y fricción en combinación con Flanigan y su factor de elevación no predijeron las pérdidas de presión tan bien como la combinación del colgamiento de Eaton, el factor de fricción de Dukler y el factor de elevación de Flanigan; aunque, el uso del factor de fricción de Eaton obtuvo resultados bastante aproximados con el método desarrollado dentro de los diámetros de 2 pg.

Los métodos de Beggs y Brill original y modificado por Robinson obtuvieron prácticamente los mismos resultados para los diámetros de 2 pg.

*Tabla 1.9 Análisis estadístico de las pérdidas de presión.*

Método	Descendente						Ascendente							
	Secc. 1		Secc.3		Secc.5		Secc.2		Secc.4		Secc.6		Secc.Total	
	%E	\$	%E	\$	%E	\$	%E	\$	%E	\$	%E	\$	%E	\$
Beggs y Brill	-0.62	28.21	3.39	43.53	6.34	55.86	-125.07	176.78	-68.20	120.32	-133.66	163.38	-24.52	12.65
Beggs y Brill (Modificado por Robinson)	-2.44	26.21	0.26	40.04	4.46	56.55	-121.92	173.95	-66.85	118.03	-131.32	162.83	-25.75	14.45
Beggs y Brill (sin presión de recuperación)	-0.62	28.21	3.38	43.52	8.03	57.03	16.95	203.84	42.16	221.19	30.85	123.64	-1.45	15.91
Beggs y Brill (Con factor de fricción de tubería)	15.81	29.34	18.43	51.95	25.58	58.05	-91.67	236.26	-24.20	152.40	-92.77	174.41	-4.38	21.79
Eaton(H <sub>L</sub> ) Dukler (FF) Flanigan (EF)	10.89	42.74	12.61	61.73	14.20	53.85	21.87	269.81	52.56	224.58	35.09	122.24	5.98	15.23
Dukler (H <sub>L</sub> ) Dukler(FF) Flanigan (EF)	22.17	41.79	22.19	63.28	26.40	52.03	40.56	280.35	79.68	258.68	62.97	146.35	19.43	14.83
Eaton (H <sub>L</sub> ) Eaton (FF) Flanigan (EF)	11.36	47.79	12.23	63.11	14.92	55.70	28.18	207.80	46.15	221.81	41.44	125.95	6.87	20.84
Guzhov et al	-11.98	56.60	-11.56	56.21	-22.05	42.88	-178.92	161.44	-140.06	240.05	-22.05	42.88	-46.68	41.43

H<sub>L</sub>= Colgamiento del líquido.

FF = Factor de fricción.

EF= Factor de elevación.

### **1.4.2.4 Análisis del método de Beggs y Brill.**

En el análisis de colgamiento del método de Beggs y Brill se encontró que ésta sobrepredice el colgamiento en flujo descendente, lo que se traduce en un incremento en la presión de recuperación y por lo tanto en una subestimación en las pérdidas de presión totales. Revisado lo anterior, el método de Beggs y Brill fue modificado despreciando el término de elevación para flujo descendente, lo que resultó en una mejora en el desempeño del método, donde el porcentaje de promedio de error se redujo a -1.45%; por lo tanto, se concluye que el colgamiento en flujo descendente es la única fuente de error en el método, provocado por una sobre simplificación en los cálculos.

El cálculo del colgamiento en flujo descendente puede ser mejorado sustancialmente utilizando una combinación de los métodos de Guzhov et al. y Beggs y Brill tomando en consideración régimen estratificado y flujo descendente.

Existen algunos errores en la componente de la fricción para el cálculo de caídas totales de presión en el sistema, consecuencia de que las pruebas fueron realizadas en tuberías de acrílico, donde la rugosidad no fue un parámetro considerado en el factor de fricción.

En los estudios experimentales el factor de fricción fue sustituido por otra ecuación que está en función de una rugosidad de acero comercial (0.00015 ft), con lo que se registraron demasiadas pérdidas de presión pero no obstante son compensadas con la sobrepredicción de la recuperación de la presión en flujo descendente, donde se obtuvo un resultados de porcentaje de error promedio de -4.38%.

## CAPÍTULO 2

### Sistemas Submarinos de producción.

Ante la necesidad de encontrar recursos energéticos derivados del petróleo, las compañías petroleras han incursionado en áreas prospectivas de aguas profundas, donde el verdadero reto no es la ubicación del almacenamiento del hidrocarburo sino cómo transportar la producción desde el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento en la superficie, de una manera eficiente y segura. Para esto las diversas empresas han realizado diseños de ingeniería en equipos especializados y específicamente para las condiciones del ambiente submarino, con la finalidad de alcanzar el máximo desempeño de los equipos para la explotación del campo.

Un sistemas submarinos de producción es un conjunto de equipos, que permiten la explotación de hidrocarburos bajo condiciones de grandes tirantes de agua en la figura 2.0 se presenta un esquema de un sistema submarino de producción.



*Figura 2.0 Sistema submarino de producción (Roncador, Brasil, FMC Technologies.)*

Los sistemas submarinos de producción submarinos son componentes básicos en la producción de aceite en aguas profundas, sobre todo cuando va incrementándose el tirante de agua y la lejanía de los pozos. En forma proporcional los costos y dificultades de la operación de los sistemas submarinos se incrementan con el tirante agua



## CAPÍTULO 2

Estos son algunas de las principales ventajas y beneficios de los sistemas submarinos de producción<sup>20</sup>:

- Proporcionan una gran flexibilidad en el desarrollo del campo, ya que permite alojar un amplio número de pozos, así como el espaciamiento entre ellos.
- Permite una rápida capitalización de los prospectos.
- Estos sistemas se conectan a cualquier tipo de plataforma de procesamiento y/o almacenamiento en superficie o instalaciones ubicadas en tierra, mediante tuberías que abarcan grandes distancias y líneas de flujo.
- Permite la producción temprana de los campos con las siguientes características:
  - Aguas profundas y someras.
  - Localización remota.
  - Campos marginales.
  - Extremos inalcanzables para la perforación direccional desde plataformas existentes.
  - Permite desarrollar varios campos pequeños desde un solo centro de proceso.
- Permite el uso de vehículos de operación remota para la inspección, en lugar de buzos para las actividades de instalación y mantenimiento; por lo tanto, incrementándose el nivel de seguridad.

Como inconvenientes de los sistemas submarinos de producción<sup>20</sup>:

- Los componentes de los sistemas submarinos de producción no se encuentran en existencia en almacenes de los fabricantes y proveedores del equipo, sino que el suministro de los mismos es bajo pedido y especificaciones, por lo que se requiere tener un programa que tenga bien definidos y contemplados estos tiempos y lograr así una disponibilidad.
- Algunas actividades en aguas profundas, como la inspección de líneas para la detección de posibles fugas, la conexión o desconexión de las mismas y la intervención de algunos otros equipos submarinos entre otras cosas, requieren el uso de vehículos de operación remota, tecnología que encarece los costos del sistema; además, habrá que considerar la disponibilidad de los mismos para llevar a cabo dichas actividades.
- Habrá que considerar también la disponibilidad, tipos y capacidades de las embarcaciones en la industria para la instalación y mantenimiento de los equipos submarinos.

## CAPÍTULO 2

Para el desarrollo de un campo submarino y la aplicación de sistemas submarinos de producción es necesario considerar aspectos como:

- El equipo submarino que se empleará.
- La arquitectura submarina.
- El aseguramiento de flujo.
- Las condiciones del suelo (Batimetría).
- Las características del yacimiento.
- La instalación del equipo.
- Los sistemas de conexiones.

El objetivo principal de este capítulo es dar una descripción de los sistemas submarinos de producción así como los diferentes criterios y consideraciones para la configuración de los campos petroleros submarinos para su adecuada explotación, así como una breve introducción del panorama mundial de la producción en aguas profundas.

### **2.1 Panorama mundial de los principales proyectos en aguas profundas.**

Al llegar a su fin la era del “petróleo fácil”, el siguiente paso lógico es buscar en aguas más profundas y en horizontes a mayor profundidad. De hecho, para el año 2011 se calcula que 27% del total de las inversiones de la industria petrolera costa afuera será en aguas profundas. Como consecuencia, será necesario que la tecnología del sector responda a esta tendencia<sup>21</sup>.

En la última década, se han acelerado la exploración y el desarrollo de yacimientos petroleros en aguas profundas, logrando nuevas tendencias y alcances tecnológicos a medida que se ha ampliado la aptitud para trabajar en aguas cada vez más profundas.

Diferentes organizaciones tienen su propia definición de lo que es la explotación de hidrocarburo en aguas profundas, de las cuales la mayoría se encuentra por los rangos superiores a los 500 metros de tirante de agua como lo indica la tabla 2.0.

## CAPÍTULO 2

*Tabla 2.0 Definición de explotación de hidrocarburo costa afuera, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*

<b>Definición</b>	<b>ISO-13628-1-2006</b>	<b>PEMEX</b>	<b>US-MMS</b>	<b>Mar del Norte (UK, Noruega)</b>	<b>Brasil</b>
<b>Aguas Someras (Plataforma Continental)</b>	<b>&lt;610 m</b>	<b>&lt; 500</b>	<b>&lt; 400</b>	<b>&lt; 300</b>	<b>&lt; 400</b>
<b>Aguas Profundas</b>	<b>610 – 1830</b>	<b>500 – 1500</b>	<b>400 – 1300</b>	<b>300 – 2000</b>	<b>400 – 1000</b>
<b>Aguas Ultra profundas</b>	<b>&gt; 1830</b>	<b>&gt; 1500</b>	<b>&gt; 1300</b>	<b>&gt; 2000</b>	<b>&gt; 1000</b>

A fines de la década de 1940, perforar en aguas de 15 metros se consideraba perforación en aguas profundas. En 1955, una compañía perforó a 64 Kilómetros de la costa de Lousiana, Estados Unidos, en un tirante de agua de 25 metros, lo que era el pozo más lejano de la costa en esa época<sup>12</sup>.

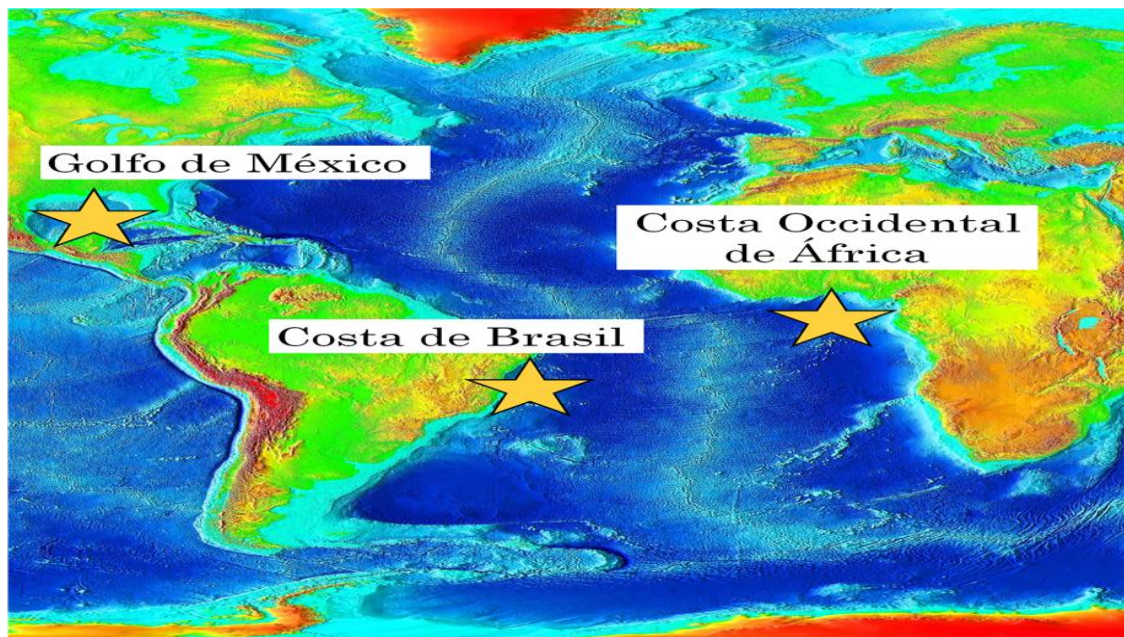
Para el año 2000 ya había 44 yacimientos en denominadas aguas profundas en producción y se espera que este número aumente diez veces más para el año 2012<sup>20</sup>.

La disminución de oportunidades en regiones más tradicionales de gas y petróleo ha provocado la necesidad de incursionar en aguas profundas. El camino a seguir tiene más desafíos, pues el objetivo es incrementar la producción para satisfacer el incremento de demanda y al mismo tiempo mantener los niveles actuales de producción.

Consecuentemente hay un cambio creciente hacia escenarios más y más extremos. El petróleo será más difícil de producir, a partir de geologías más complejas y en áreas más remotas. Las profundidades, las temperaturas, presiones y composición química son los mayores retos y requieren de soluciones técnicas en cuanto a la construcción del pozo, la caracterización del yacimiento y la producción del pozo.

Los éxitos recientes en aguas profundas y ultraprofundas han demostrado que se puede enfrentar ese desafío, y se ha ampliado el deseo de logros similares.

En la figura 2.1 se ilustra el triangulo dorado de las aguas; Costas de Brasil, Golfo de México, y gran parte de la costa de África Occidental, se les ha denominado de esa manera debido a que a últimas fechas se han realizado los grandes descubrimientos y han dado lugar a la mayoría de la actividad petrolera costa afuera. Desde el inicio de la producción en aguas profundas, algunos de los campos más grandes y prolíficos del mundo se han perforado en el triangulo dorado<sup>22</sup>.



*Figura 2.1 Triangulo dorado de las aguas profundas.*

Algunos ejemplos de proyectos en aguas profundas son: Thunder Horse en la parte del Golfo de México correspondiente a los Estados Unidos, con 1,500 millones de barriles recuperables. Great Plutino, frente a las costas de Angola, que se cree almacena 750 millones de barriles y más recientemente, Tupi y el grupo pre-sal de la cuenca de Santos en aguas de Brasil, se calcula almacena entre 12,000 y 30,000 millones de barriles de petróleo equivalente<sup>22</sup>.

Del total de de las inversiones de la industria petrolera costa afuera serán en aguas profundas. La mayoría de este gasto (85%) se concentrará en el llamado triangulo dorado; No obstante, las nuevas áreas de interés ahora incluyen India, el Ártico, el Margen Atlántico y el Mar Negro<sup>22</sup>.

Encontrar y desarrollar hidrocarburos difíciles en aguas profundas es una tarea complicada y larga, con riesgos y costos altos, pero las recompensas también son grandes.

## CAPÍTULO 2

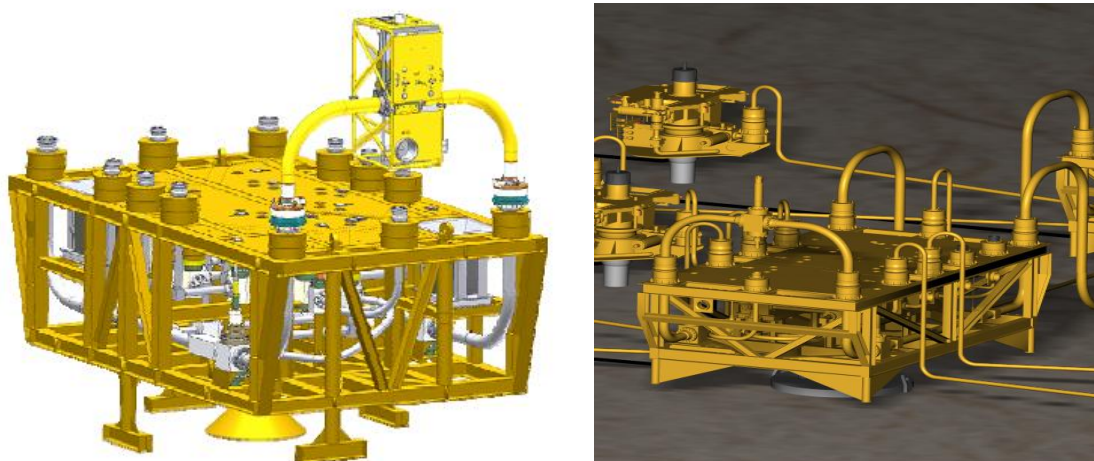
Tabla 2.1 Principales proyectos en aguas profundas, (Offshore engineer, April 2009).

Pais	Desarrollo	Sistema de producción	Status	Comienzo de producción	Tirante de agua (m)	operador
<b>ASIA-PACIFICO</b>						
India	D6	Pipeline a tierra	Bajo desarrollo	2009	915	Reliance
Australia	Gorgon	Pipeline a tierra	Bajo desarrollo	2011	1311	Chevron
Malasia	Gumusut	Semisurgible	Bajo desarrollo	2010	1200	Shell
India	MA	FPSO	Produciendo	2008	1220	Reliance
Australia	Pluto	Pipeline a tierra	Bajo desarrollo	2010	1006	Woodside
Australia	Van Gogh	FPSO	Bajo desarrollo	2009	366	Apache
Australia	Vincent	FPSO	Produciendo	2008	457	Woodside
<b>MEDIO ORIENTE</b>						
Egipto	Delta profundo del este	Pipeline a tierra	Bajo desarrollo	2008	356-993	Burullus
<b>GOLFO DE MEXICO</b>						
EE.UU	Blind Faith	Semisurgible	Produciendo	2008	1982	Chevron
EE.UU	Cascade-Chinook	FPSO	Bajo desarrollo	2010	2500	Petrobras
EE.UU	Jack/St Malo	FPSO	Plan Firmado	2013	2134	Chevron
EE.UU	Neptune	TLP	Produciendo	2008	1280	BHP Billiton
EE.UU	Perdido Hub	Spar	Bajo desarrollo	2010	2383	Shell
EE.UU	Phoenix	FPU	Bajo desarrollo	2010	860	Helix
EE.UU	Pony	TLP	Plan Firmado	2013	1159	Hess
EE.UU	Shenzi	TLP	Produciendo	2009	1341	BHP Billiton
EE.UU	Tahiti	Spar	Bajo desarrollo	2009	1280	Chevron
EE.UU	Telemark	MinDoc	Bajo desarrollo	2009-2010	1220	ATP
EE.UU	Thunder Hawk	Semisurgible	Bajo desarrollo	2009	1829	Murphy
EE.UU	Thunder Horse	Semisurgible	Produciendo	2008	1841	BP
<b>SUDAMERICA</b>						
Brasil	BC-10	FPSO	Bajo desarrollo	2009	886	Shell
Brasil	Camarupin	FPSO	Bajo desarrollo	2009	762	Petrobras
Brasil	Frade	FPSO	Bajo desarrollo	2009	1067	Chevron
Brasil	Guara	FPSO	Bajo desarrollo	2012	2134	Petrobras
Brasil	Iara	FPSO	Bajo desarrollo	2013	2226	Petrobras
Brasil	Jubarte	FPSO	Bajo desarrollo	2011	1341	Petrobras
Brasil	Marlim Leste	FPU,FPSO	Produciendo	2008	1080	Petrobras
Brasil	Marlim Sul	Semisurgible	Produciendo	2009	1255	Petrobras
Brasil	Mexilhao	Plataforma Fija	Bajo desarrollo	2010	320-548	Petrobras
Brasil	Papa Terra	FPSO	Bajo desarrollo	2013	1220	Petrobras
Brasil	Roncador	Semisurgible	Bajo desarrollo	2013	1790	Petrobras
Brasil	Tupi	FPSO	Bajo desarrollo	2009	1982	Petrobras
Brasil	Uruguá-Tambaú	FPSO	Bajo desarrollo	2010	1220	Petrobras
<b>OESTE DE AFRICA</b>						
Nigeria	Agbami	FPSO	Produciendo	2008	1433	Chevron
Nigeria	Akpo	FPSO	Produciendo	2009	1341	Total
Congo	Azurite	FPDSO	Bajo desarrollo	2009	1402	Murphy
Nigeria	Bonga SW	FPSO	Plan Firmado	2010	1220	Shell
Nigeria	Egina	FPSO	Plan Firmado	2013	1524	Total
Angola	Gimboa	FPSO	Bajo desarrollo	2009	680	Sonangol
Ghana	Jubilee	FPSO	Bajo desarrollo	2010	1000	Kosmos/Tullow
Congo	Moho/Bilondo	FPU	Produciendo	2008	793	Total
Angola	Pazflor	FPSO	Bajo desarrollo	2011	823	Total
Angola	PSVM	FPSO	Bajo desarrollo	2011	1982	BP
Angola	Tombua-Landana	Complaint Tower	Bajo desarrollo	2009	378	Chevron
Nigeria	Usan	FPSO	Plan Firmado	2012	750	Total

### 2.2 Equipos submarinos de producción.

#### 2.2.1 Múltiples de recolección submarinos (Manifolds).

Son equipos submarinos que hacen la función de cabezales de recolección central de los pozos submarinos, diseñados para recibir la producción de uno o diferentes pozos, para posteriormente enviar la producción hacia las líneas de flujo y de ahí a instalaciones en superficie<sup>11</sup>.



*Figura 2.2 Manifold de producción submarino, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*

##### 2.2.1.1 Múltiple de recolección submarina (Manifold).

Un manifold es un arreglo de tuberías, cabezales y válvulas que se usan para recibir y distribuir el aceite y el gas que proviene de diferentes pozos, siendo así uno de los sistemas operativos más flexibles, además de que sus sistemas de control pueden ser de energía eléctrica o hidráulica y cuentan con un respaldo de control por medio de (ROV's)<sup>11</sup>.

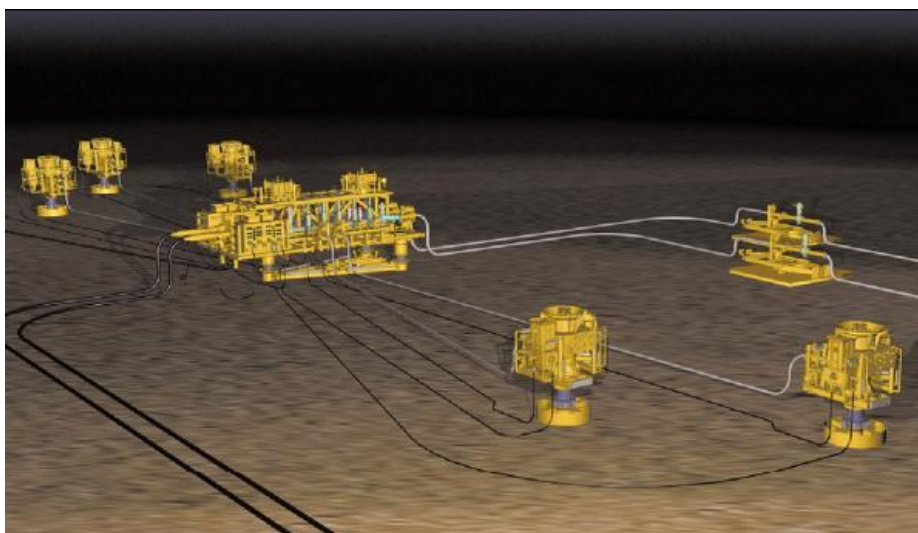
El funcionamiento de un manifold comienza una vez que los fluidos producidos de varios pozos llegan al manifold, éstos se mezclan en tuberías especialmente diseñadas alojadas dentro del marco estructural, el flujo es conducido por los cabezales y las válvulas direccionan el flujo hacia los cabezales seleccionados para después poderlos separar<sup>11</sup>.



## CAPÍTULO 2

Dentro de las funciones que tienen los manifolds en los sistemas submarinos de producción<sup>11</sup>:

- Para aislar dentro de un mismo centro de perforación (Drill Center); es decir, que si se decide expandir el campo con el manifold se pueden aislar los pozos existentes mientras se perforan los pozos nuevos y se instalan los árboles correspondientes, o para la intervención y reparación de pozos en el mismo Drill Center.
- Para las pruebas de pozos y su manejo de la producción; es decir, que una vez produciendo el pozo es posible realizar medición de flujo de manera individual en cada uno de los pozos.
- Para la limpieza y monitoreo de las líneas de flujo, para esto se utiliza los diablos o Pipeline Instrument Gauge (por sus siglas en ingles PIG) que se envía por las líneas, los Manifolds cuentan con líneas de flujo duales y un pigging loop o lanzador de diablos.
- Inyección de agua o gas, con el objetivo de mantener la presión adecuada del yacimiento para que éste produzca.



*Figura 2.3 Manifold con pozos en arreglo Cluster, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.0038).*

### 2.2.1.2 Conexión final de múltiple de producción a tubería (PLEM).

Pipe-line End Manifold (por sus siglas en inglés PLEM), se trata de una versión reducida del Manifold Cluster, es de un diseño relativamente sencillo, que consiste en válvulas, tuberías y conectores de patín<sup>11</sup>.

El PLEM concentra los fluidos de uno o dos árboles submarinos hacia el centro de proceso, directamente por las líneas de flujo submarinas, por lo que no se requiere el uso de Pipe-Line End Termination (por sus siglas en inglés PLET's).

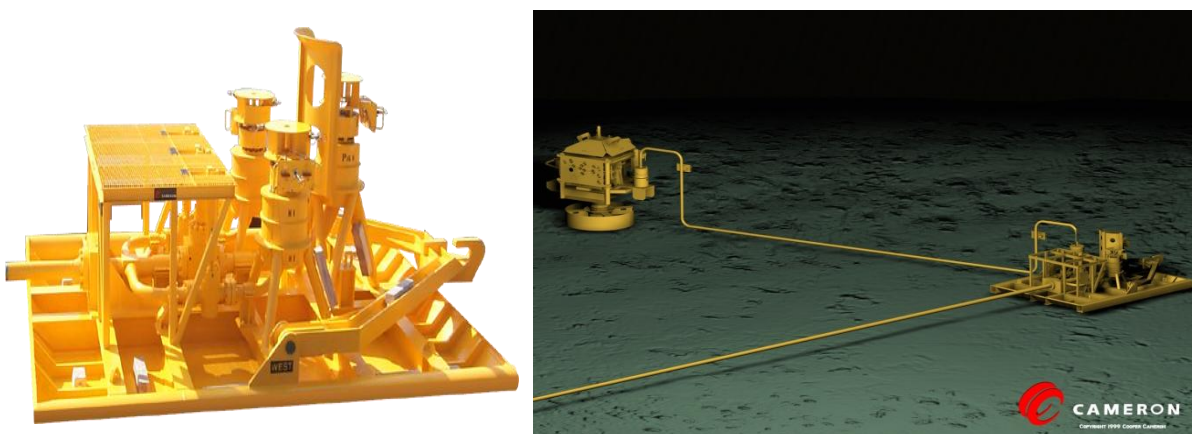


Figura 2.4 PLEM,, ( Cameron, Glosario de sistemas submarinos).

### 2.2.1.3 Plantilla (Template).

Es un manifold en plantilla con una estructura que permite perforar a través de ella, diseñada para alojar múltiples árboles submarinos en proximidad. El uso de éste depende en mucho de las características del yacimiento<sup>11</sup>.

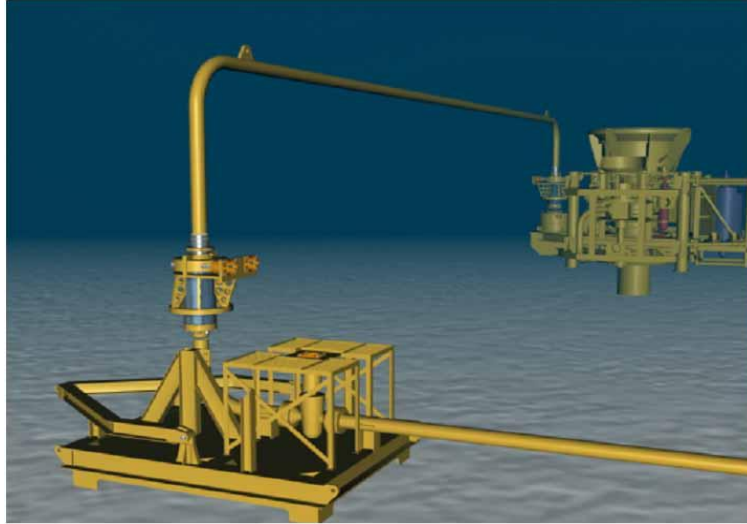


Figura 2.5 Template,(North East Frigg, Noruega, FMC Technologies).



**2.2.1.4 Conexión final de la terminación (PLETS /Sleds).**

Pipe-Line End Termination (por sus siglas en inglés PLET), es una estructura que funge como interfase y punto de conexión entre las líneas de producción de árboles o manifolds (vía jumpers) y las instalaciones principales de procesamiento<sup>11</sup>.



*Figura 2.6 PLET, (Cameron, Glosario de sistemas submarinos).*

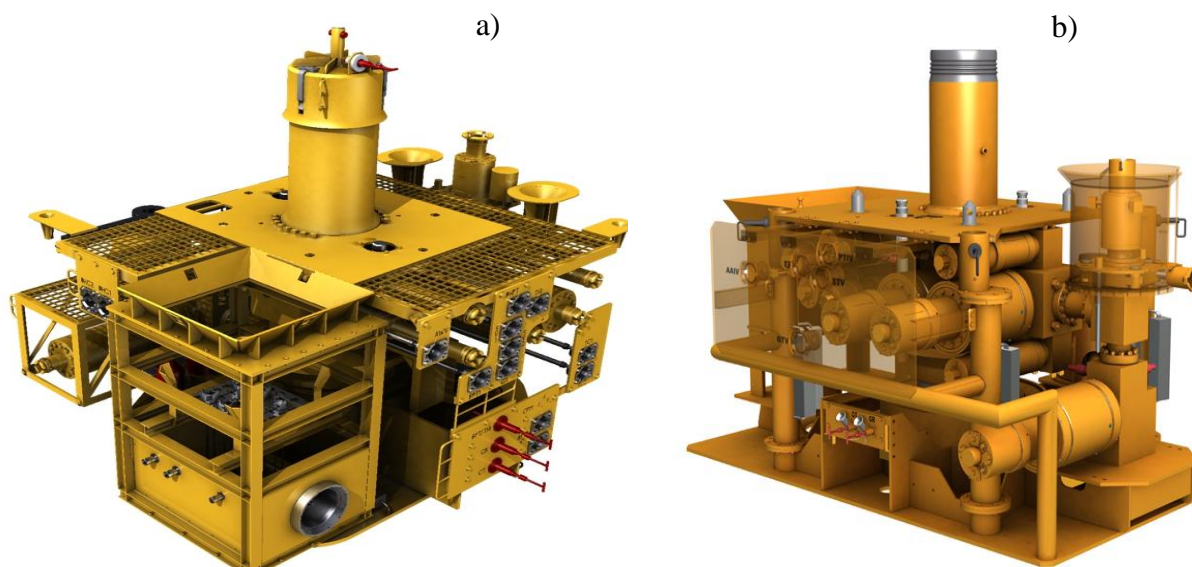
## CAPÍTULO 2

### 2.2.2 Árboles submarinos.

El árbol submarino o árboles mojados (Subsea Trees), es un arreglo de válvulas, tuberías, accesorios, y conexiones instaladas sobre el pozo como un bloque ajustado con el objetivo de controlar y contener el pozo<sup>11</sup>.

Las funciones principales de los árboles submarinos son<sup>12</sup>:

- Controlar el flujo de los fluidos producidos o inyectados bajo cierta presión.
- Son la interfase entre el cabezal, Jumpers y Manifold.



*Figura 2.7 Árboles Submarinos de producción a) hidráulico y b) eléctrico, (Cameron, Glosario de sistemas submarinos).*

Las partes principales de los árboles de producción submarinos son<sup>13</sup>:

- Espacio Anular.
- Producción.
- Servicio.
- Modulo de control.
- Estrangulador.

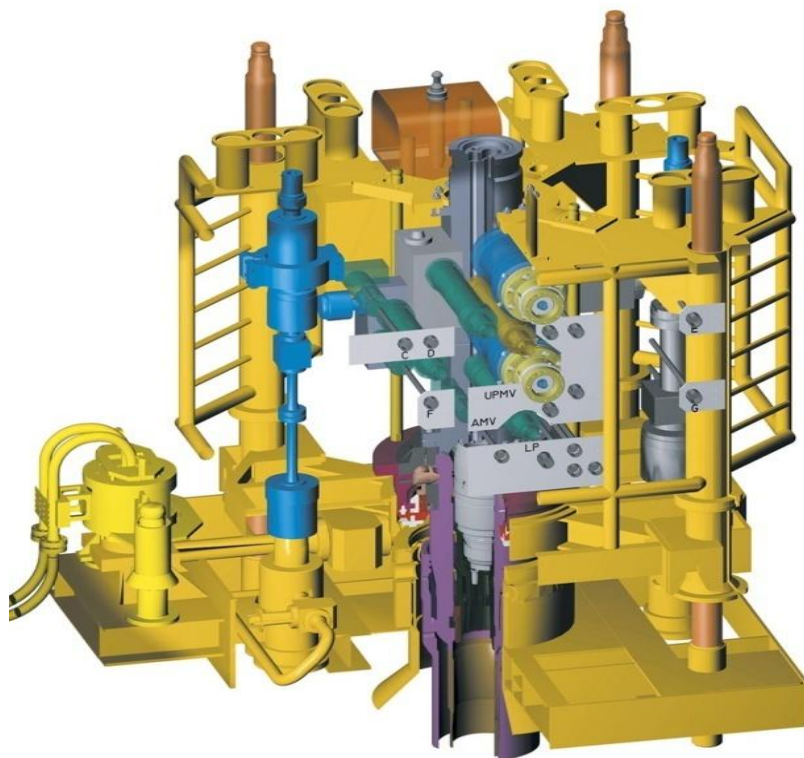
Las principales configuraciones para árboles submarinos son<sup>13</sup>:

- Árbol vertical (Dual Bore Tree).
- Árbol horizontal (SpollTree).

### 2.2.2.1 Horizontales (SpollTree).

Las principales características y ventajas de los árboles submarinos horizontales (SpollTree) son<sup>13</sup>:

- Los costos del riser de instalación y reparación es significativamente menor que la de los verticales.
- El sistema de herramientas de instalación es más simple.
- El agujero vertical productor está disponible en diámetros más grandes.
- Menor altura total del árbol.
- Permite adaptarse fácilmente a sistemas de cabezales de otros fabricantes.
- Adecuado para el desarrollo de pozos de aceite de baja presión y relativa frecuencia de mantenimiento.
- No hay tubería en el agujero productor vertical.
- La bola colgadora de la tubería (Tubing Hanger, por sus siglas en inglés TH), se orienta desde el árbol.
- El árbol se instala antes que el TH.
- Se instalan tapas internas.
- Los sellos del TH están expuestos a los fluidos del pozo.



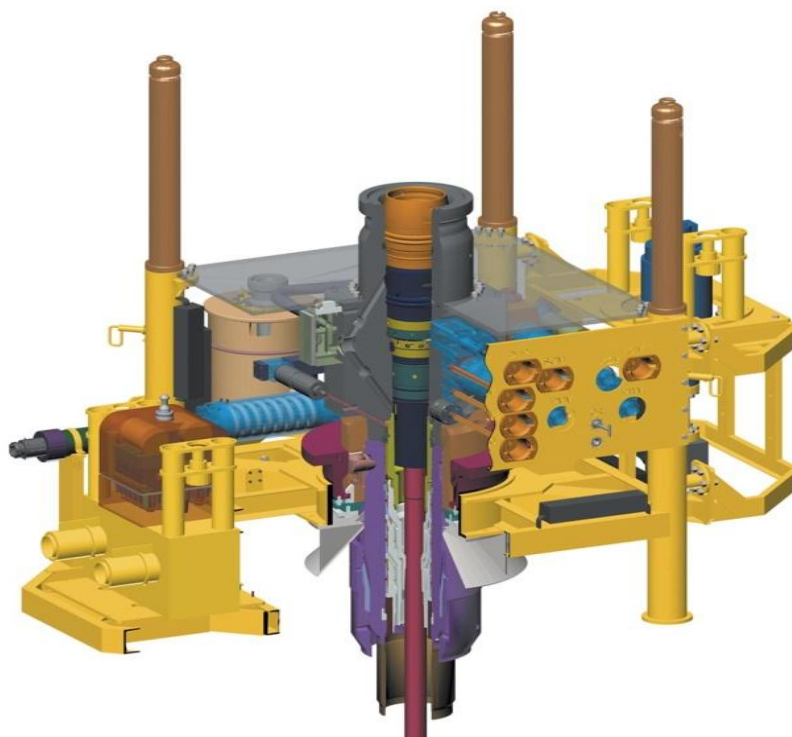
*Figura 2.8 Árbol Horizontal, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.0038).*

## CAPÍTULO 2

### 2.2.2.2 Verticales (Dual Bore Tree).

Las principales características y ventajas de los árboles submarinos verticales (Dual Bore Tree) son<sup>13</sup>:

- Para la instalación y reparación del árbol se requiere de un riser de terminación.
  - Facilita la recuperación del árbol en tiempos más cortos.
  - Mejor sistema de sellado del agujero del pozo.
  - Las válvulas maestras se localizan en el agujero productor vertical.
  - Adecuado para el desarrollo de pozos de alta presión y relativa baja frecuencia de mantenimiento.
  - El TH, está en el cabezal.
  - El árbol se instala después que el TH.
- Los sellos del TH están aislados de los fluidos del pozo.



*Figura 2.9 Árbol vertical, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.0038).*

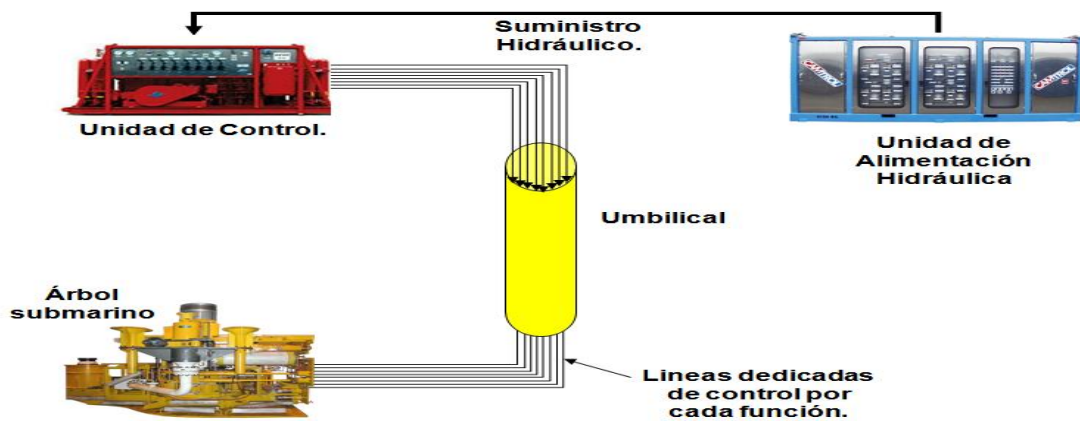
## CAPÍTULO 2

### 2.2.3 Sistemas de control.

Estos equipos proporcionan monitoreo y control de los equipos submarinos de producción, mediante señales recibidas y emitidas, que operan con energía eléctrica e hidráulica.

Un sistema de control está definido por los siguientes componentes<sup>11</sup>:

- Equipo en Cubierta: proporciona la interface humano- máquina (monitoreo y control).
- Umbilical y distribución submarina: proporcionan servicios hidráulicos, inyección de químicos y enlaces de comunicación.
- Equipo submarino: proporciona monitoreo y control.



*Figura 2.10 Sistema de control submarino, control hidráulico directo, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.0038).*



### 2.2.3.1 Ensamble terminal submarino del umbilical (SUTA).

Subsea Umbilical Termination Assembly (por sus siglas en inglés SUTA), Se trata del ensamble terminal submarino del umbilical, que funciona como una interfase para la distribución de la energía eléctrica, hidráulica y de comunicación entre los diferentes equipos submarinos de producción<sup>11</sup>.

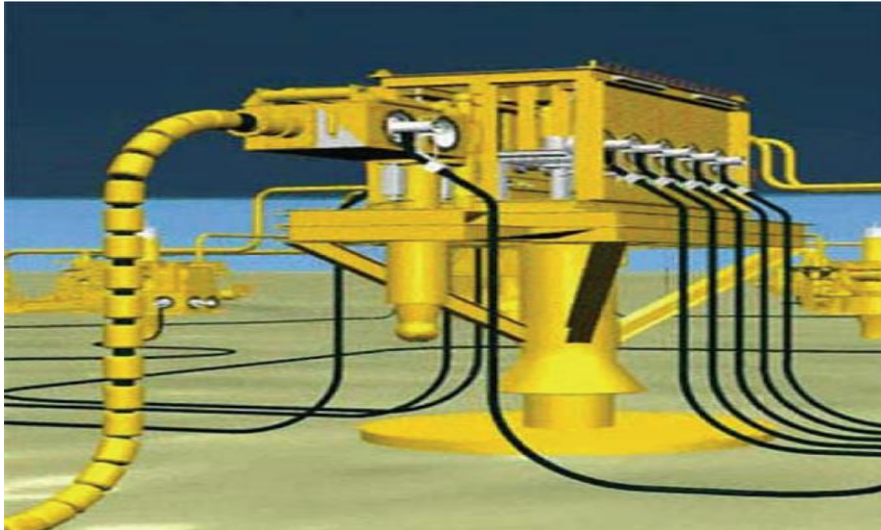


Figura 2.11 SUTA, (Cameron, Glosario de sistemas submarinos).

### 2.2.3.2 Unidad de distribución hidráulica (SDU).

Subsea Distribution Unit (por sus siglas en inglés SDU), es una unidad de distribución hidráulica de fluidos y químicos, además de suministrar la energía eléctrica y comunicación entre el SUTA y los componentes del sistema submarino de producción<sup>11</sup>.

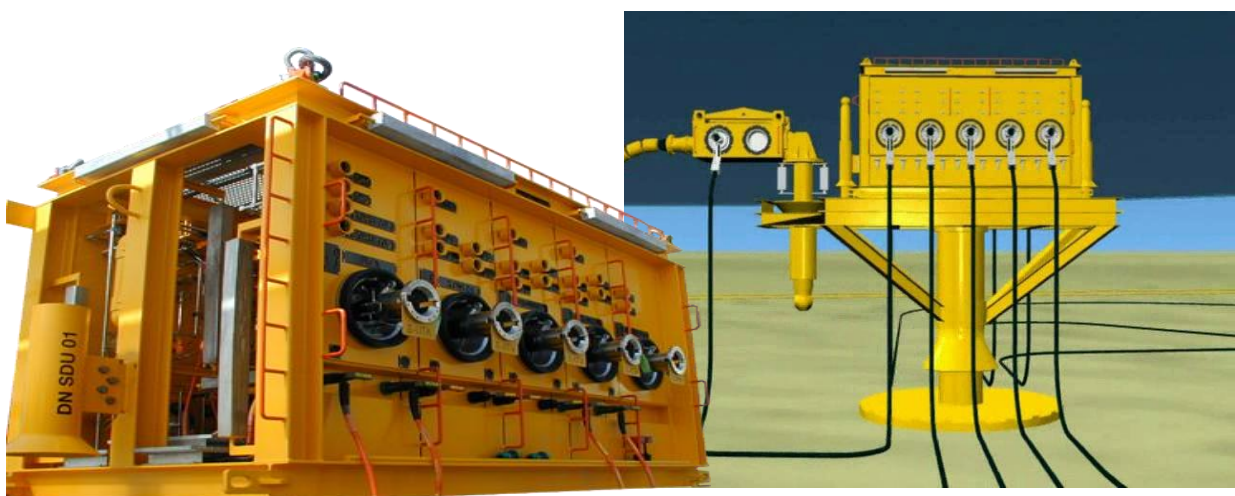


Figura 2.12 SDU, (Cameron, Glosario de sistemas submarinos).

### 2.2.3.4 Unidad de potencia eléctrica (EPU).

Electrical Potential Unit (por sus siglas en inglés EPU), provee de energía eléctrica a los equipos, tanto a los de superficie como a los submarinos. Por medio del sistema umbilical, esta unidad suministra de energía eléctrica de alto voltaje para controlar las pérdidas de voltaje y mejorar la eficiencia en el suministro de energía a los componentes submarinos<sup>11</sup>.



Figura 2.13 EPU, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.0038).

### 2.2.3.5 Unidad de potencia hidráulica (HPU).

Hydraulic Potential Unit (por sus siglas en inglés HPU), tiene la finalidad de suministrar los fluidos hidráulicos a alta presión desde la superficie hacia los componentes del sistema submarino de producción a través del umbilical. Este fluido tiene el objetivo de accionar válvulas, actuadores, arietes, etc. Esta unidad funciona en base a agua, aire comprimido y energía eléctrica<sup>11</sup>.



Figura 2.14 HPU, (Cameron, Glosario de sistemas submarinos).

### 2.2.3.6 Módulo de control submarino (SCM).

Subsea Control Module (por sus siglas en inglés SCM), es el corazón del sistema submarino de producción. Es el encargado del monitoreo y correcto funcionamiento de los equipos submarinos de producción. Los módulos contienen válvulas, partes eléctricas y electrónicas para el direccionamiento de los fluidos hidráulicos, con el objetivo de accionar válvulas y estranguladores; además este módulo de control submarino cuenta con sensores para la transmisión de medición de parámetros de los sistemas submarinos de producción y llevar estas señales a las instalaciones en superficie. Estos equipos por lo general se encuentran posicionados en los manifolds y árboles<sup>11</sup>.



Figura 2.15 SCM,. (Cameron, Glosario de sistemas submarinos).

### 2.2.3.7 Conectores volantes (Flying Leads).

Son jumpers de umbilicales sin carcasa, se usan para hacer las conexiones de los equipos submarinos, de los SUTA's a los árboles submarinos y/o Manifolds, o de las unidades de distribución a los módulos de control, y pueden ser como en el caso de los umbilicales que transmiten energía eléctrica o hidráulica, además de señales de monitoreo<sup>11</sup>.

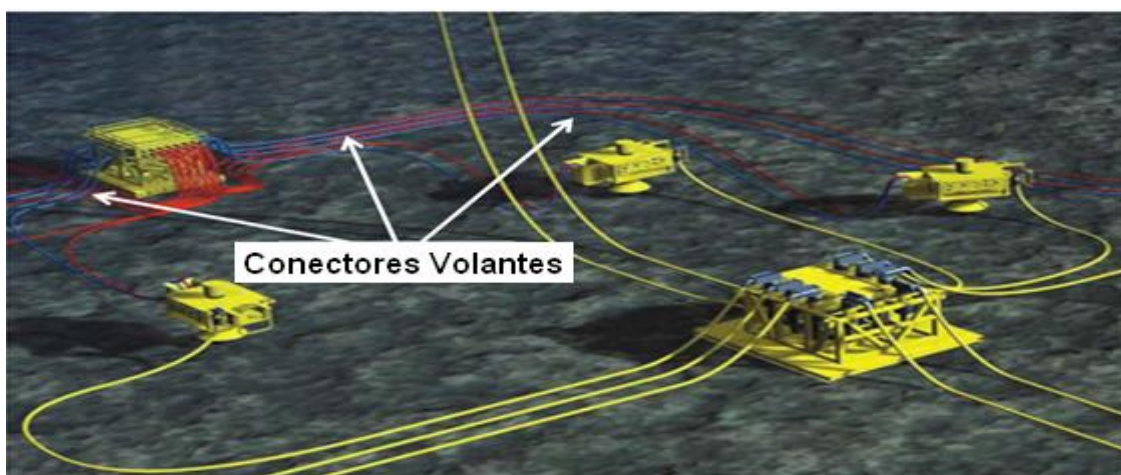


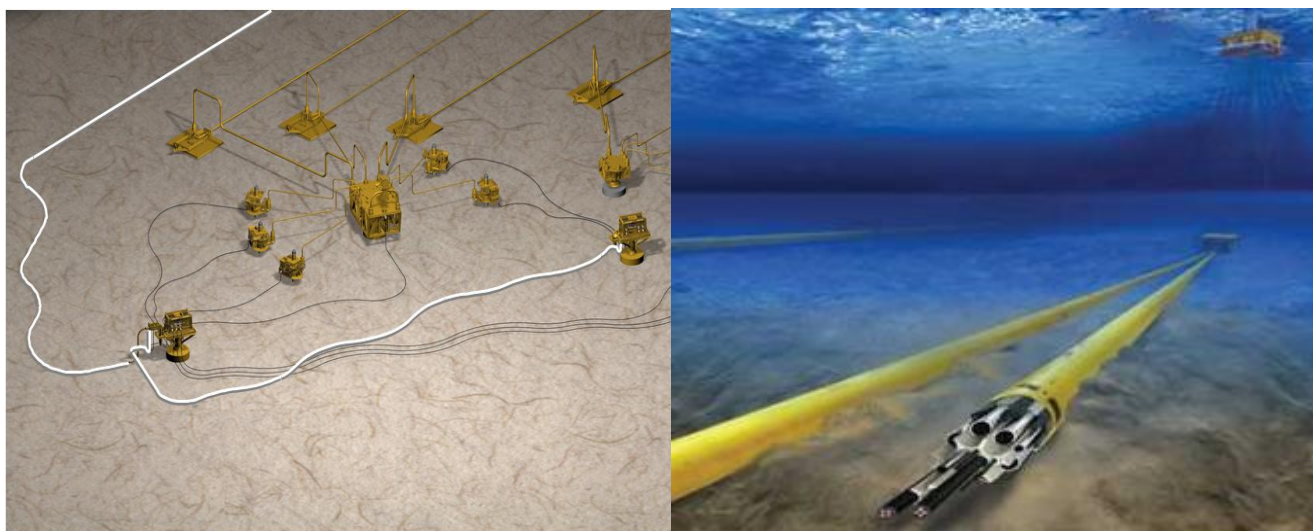
Figura 2.16 Flying leads, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.0038).



## CAPÍTULO 2

### 2.2.3.8 Umbilical.

Son líneas tendidas desde las instalaciones en superficie (FPSO, TLP, SPAR) hasta los equipos de control submarinos situados en el lecho marino (árboles y manifolds). Tienen el objetivo de transportar los suministros de energía eléctrica, hidráulica, la inyección de sustancias químicas y el monitoreo de los sistemas submarinos de producción en tiempo real<sup>11</sup>.



*Figura 2.17 Umbilical, (Cameron, Glosario de sistemas submarinos).*

Dentro de las funciones que tiene el umbilical son<sup>11</sup>:

- Transportar productos químicos tales como inhibidores de corrosión, de ceras y parafinas, etc. Para su inyección en los árboles y pozos submarinos.
- Transporte de metanol para el mejoramiento de flujo.
- Transporte de gas para el sistema de recuperación secundaria de aceite y/o para el bombeo neumático.
- Transmisión de señales a superficie para el monitoreo de control de válvulas y el equipo submarino.

Existen dos tipos de configuración para umbilicales<sup>19</sup>:

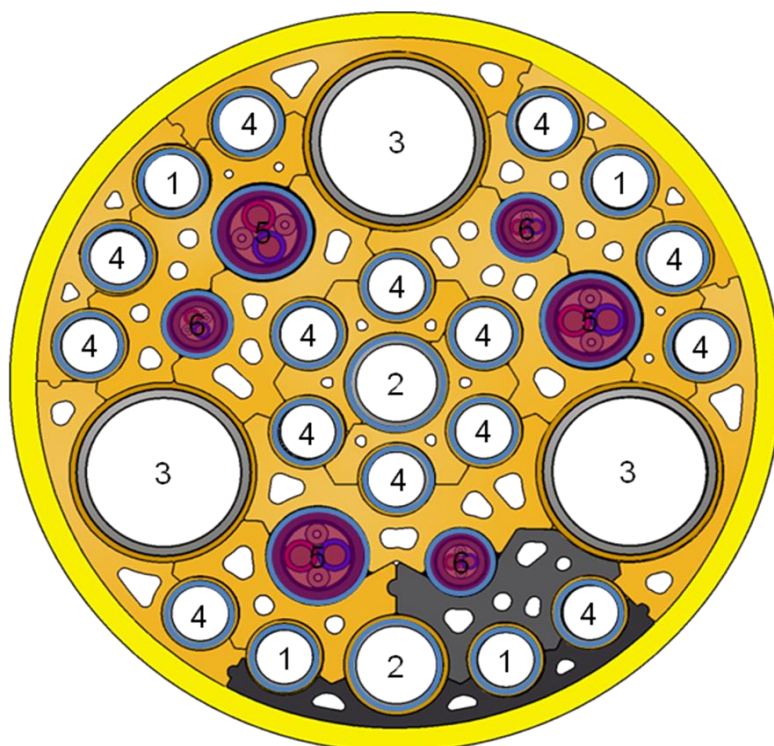
- Estáticos. Es la conexión entre una plataforma fija y un árbol submarino, es decir, el umbilical es soportado junto a la plataforma con una estructura hasta depositarlo en el lecho marino.
- Dinámicos. Cuelgan de una plataforma como un SPAR, TLP, Semisumergible o un FPSO.

## CAPÍTULO 2

Los componentes principales en un umbilical son<sup>11</sup>:

1. Dos líneas Hp y Lp para redundancia hidráulica.
2. Una línea de repuesto y una línea de servicio anular.
3. Líneas de inyección de metanol.
4. Inyector para inhibición de corrosión y ceras.
5. 3 cables para alimentación de energía A,B y una de repuesto.
6. 3 Cables para comunicación A,B y una de repuesto.

La figura 2.18 presenta el corte transversal de un umbilical y sus componentes principales.



*Figura 2.18 Componentes principales de un umbilical (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.0038).*

### **2.2.4 Conectores submarinos (Jumpers).**

Se trata de tuberías cuya función es la de llevar el fluido producido de un equipo a otro e interconectar los equipos submarinos de producción tales como árboles, manifolds y líneas de flujo (flowlines). Tiene un diseño específico de hasta 20 pg de diámetro y 45 m de longitud. Los jumpers están fabricados de material rígido y flexible dependiendo de las distancias de los demás componentes (árboles, líneas de flujo, manifolds, etc.).

## CAPÍTULO 2

Las principales funciones de los jumpers son<sup>19</sup>:

- La interconexión entre los equipos submarinos.
- Trabajar a altas presiones.
- Absorbe la expansión y contracción térmica y deslizamiento.
- Se le puede adaptar medidores de flujo y de arena.
- Generar una caída de presión antes de llegar al cabezal de recolección.
- Con su aislamiento térmico, evita la formación de hidratos.

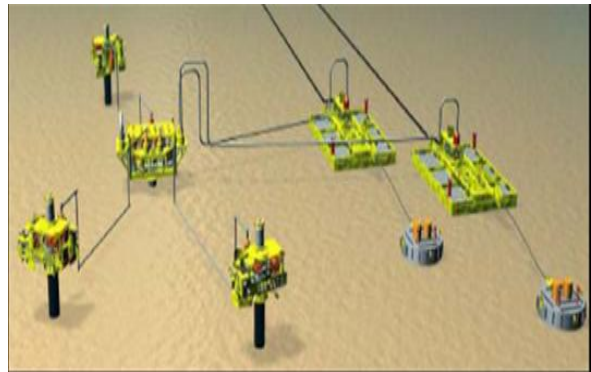
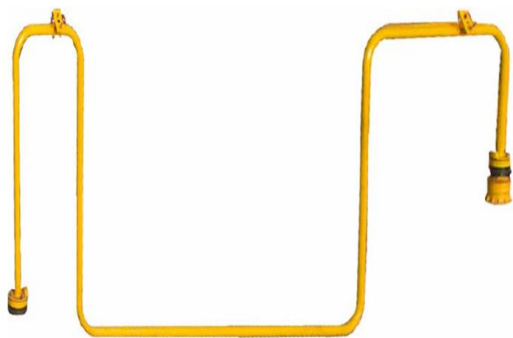


Figura 2.19 Jumper (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.0038).

### 2.2.4.1 Conector de cabezal submarino (Well jumper).

Tiene la función de transportar los fluidos producidos del árbol al Manifold o PLEM<sup>19</sup>.

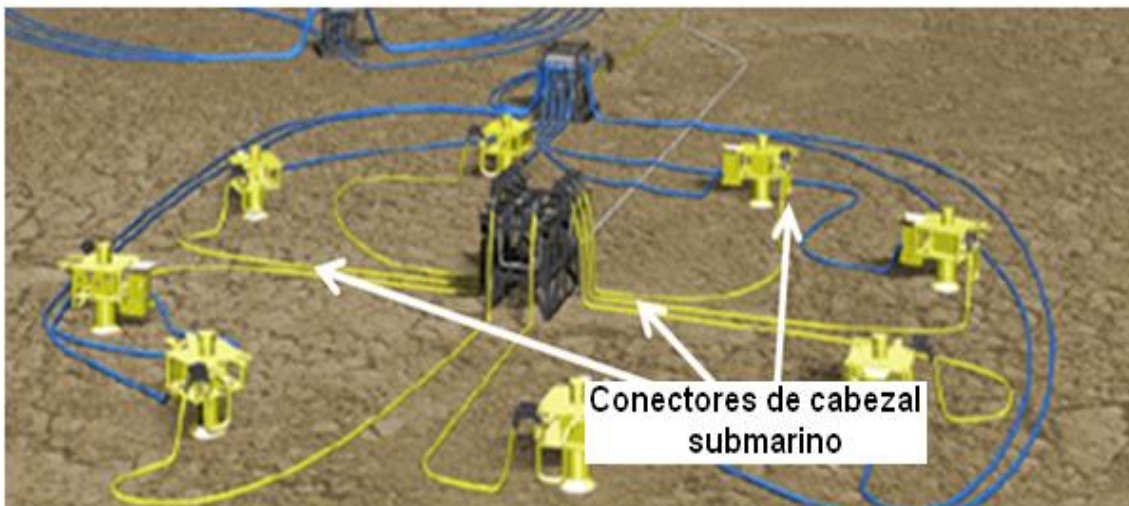


Figura 2.20 Well Jumper, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.0038).



### 2.2.4.2 Conector de líneas de flujo submarinas (Flow line jumpers).

Tienen la función de transportar los fluidos producidos del manifold o árbol y direccionarlos a las líneas de flujo (mediante PLET's) para ser transportados a instalaciones de procesamiento y almacenamiento en superficie<sup>11</sup>.

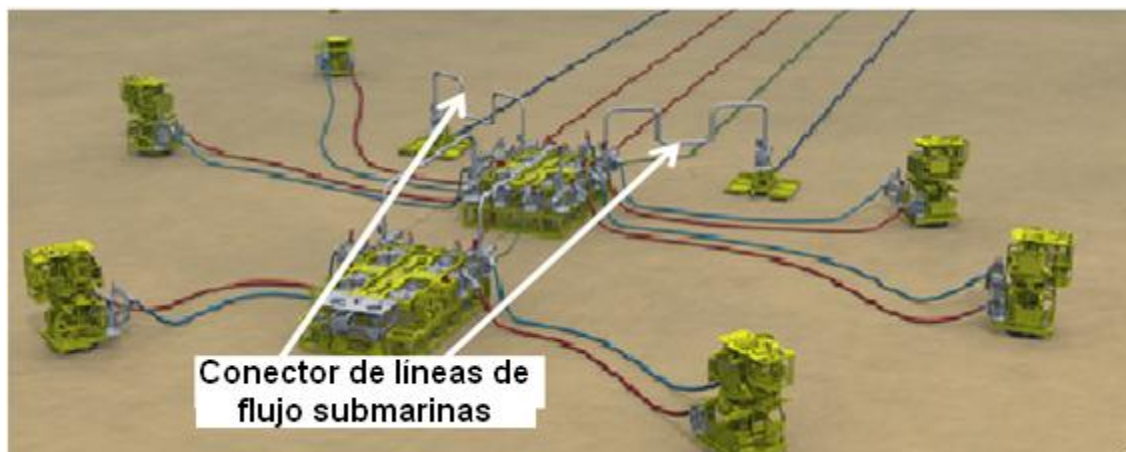


Figura 2.21 Flow Line Jumper (Petrobras, Mexilhao Brasil, FMC Technologies).

### 2.2.5 Vehículos de operación remota (ROV).

Remotely Operated Vehicle (por sus siglas en inglés ROV), son equipos de gran importancia para la exploración y explotación de campos de hidrocarburos en aguas profundas. Pueden definirse como robots submarinos no tripulados, controlados remotamente desde la superficie por un piloto, mediante un umbilical. Los ROV's están equipados con cámaras y lámparas para aumentar la visibilidad, propulsores para la navegación y posicionamiento, además de algunos sensores para la localización de objetos y equipos para la inspección<sup>15</sup>.

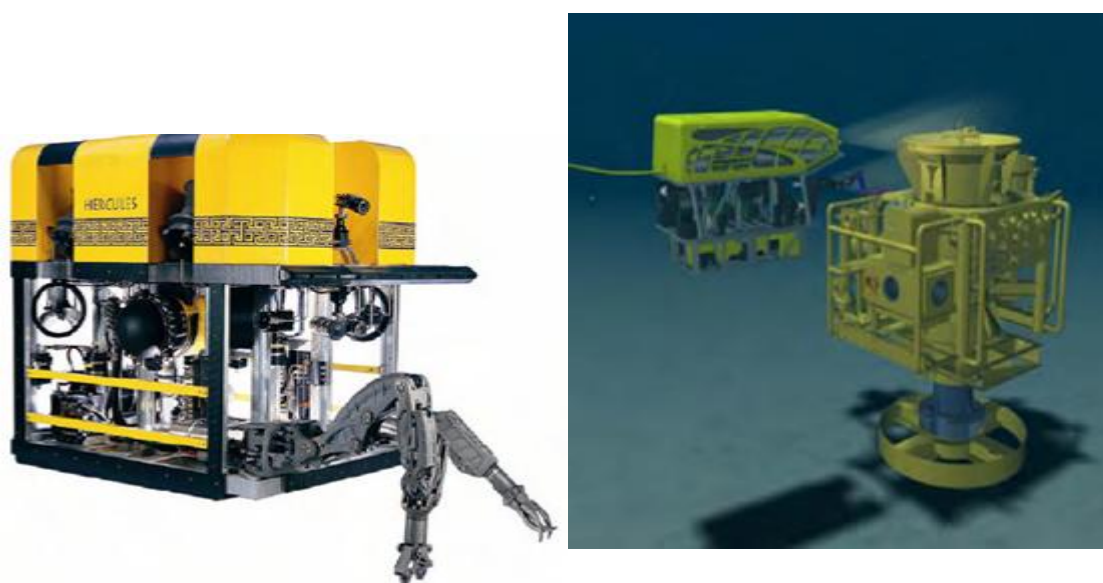


Figura 2.22 ROV, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).

## CAPÍTULO 2

Los ROV's se clasifican de la siguiente forma:

Tabla 2.2 clasificación de los ROV's, ( ANSI/API Recommended practice 17H).

Clasificación	Potencia (hp)	Fuente de energía	Profundidad (m)	Carga	Utilización
Observación	< 20	Eléctrico	Limitada	Mínima a ninguna	Observación
Trabajo ligero	20 – 75	Electro-hidráulico ó Hidráulico	1000 – 3000	Moderada	Inspección, apoyo mínimo en perforación
Trabajo	75 – 100	Electro-hidráulico	1000 – 3000	Pesada	Construcción, tendido, perforación
Trabajo pesado	> 150	Electro-hidráulico	2000 – 5000	Pesada	Construcción y telecomunicaciones

Principales componentes del ROV<sup>20</sup>:

- Armazón. Proporciona una plataforma para fijar componentes mecánicos, eléctricos, de propulsión incluyendo herramientas como sonares, cámaras fotográficas, iluminación, manipuladores, sensores científicos y equipo de muestreo.
- Flotabilidad. Es requerida para compensar el peso en el agua del ROV, teniendo un peso neutro o lo más cercano a éste. Dependiendo de la profundidad, la flotabilidad es provista por espuma plástica o espuma sintáctica.
- Sistemas de control. Este sistema controla las diferentes funciones del ROV, desde el sistema de propulsión hasta el control desde la superficie del equipo de visualización e inspección.
- Sistemas de propulsión. Los sistemas de propulsión de los ROV's pueden ser de diferentes tipos como eléctrico, hidráulico, y propulsión a chorro canalizada.
- Umbilical. El ROV se pilota por medio de un umbilical que es básicamente un cable eléctrico protegido, por el cual se transmiten las señales de los sensores y energía eléctrica a los propulsores y otros sistemas.
- Herramientas. Pueden complementarse con brazos manipuladores o llevar herramientas para realizar actividades específicas en aguas profundas.

### 2.2.6 Sistemas de distribución de la producción.

Los sistemas de distribución son líneas de flujo que tiene el objetivo de transportar el hidrocarburo producido desde el nivel del lecho marino hasta instalaciones de procesamiento y/o almacenamiento flotantes o costa afuera. La tubería rígida de acero al carbón especificación API 5L es la tubería más comúnmente empleada para la conducción de hidrocarburos. Otro tipo de tubería es la de acero inoxidable: Duplex o Superduplex, que es muy efectiva en la corrosión, pero es aproximadamente 4 ó 5 veces más cara que la tubería de acero al carbón<sup>20</sup>.

Dentro de las principales instalaciones de distribución que se tienen en los sistemas submarinos de producción son flowlines, pipelines y risers como se ilustra en la figura 2.23.



Figura 2.23 Sistemas de distribución (Zafiro, Guinea Ecuatorial, FMC Technologies).

#### 2.2.6.1 Líneas de flujo (Flowline).

Las líneas de flujo, tiene el propósito de transportar los hidrocarburos producidos desde las instalaciones en el pozo productor hasta instalaciones de procesamiento y/o almacenamiento, además de contar con instrumentos para la medición de parámetros como la temperatura, la presión y gasto. Destacando que no están diseñadas para la transferencia de custodia. Normalmente sus diámetros exteriores son de 12 a 20 pulgadas generalmente se hunden al menos a una pequeña profundidad en el lecho marino<sup>20</sup>.

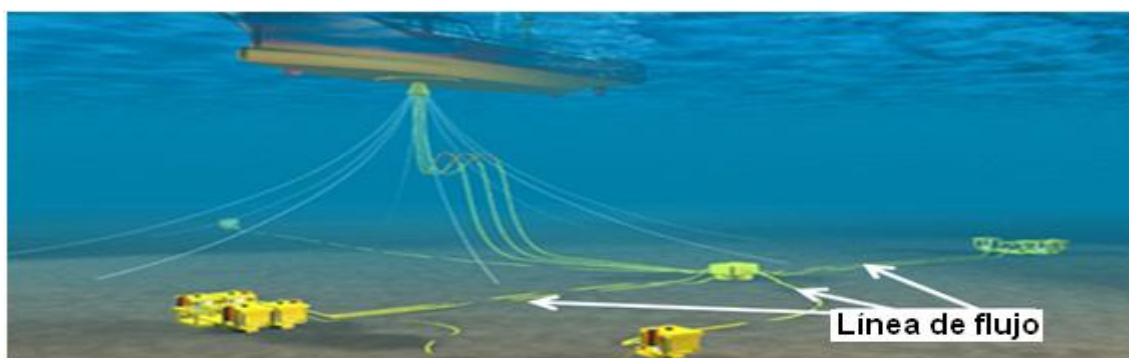


Figura 2.24 Flowlines, ( Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).

## CAPÍTULO 2

### 2.2.6.2 Tuberías (Pipeline).

Son tuberías que tienen el objetivo de transportar hidrocarburos producidos e hidrocarburos ya refinados. Estos abarcan grandes distancias y generalmente son enterrados o asentados en el lecho marino o en la superficie terrestre, además de ser diseñados en función de las características del terreno. Tiene la función de transportar los hidrocarburos para realizar transferencia de custodia. Normalmente sus diámetros oscilan entre 30 y 46 pg<sup>20</sup>.

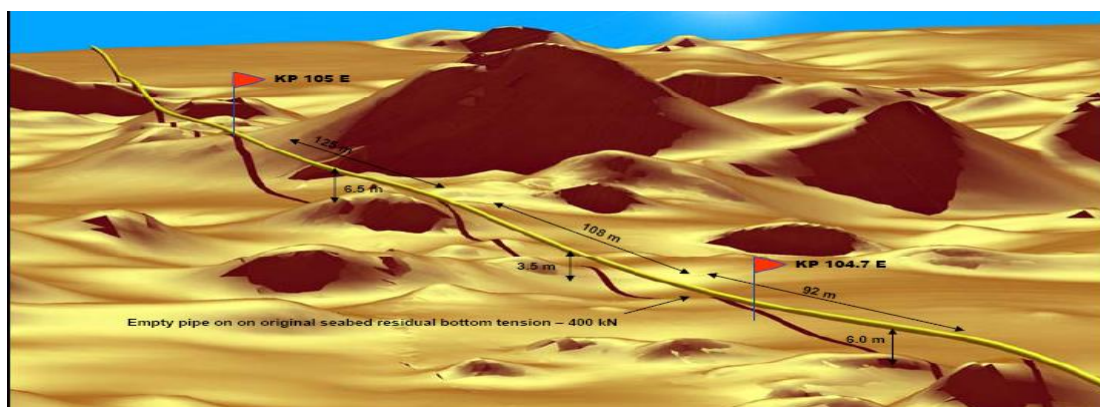


Figura 2.25 Pipeline, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).

### 2.2.6.3 Tubería ascendente de producción (Riser).

Son ductos submarinos que tienen la finalidad de transportar los fluidos producidos desde el nivel del lecho marino hasta instalaciones flotantes de almacenamiento y procesamiento. Tiene la característica de estar prácticamente en posición vertical desde la superficie hasta el lecho marino.

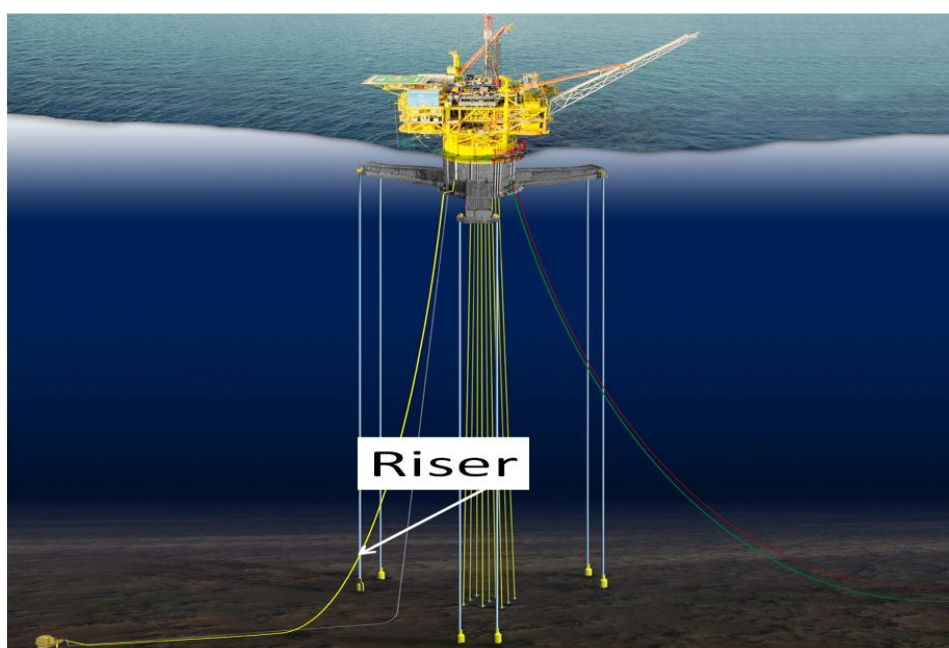


Figura 2.26 Riser de producción, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).



## CAPÍTULO 2

Los principales factores que determinan el riser a utilizar son<sup>19</sup>:

- El sistema flotante de producción.
- Producción y características del fluido.
- Arquitectura de los sistemas submarinos.
- Condiciones del sitio.

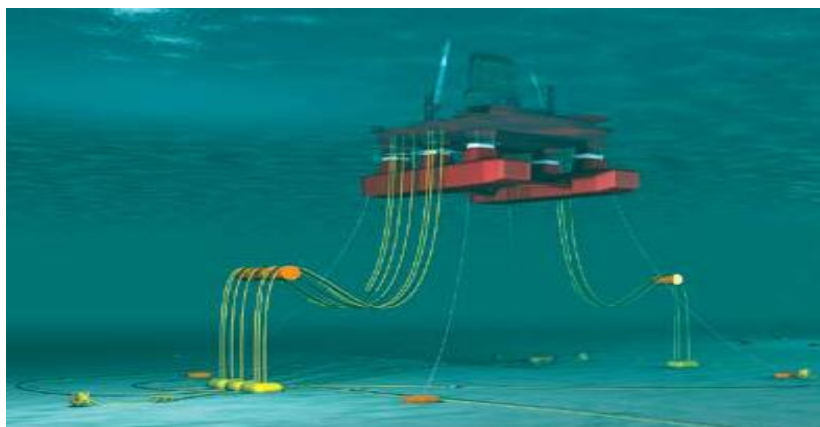
Existen diferentes tipos de risers<sup>13</sup>:

**Risers tensionados (rígidos).** Son tuberías verticales convencionales, con un bajo rango de profundidad, aplicados principalmente para equipos de perforación y para el transporte de la producción temprana desde el árbol de producción. Éstos deberán estar diseñados bajo condiciones de esfuerzos axiales, a los que están sometidos.



*Figura 2.27 Riser tensionado, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*

**Riser flexible con catenaria.** Son tuberías elaboradas de materiales flexibles mediante técnicas elaboradas y costosas. Son los riser mas empleados, debido a que pueden ser adaptados a cualquier equipo flotante, además de su facilidad para conectarse o desconectarse de las instalaciones.

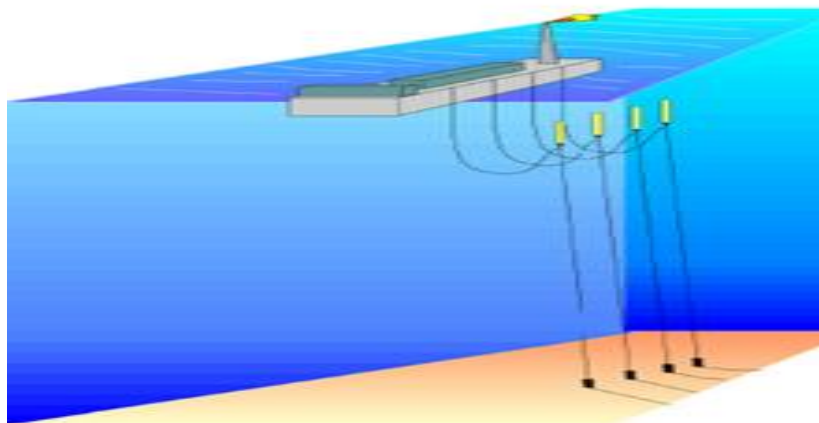


*Figura 2.28 Riser con catenaria, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*



## CAPÍTULO 2

- **Riser híbrido.** Este tipo de riser es la combinación de los dos anteriores; es decir, una sección rígida desde el lecho marino unida a una sección flexible que es la que se conecta a los equipos en la superficie. Una de las ventajas que presenta el sistema, es la disminución en los costos debido a la sección vertical en el riser y su fácil desconexión. Como principal desventaja que presenta, es la disminución del diámetro de la sección vertical a la sección flexible.



*Figura 2.29 Riser híbrido, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*

### 2.2.7 Procesamiento submarino.

Debido a que el aceite fácil ha sido extraído de las regiones maduras, el reto actual es la extracción de aceite en regiones nuevas, normalmente localizadas en aguas profundas, lo que nos conducirá a analizar el uso de tecnologías de procesamiento submarino emergentes.

El procesamiento submarino es la separación o reforzamiento de los fluidos producidos debajo o en el lecho marino y es aplicable tanto para campos nuevos como maduros.

El reforzamiento o adición de energía es un tipo de tecnología emergente que normalmente se usa cuando el yacimiento no tiene la presión suficiente para llegar al lugar de procesamiento y/o almacenamiento<sup>11</sup>.

Las tecnologías de reforzamiento que han tenido mayor atención por parte de la producción en aguas profundas son<sup>11</sup>:

- Reforzamiento con bombeo multifásico.
- Separación submarina.
- Reforzamiento con compresión submarina.

## CAPÍTULO 2

Los principales incentivos en el procesamiento submarino son<sup>11</sup>:

- Incrementar la productividad.
- Incrementar la recuperación.
- Permite incorporar reservas de campos marginales.
- Seguimiento del flujo.
- Mitigación de baches.
- Manejo de hidratos de gas.

El procesamiento submarino es aplicable a campos maduros, campos totalmente nuevos, en campos satélites ubicados a grandes distancias de interconexión y en ambientes hostiles.

Los factores de recuperación requieren mejorarse desde el lecho marino, considerando que los yacimientos y campos submarinos siguen envejeciendo, y las tecnologías continúan avanzando, continuará la inversión en tecnologías que esencialmente coloquen a las plataformas de procesamiento en el lecho marino, en el futuro cercano deberá verse incrementado el uso de las bombas multifásicas, los separadores submarinos y en un futuro no muy lejano la compresión húmeda.

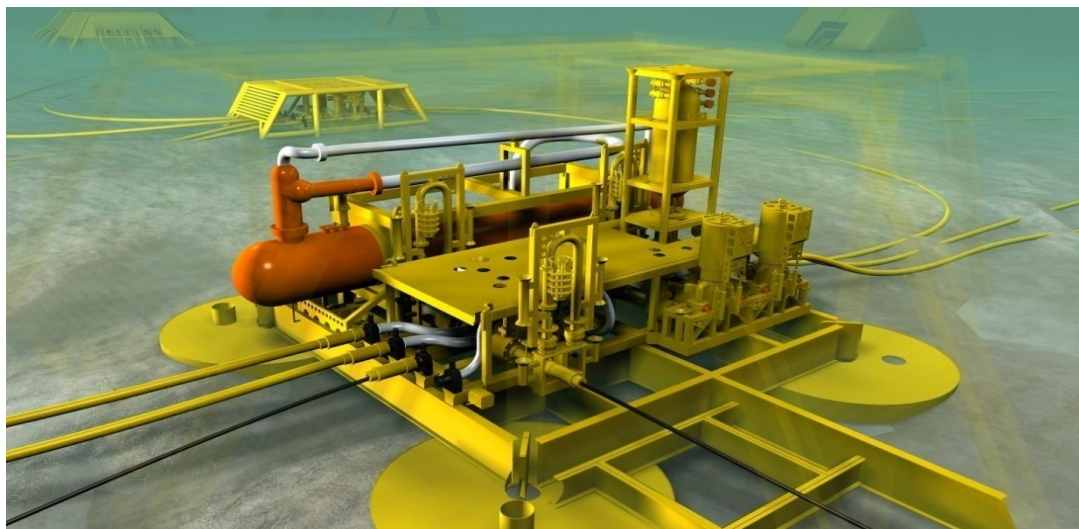
### **2.2.7.1 Separación submarina.**

La separación submarina es el uso de equipos estáticos diseñados para operar por debajo del nivel medio del mar, utilizado para separar los fluidos no estabilizados, provenientes directamente del pozo, requiere de un mínimo de mantenimiento para su operación<sup>11</sup>.

No existe una normatividad específica par el uso de separadores submarinos; la que se usa es la normatividad convencional adaptada por cada compañía para sus equipos.

El sistema consiste en la separación de las tres fases aceite-gas-agua, en donde el agua separada es inyectada al yacimiento para un mantenimiento de presión y obtener una mayor recuperación, mientras que la fase aceite-gas es bombeada a la superficie donde su separación es más fácil.

La figura 2.30 Esquematiza a un sistemas submarino de separación trifásico submarino



*Figura 2.30 Separador submarino (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*

La importancia de la separación submarina<sup>11</sup>:

- Permite el posible uso de bombas monofásicas.
- Quitando el agua y la arena en el lecho marino, no se requiere de infraestructura extra para el transporte al centro de procesamiento.
- Separar más cerca del pozo y con altas presiones produce menores emulsiones y reduce la inestabilidad del fluido.
- La eficiente separación hace posible una óptima operación del equipo de reforzamiento.
- Incrementa la producción cuando existe inyección submarina.
- Permite el desarrollo de campos marginales.
- Extiende la producción de campos existentes.
- Permite interconexiones de desarrollo de pozos satélite dentro de la infraestructura existente.
- Mejora el manejo de flujo.
- Separación de las fases gas, aceite, arena y agua.
- No es necesario sobredimensionar la tubería para transportar el agua y la arena a la superficie.
- Hace más fácil la separación en instalaciones superficiales al traer menos contaminantes.

La separación se hace con diferentes métodos, los separadores se nombran usualmente por el número de fases que separan (bifásico o trifásico) o el método que ocupan, pero cada separador es único y ajustado al sistema que se usan.

## CAPÍTULO 2

Para los sistemas submarinos de producción la separación submarina se puede dividir en:

- Separación gas-líquido.
- Separadores líquido-líquido (se separa el agua producida).
- Sistemas para remover la arena.

El tipo de separador depende de las propiedades del fluido y la edad del pozo.

### 2.2.7.2 Bombeo multifásico.

Son equipos dinámicos que incrementan la presión de los fluidos no estabilizados, puede manejar fracciones de gas cercanas al 100%, requiere de un mínimo de mantenimiento, su funcionamiento es por medio de motor eléctrico o un sistema de turbina hidráulica<sup>11</sup>.

El reforzamiento de la producción se lleva a cabo por medio de una bomba multifásica, la que aumenta la presión de los fluidos producidos a instalaciones existentes cuando la presión natural del yacimiento no es suficiente y considerando también las altas contrapresiones producidas debido a las largas distancias de las líneas de producción y la topografía del terreno así como también las altas inclinaciones de los risers de producción.



*Figura 2.31 Bomba multifásica submarina, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*

Los principales factores que determinan el tipo de bomba que se deberá utilizar son la composición, calidad, diferencial de presión, flujo y la relación gas-aceite de los fluidos producidos.

## CAPÍTULO 2

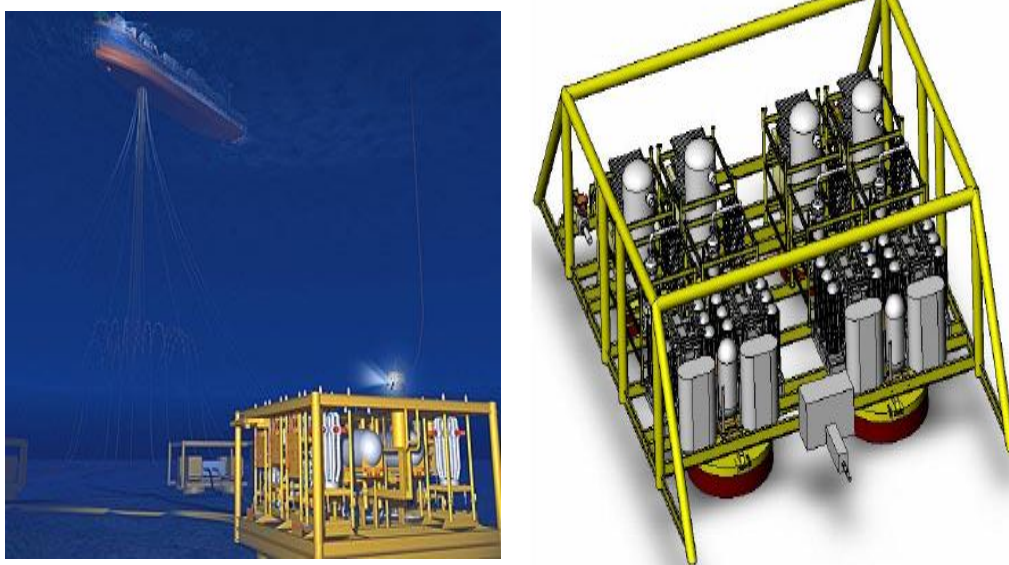
Dentro de los beneficios que tienen este sistema son<sup>11</sup>:

- Sirve como apoyo a los sistemas de bombeo neumático instalados en pozos de media y baja presión.
- Permite extender las distancias de las líneas de producción a las instalaciones de recolección flotantes o las instalaciones en superficie de procesamiento.
- Bombea la producción de baja presión a líneas de alta presión para mantener un sistema homogéneo de recolección.
- Un significativo incremento en la producción de aceite.
- Una mejor administración y control de la producción y por consecuencia una vida más larga y productiva del yacimiento.
- La recuperación inmediata de la inversión por los rápidos resultados obtenidos.
- Se incrementa la recuperación de la producción.
- Controla a distancia el bombeo en campos marginales.
- Se requiere de poco espacio para su instalación, puede instalarse en la estructura que contienen al separador y tiene una alta confiabilidad.

### 2.2.7.3 Compresión submarina.

Son equipos dinámicos utilizados para incrementar la presión del gas no estabilizado, el cual puede manejar fracciones de líquido cercanas al 0.5% en volumen, requieren un mínimo de mantenimiento y su funcionamiento es por medio de un sistema de motor eléctrico<sup>11</sup>.

El reforzamiento de la producción puede realizarse a cabo por medio de un compresor centrífugo seco o un compresor húmedo, que permite aumentara la presión de los fluidos producidos a instalaciones existentes cuando la presión natural del yacimiento no es suficiente.



*Figura 2.32 Compresor submarino, (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*

## CAPÍTULO 2

Los propósitos de la compresión submarina son<sup>13</sup>:

- Mantener la producción del gas cuando la presión del yacimiento está declinando.
- El gas puede ser transportado directamente a tierra sin requerir instalaciones costa afuera en el tiempo de vida productivo del yacimiento, por lo tanto, se ahorran costos.
- Especial aplicación en regiones árticas, debido a las severas condiciones del medio ambiente.
- Tecnología importante para campos de gas con largas distancias a centros de procesamiento.

### 2.3 Arquitectura submarina.

Es el arreglo estratégico de los equipos submarinos de producción, con el objetivo de obtener la óptima producción, considerando diversos factores como las características del yacimiento, el aseguramiento de flujo, las condiciones del suelo, la instalación del equipo submarino, el medio ambiente y la planeación técnica y económica entre otras más, son indispensables para el desarrollo del campo<sup>20</sup>.

Los factores y consideraciones para la arquitectura submarina son<sup>20</sup>:

Características y propiedades del yacimiento. Definir las propiedades de los fluidos, características del yacimiento, etc.

Arreglo o desarrollo del campo. Localización del proyecto, descripción de las opciones del desarrollo y/o arreglos de pozos, descripción general de los centros de procesamiento y definición de interfases.

Entendimiento y evaluación de la batimetría. Información disponible a nivel de sondeo “regional” para la selección de la ruta preliminar, y de un sondeo más detallado para propósitos de la selección de la ruta final.

Sistemas de ruta de conducción y opciones de ruta. Se refiere a información de características generales (grado, tamaño, tirante de agua), selección de la ruta y requerimiento de diseño (sistemas de protección catódica y vida de diseño).

Evaluación de tipo de cimentación de la estructura. Por peso propio, por lastre adicional, o sistema de pilotes.

Selección y evaluación del hardware o equipo submarino. Descripción del tipo de árbol submarino, características y capacidades del Manifold (pigging, medición, etc.), empleo de templates de producción, tipo de unidades de terminación.

## CAPÍTULO 2

Consideraciones de aseguramiento de flujo. Obtener información de los parámetros de las líneas de flujo; esto es, presiones, temperaturas y velocidades de operación: se identifican y direccionan los peligros del flujo tales como hidratos, parafinas, incrustaciones y bacheo.

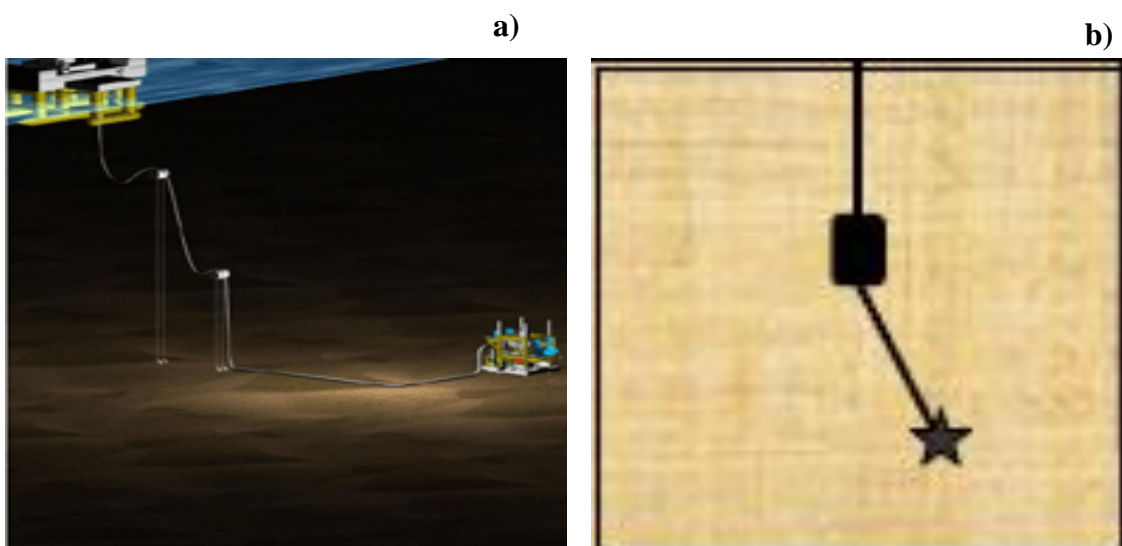
Equipo y técnicas de instalación de equipo submarino. Consideraciones de tipo y disponibilidad de embarcaciones para la instalación y mantenimiento de los equipos submarinos, tiempos de instalación, etc.

Para cada campo la configuración de la arquitectura submarina es única por las condiciones anteriormente mencionadas. A continuación se mencionan algunas de las configuraciones más comunes y utilizadas de los sistemas submarinos de producción.

- Configuración Pozo Satélite.
- Configuración Cluster.
- Configuración Template.
- Configuración Daisy Chain.

### 2.3.1 Configuración Pozo Satélite.

El arreglo de pozos satélites consiste de uno o varios pozos submarinos con la base guía que soporta al árbol, líneas de flujo y umbilicales de control conectados individualmente. La base guía no está conectada mecánicamente a otro cabezal, por lo que las líneas de flujo y umbilicales se conectan uno a la vez en cada árbol satélite. Los pozos satélites tienen cimentaciones independientes y no están unidos a ningún otro pozo, por lo que cada sistema se instala individualmente<sup>21</sup>.



*Figura 2.33 a) Esquema de un modelo virtual del tendido de líneas y cabezal de un pozo satélite. b) Diagrama de la configuración de pozo satélite. (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*



## CAPÍTULO 2

Las ventajas de este tipo de arreglos son<sup>21</sup>:

- El costo sólo se presenta en el momento de la adquisición del equipo y en la instalación, por lo que el operador no tiene que invertir en la infraestructura antes de este momento.
- Los pozos se pueden ubicar en una gran área, lo que es especialmente importante en campos donde se tiene baja permeabilidad.
- Acceso al equipo instalado vía ROV o buzos, dada la ausencia de equipo adyacente.
- Se restringe el daño potencial debido a la caída de objetos; en el peor de los casos, a un solo pozo. Se puede tener producción y perforación en forma simultánea.

Las desventajas de este tipo de arreglos son<sup>21</sup>:

- Ausencia de una base de datos común para las conexiones de las líneas de flujo y los enlaces de los umbilicales.
- Necesidad de un aparejo de perforación para mover los anclajes a fin de alcanzar otro pozo.
- Se necesitan líneas de flujo individuales para cada pozo.

### 2.3.2 Configuración de racimo (Cluster).

La configuración Cluster es básicamente un arreglo de pozos satélites sencillos localizados alrededor de un Manifold, que colecta, mezcla y exporta el flujo hacia la instalación de producción en superficie. Los pozos satélites no están mecánicamente conectados con el Manifold, sino por medio de líneas de flujo y umbilicales, por lo que se requiere de la conexión de líneas de flujo con cada pozo y con el Manifold.

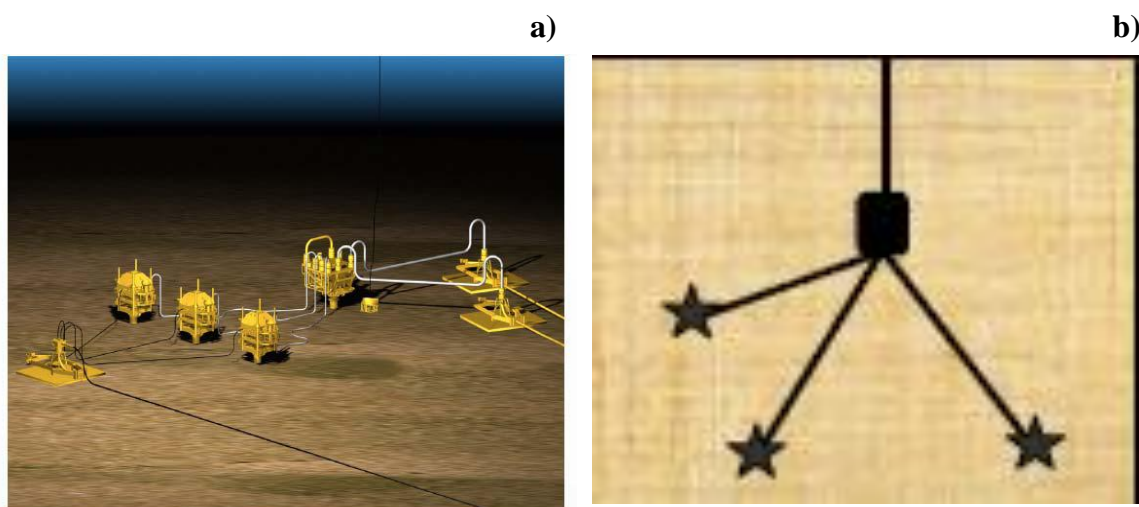


Figura 2.34 a) Esquema de un modelo virtual de la configuración de pozos en Cluster. b) Diagrama de la configuración de pozo en Cluster. (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384)



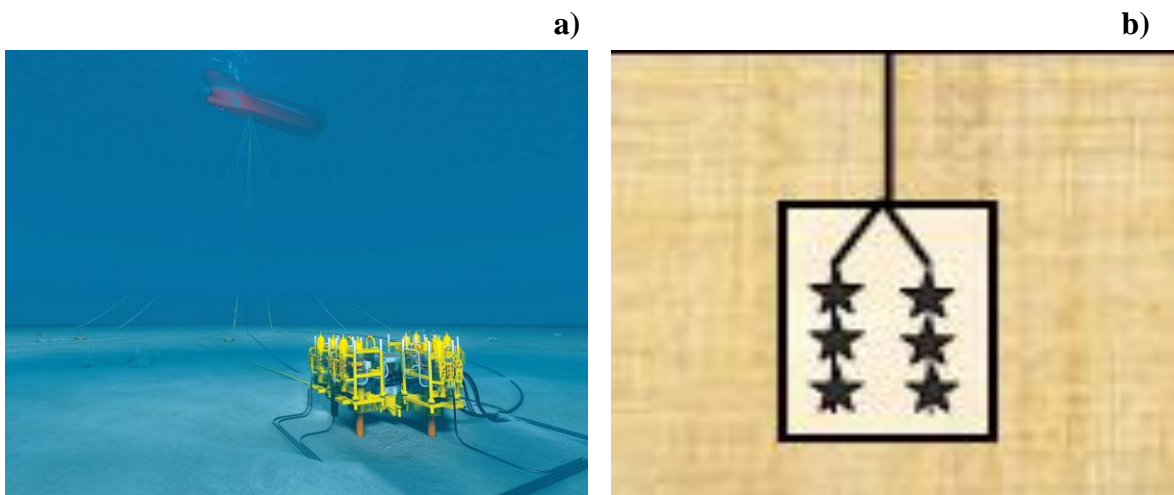
## CAPÍTULO 2

Normalmente los Manifolds se encuentran en el centro del desarrollo y pueden alojar de 4 a 12 pozos, permitiendo la producción simultánea de crudo, gas y agua, y maneja la inyección de gas o agua al yacimiento.

La configuración del arreglo Cluster se desarrolló originalmente para minimizar los daños por las caídas de objetos de la superficie. Por ejemplo, la caída de un BOP de perforación de 18 ¾" podría dañar severamente árboles y cabezales en un arreglo convencional de plantilla de producción, mientras el arreglo tipo Cluster, en el peor de los casos sólo podría afectar la terminación de un pozo<sup>21</sup>.

### 2.3.3 Configuración de plantilla (Template).

La configuración Template o plantilla implica un marco estructural que soporta o protege un número de pozos submarinos juntos en el lecho marino. En áreas con gran actividad pesquera, el sistema de plantillas es ideal para evitar las redes de los barcos y las líneas de dragado de los equipos cabezales.

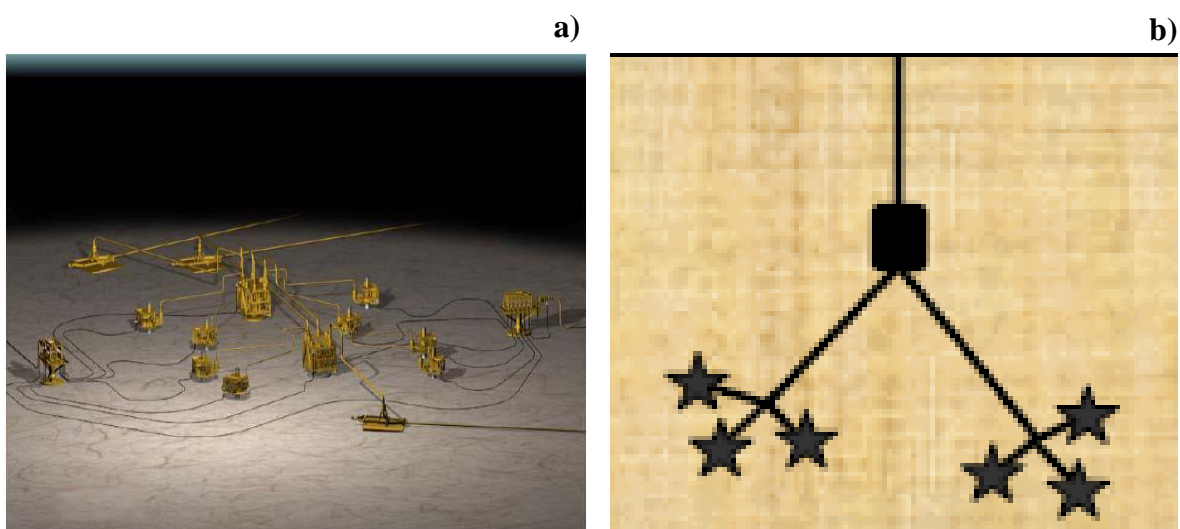


*Figura 2.35 a) Esquema de un modelo virtual de la configuración de pozos en Template. b) Diagrama de la configuración de pozo en Template. (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*

Una ventaja primordial de los Templates sobre los arreglos cluster o satélite es que como el árbol está alojado en el cabezal, normalmente éste se conecta directamente a las líneas de flujo y las tuberías de la plantilla, lo que elimina las conexiones de flujo necesarias entre el árbol y el Manifold en arreglo Cluster<sup>21</sup>.

### 2.3.4 Configuración de malla extendida (Daisy Chain).

La configuración Daisy Chain consiste en 2 ó más pozos satélites unidos por una línea de flujo en común. El arreglo de válvulas en los pozos permite una recolección y mezcla de flujo de corrientes. Cada árbol puede tener instalado un estrangulador para evitar un desequilibrio en la presión de flujo. Usando los pozos en este tipo de arreglo se pueden cambiar las líneas de flujo para más de un solo pozo, y se requiere tener un Loop continuo para lanzamiento de diablos<sup>21</sup>.



*Figura 2.36 a) Esquema de un modelo virtual de la configuración de pozos en Daisy Chain. b) Diagrama de la configuración de pozo en Daisy Chain. (Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384).*

Las principales ventajas de esta configuración son<sup>21</sup>:

- Similar al caso de los pozos satélites individuales. El costo sólo se presenta en el momento de la adquisición del equipo y en la instalación, por lo que el operador no tiene que intervenir en la infraestructura antes de este momento.
- La posibilidad de compartir algunas líneas de flujo.
- Es posible realizar el viaje redondo del pigging.
- Los pozos no están mecánicamente unidos, por lo que se pueden localizar en amplias áreas, lo que es especialmente importante en campos donde existe baja permeabilidad.
- El acceso al equipo instalado vía ROV o buzo es bueno, dada la ausencia del equipo adyacente.
- Se restringe el daño potencial debido a la caída de objetos; en el peor de los casos a un solo pozo.
- Se puede tener producción y perforación en forma simultánea.

## CAPÍTULO 2

Las principales desventajas de esta configuración son<sup>21</sup>:

- La probable necesidad de estranguladores submarinos en cada pozo.
- La ausencia de una “base de datos común” para las conexiones de las líneas de flujo y los enlaces de los umbilicales.
- Necesidad de un aparejo de perforación para mover los anclajes a fin de alcanzar otro pozo.

Conforme se vayan necesitando más pozos, van disminuyendo las ventajas de la configuración Daisy Chain, ya que el arreglo en Template o Cluster es más conveniente.

### CAPÍTULO 3

#### **Consideraciones generales y puntos de análisis para el modelado de las simulaciones del sistema submarino de producción.**

El propósito de este capítulo es revisar los conceptos que se consideraron en la construcción del modelo de simulación y definir los factores que más le impactan como son las propiedades de los fluidos, las condiciones del medio ambiente, la configuración y arquitectura del sistema submarino de producción, la configuración de los pozos, las características de las líneas de flujo y los fenómenos hidráulicos que en ella se generan.

Se dará una breve introducción de los conceptos a tratar en el análisis y discusión de resultados del capítulo cinco, los cuales son: el análisis de productividad los pozos, la capacidad de transporte de las líneas de flujo y el aseguramiento de flujo (en el contexto de aguas profundas).

La visualización y conceptualización son factores claves en la planeación de todo proyecto, y fundamentales si es aplicado a aguas profundas, dentro de la evaluación técnica existen factores que necesitan ser puntualmente analizados y profundizados antes de arrancar con el desarrollo de un proyecto. Debido al carácter hipotético de las simulaciones, sólo se hablará de dos factores: las propiedades del fluido y las condiciones ambientales ya que estos elementos inciden de manera directa en el comportamiento y los resultados de las simulaciones.

Las propiedades de los fluidos son factor que determina los métodos y técnicas aplicadas para la explotación y producción; por lo tanto, para efectos de este trabajo de tesis se manejará un hidrocarburo extrapesado, con el objetivo de analizar la problemáticas que engloba su producción en aguas profundas, conociendo que México es uno de los principales productores de este tipo de hidrocarburos.

Dentro de las condiciones ambientales planteadas para el modelo, los factores de temperatura y de tirante de agua influyen en los resultados en las simulaciones. Las condiciones del terreno y la selección de rutas para líneas de flujo serán revisadas brevemente en sus conceptos y evaluación.

Los fenómenos que ocurren durante el transporte de los hidrocarburos y en especial el análisis el efecto sifón como fenómeno hidráulico es analizado definido y explicando bajo las condiciones del modelo de simulación así como planteadas sus consecuencias y sus limitaciones.

## CAPÍTULO 3.

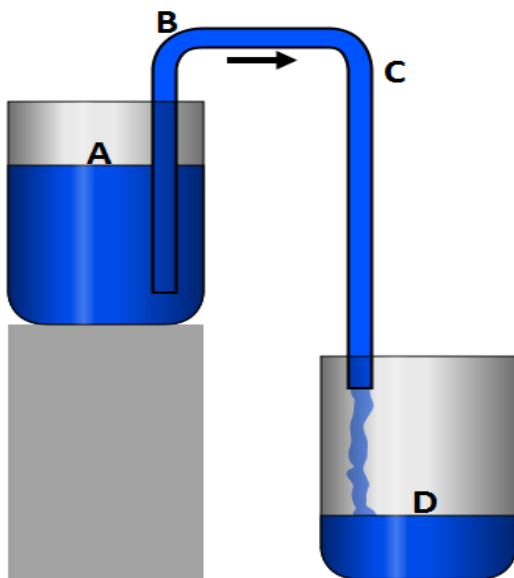
### 3.1 Efecto Sifón.

El efecto sifón es un ejemplo de la naturaleza de una maquina extremadamente simple, del cual se toman ventajas en la vida cotidiana y que ha sido aplicado en diferentes maneras a través de la historias. Para este trabajo de tesis este fenómeno tiene un enfoque aplicado a la ingeniería petrolera y hablando específicamente en lo que corresponde a la parte de productividad de pozos, aseguramiento de flujo y la capacidad de transporte, con el principal objetivo de incrementar la productividad.

#### 3.1.1 Definición del efecto sifón.

El efecto sifón es definido como una línea o tubería por la cual los fluidos pueden moverse de un nivel más alto a un nivel más bajo, debido a la presión atmosférica, que provoca que por la línea más corta fluya el líquido en forma ascendente, mientras en la línea más larga el peso del líquido provoca su caída, ocasionando un flujo continuo en la bajante la cual tiene una presión mayor a la atmosférica.

Cabe mencionar que el líquido es succionado por el sifón que se origina en la cresta de la tubería en donde hay una presión hidrostática menor a la presión atmosférica.



Cuando la columna de líquido cae del C a D, se reduce la presión en la parte alta de B, lo que permite que la presión atmosférica en la parte A levante el fluido hacia B.

*Figura 3.0 Esquema del efecto sifón,  
(<http://en.wikipedia.org/wiki/Siphon>).*

No obstante el efecto sifón tiene limitaciones es su desempeño, las cuales son los grandes volúmenes de aire o gas presentes en la línea e igualar los niveles de entrada y salida del líquido anulan al efecto sifón.

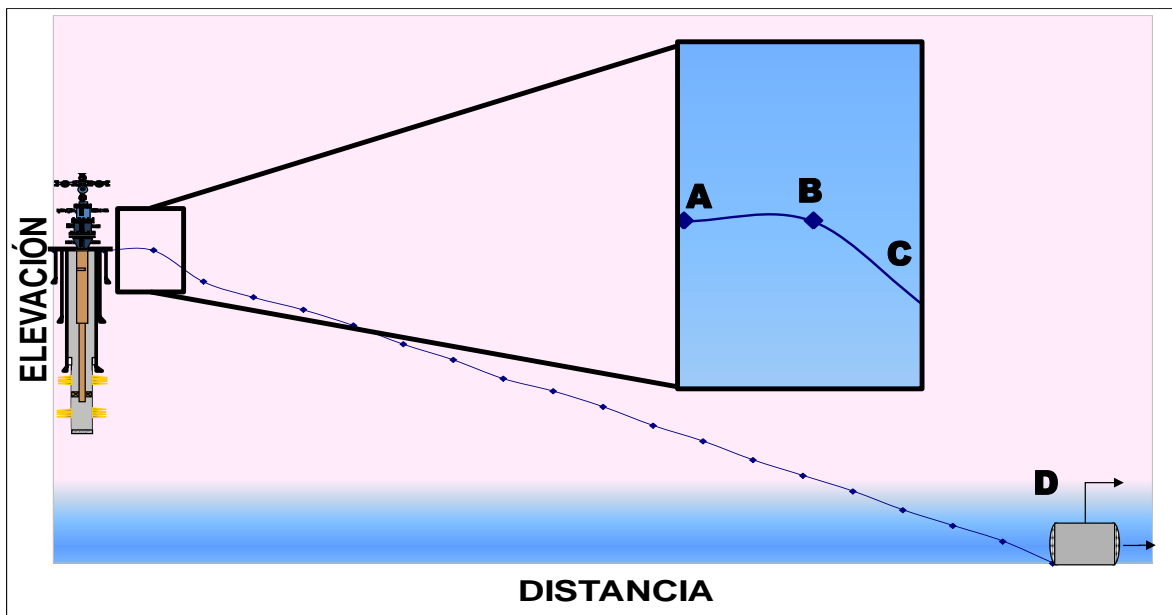
## CAPÍTULO 3.

Una altura máxima en la cresta del sifón está limitada por la presión de la columna de líquido, la densidad de los líquidos y la presión de vapor pues las pequeñas burbujas pueden comenzar a formarse y el efecto sifón puede anularse.

### 3.1.2 Descripción del efecto sifón en el sistema submarino de producción.

Una vez que se han definido las bases teóricas del efecto sifón, a continuación se enfoca a este fenómeno en el contexto de la ingeniería petrolera y su aplicación en un sistema submarino de producción, con el objetivo de obtener beneficios en la productividad de los pozos, la idea es aprovechar el relieve del lecho marino en pendiente negativa y con ello generar el efecto sifón en el interior de la línea de transporte de hidrocarburos y con eso disminuir la contrapresión en la cabeza de los pozos e incrementar la productividad de los pozos.

En la figura 3.1 se explica la forma en que se genera el efecto sifón en el sistema submarino de producción.



*Figura 3.1 Esquema del efecto sifón en el sistema submarino de producción.*

Cuando la columna de líquido cae de C (línea de flujo) por efecto gravitacional a D (equipo de procesamiento submarino), se genera una zona de baja presión en B (efecto sifón), lo que permite disminuir la contrapresión en A (cabeza del pozo) y que la presión del yacimiento agá fluir fácilmente mayor gasto de aceite.

## CAPÍTULO 3.

### 3.2 Consideraciones para el modelado de las simulaciones del sistema submarino de producción.

#### 3.2.1 Propiedades del los fluido a simular.

Las propiedades de los fluidos producidos inciden directamente en el diseño de las instalaciones de producción; en sus componentes, planes operacionales, planes de contingencias y programas de remediación. Los datos recolectados en muestreos de buena calidad son vitales para el modelado del yacimiento y diseños de instalaciones.

En proyectos enfocados a la producción de crudos pesados en aguas profundas, es necesario obtener datos PVT del comportamiento del fluido a condiciones de líneas de flujo y de yacimiento además predecir el comportamiento del fluido bajo condiciones operativas de paros y arranques de operaciones.

Las propiedades de los fluidos de los yacimientos pueden determinarse de manera óptima mediante muestras representativas para su análisis PVT y cromatografía; A pesar de que se han realizados diferentes estudios para el cálculo de las propiedades PVT, aún no se ha profundizado en el desarrollo de correlaciones PVT para aceites pesados a condiciones de baja temperatura y alta presión como las que hay son en aguas profundas.

Las propiedades del fluido para el modelo hipotético de simulación son las de un análisis PVT de un aceite extrapesado. A continuación se presenta una tabla resumen de las propiedades del fluido y algunas de las características más representativas del yacimiento.

*Tabla 3.0 Datos de análisis PVT.*

<b>Condiciones del yacimiento.</b>	
Presión inicial (pi)	337 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura (Ty)	122 °C
<b>Estudio de la muestra a temperatura del yacimiento.</b>	
Presión de burbuja (pb)	71 Kg/cm <sup>2</sup>
Compresibilidad a pi	12.22E-061(Kg/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
Densidad del fluido del yacimiento a pb	0.884 gr/cm <sup>3</sup>
<b>Liberación flash desde Condiciones de Yacimiento a Condiciones Estándar.</b>	
Relación gas aceite medida	21.62 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Factor de volumen del aceite (Bo) a pb	1.182 vol/vol
Densidad a presión de saturación	0.903 g/cm <sup>3</sup>
Gravedad API medida	10 °API

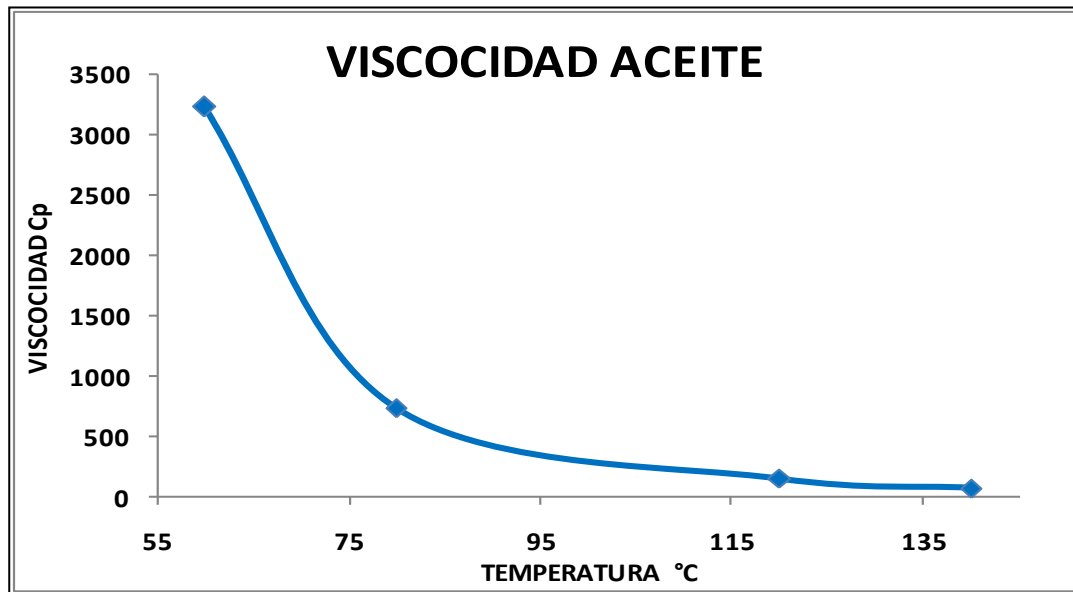
### CAPÍTULO 3.

Las propiedades de viscosidad y reología del hidrocarburo son quizás una de las herramientas más útiles, pues el transporte de aceites de alta viscosidad, es el reto más importante en lo que respecta al aseguramiento de flujo en aguas profundas y el más complejo de la industria petrolera.

La tabla 3.1 y figura 3.0 muestran el comportamiento de la viscosidad del fluido a presión atmosférica, con las que se realizaron las simulaciones propuestas.

*Tabla 3.1 Datos de viscosidades a presión atmosférica.*

Temp (°c)	$\mu$ (Cp)
60	3230.34
80	734.83
120	154.88
140	72.5



*Figura 3.2 Gráfica de viscosidad vs. temperatura a presión atmosférica.*

Como parte del análisis PVT a continuación se presenta la tabla 3.2 con el análisis composicional del fluido.



Tabla 3.2 Datos de composición original del aceite.

Análisis coposicional	
Componente	% mol
N2	0.59
CO2	1.57
H2S	1.47
C1	14.12
C2	7.33
C3	4.04
iC4	0.63
C4	2.49
iC5	0.94
C5	1.33
C6	1.61
C7	1.22
C8	1.24
C9	1.65
C10	1.88
C11	1.87
C12+	56.02

A partir de datos de presión, temperatura y el análisis composicional, se elaboró la envolvente de fase del fluido en estudio. En una primera instancia la tabla 3.2 demuestra que se trata de un hidrocarburo pesado, amargo y contaminado como lo comprueban los valores de por ciento mol de N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

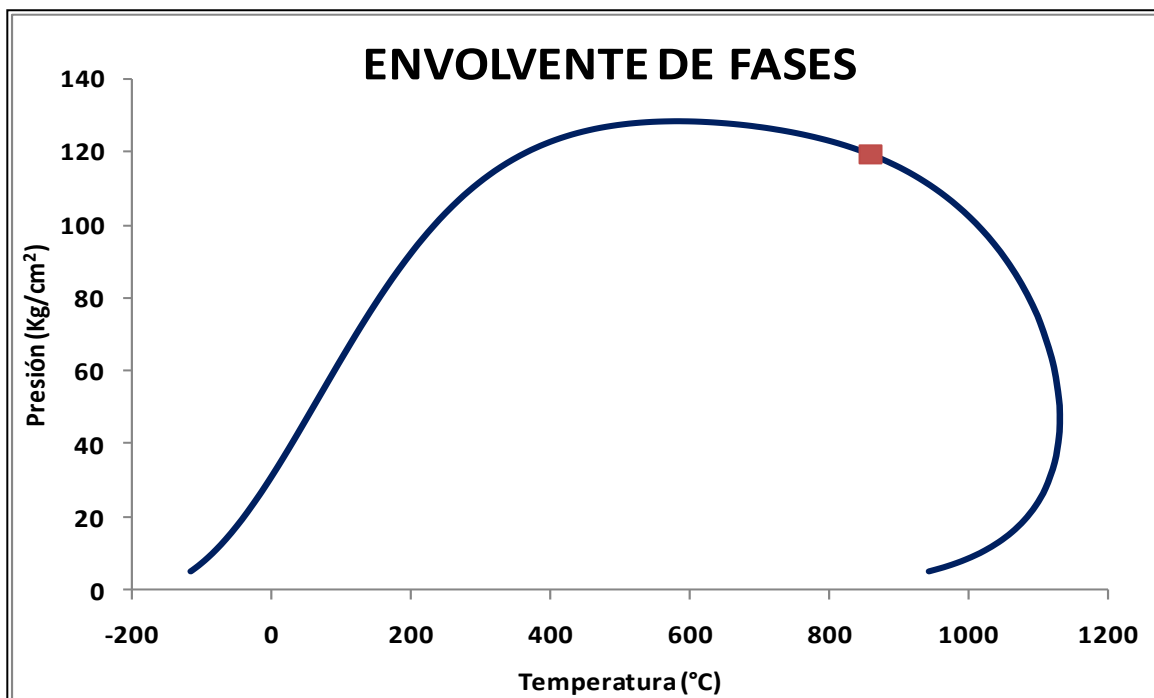


Figura 3.3 Envolvente del fluido producido.

## CAPÍTULO 3.

Una vez analizados los datos PVT del fluido, las propiedades del yacimiento y la envolvente de fases, se establece que el tipo de fluido para la realización de las simulaciones pertenece a un yacimiento de aceite negro de bajo encogimiento. A continuación se presentan las consideraciones para esta conclusión.

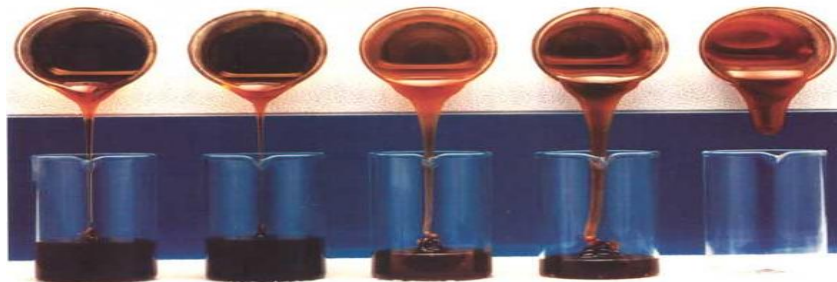
1. La envolvente de fases corresponde a un aceite negro de bajo encogimiento, debido a la forma típica de la envolvente y la posición del punto crítico.
2. La temperatura de yacimiento es de  $122^{\circ}\text{C}$  y la temperatura crítica es de  $859^{\circ}\text{C}$ .
3. El punto crítico se encuentra a la izquierda de la crincondebara.
4. De acuerdo a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento se observa que es bajo saturado.
5. La producción en superficie se encuentra en la región de dos fases.
6. Contiene grandes cantidades de fracciones pesadas en la mezcla original.
7. La RGA inicial es de  $21.62\text{ m}^3/\text{m}^3$ .
8. La densidad del líquido es de  $0.993\text{ g}/\text{cm}^3$ .

### 3.2.1.1 Características de aceites pesados y extrapesados.

Los aceites pesados son definidos por el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) como aquéllas densidades que están entre los  $10$  y  $22^{\circ}\text{API}$ , y los aceites extrapesados son aquéllos que tienen menos de  $10^{\circ}\text{API}$ .

Los hidrocarburos son clasificados usando la densidad API como una razón de sus valores de viscosidad; sin embargo, deben hacerse dos importantes diferencias entre la densidad API y la viscosidad.

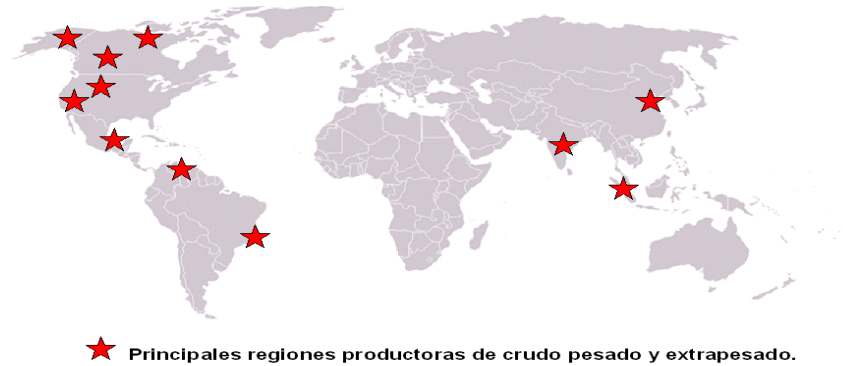
La viscosidad es una propiedad de los fluidos que determina que tan bien un fluido puede fluir, mientras la gravedad API determina típicamente que tan ligero es un aceite. Adicionalmente, la temperatura y el contenido de parafinas pueden tener gran efecto en los valores de viscosidad, mientras que la densidad API no es afectada por estos últimos parámetros.



*Figura 3.4 Existen diferentes viscosidades entre los aceites producidos, (ingenieria-de-petroleo.blogspot.com).*

### CAPÍTULO 3.

Los aceites pesados y extrapesados se han convertido en importantes recursos toda vez que se ha registrado una significativa reducción de los yacimientos productores de aceites ligeros y superligeros. Más de 6 trillones de barriles de aceite in situ han sido atribuidos a los yacimientos de hidrocarburos pesados. Esto es tres veces más del total de las reservas totales de gas y aceite convencionales en el mundo<sup>24</sup>.



*Figura 3.5 Mapa de las regiones productoras de crudo pesado y extrapesado (www.cndri.com).*

En los procesos de formación, los aceites pesados generalmente comienzan como aceites ligeros (30-40 °API) y estos son alterados posteriormente por una biodegradación. Con la biodegradación de bacterias aeróbica, más la presencia de agua que suministra oxígeno y nutrientes, se propicia el ataque de bacterias a los alcanos más ligeros (de cadenas cortas), provocando una oxidación, dejando atrás a los componentes más pesados tales como parafinas y asfaltenos. Este es el mecanismo más común para la formación de aceites pesados y extrapesados<sup>24</sup>.

Los yacimientos productores de aceite pasado y extrapesado tienden a tener menor energía, son sistemas con baja relación gas-aceite y con altas viscosidades, así como también bajas temperaturas y de normales a bajos niveles de gradientes de presión de poro.

Los aceites extrapesados mantienen mucho menos gas en solución que los aceites ligeros, debido a su alta viscosidad que provoca un rápido escape del gas de la fase líquida; pero esta pequeña cantidad de gas aún contenido representa un impacto significativo en su movilidad.

## CAPÍTULO 3.

### 3.2.1.2 Modelado del fluido para las simulaciones.

Una vez realizada la identificación del tipo de fluido con el que se trabajará. Uno de los primeros pasos en la construcción del modelo, es darle al simulador los datos del fluido.

Dentro de las opciones de los tipos de fluidos que maneja el simulador están:

- Modelo de “black Oil” (Aceite negro).
- Modelo Composicional.

Para el modelado del caso base y los diferentes escenarios propuestos se utilizará el modelo de “*black oil*” o aceite negro, que supone la existencia de las fases gaseosa y líquida como las únicas constituyentes de la mezcla, ignorando la composición molar de la mezcla; en resumen, considera la combinación de la fase líquida y gaseosa, donde la fase gaseosa se encuentra disuelta en el aceite. El modelo tiene la premisa de que al aumento de presión y la reducción de temperatura en el sistema, se tendrá más gas disuelto en la fase líquida, e inversamente al disminuir la presión y aumentar la temperatura se provoca una separación de la fase gaseosa.

La mínima información que requiere el simulador para un el modelo de “*black oil*” es la densidad de los tres fluidos potenciales (aceite, agua, gas) que se pueden tener en la mezcla producida; Por lo tanto, el modelo de aceite negro es adecuado para la descripción de fluidos de yacimientos de aceite negro de bajo encogimiento y aceite volátil; mientras el modelo composicional es indicado para la descripción de yacimientos de gas húmedo, gas seco y gas y condensado.

Otra de las propiedades de los fluidos para su modelado es el porcentaje mol de los contaminantes más comúnmente presentes en la mezcla del hidrocarburo, estos son: Nitrógeno, Bióxido de Carbono y Sulfuro de Hidrogeno, debido a que su presencia afecta en gran medida el factor de compresibilidad de la fase gaseosa.

En el caso del modelo de “*black oil*”, una de las propiedades más representativas del fluido es su viscosidad, aunque no es un dato estrictamente necesario para arrancar la simulación, sí es conveniente indicar un par de puntos.

El cálculo de las viscosidades está en función de la temperaturas es un factor en donde la gran mayoría de los simuladores para el transporte de la producción tienen serios errores, y en el caso del simulador que se maneja para este trabajo de tesis no es la excepción; por lo tanto, si se tienen datos de viscosidad medidos es recomendable agregarlos, para que el software interpolaciones o extrapolaciones los cálculos de viscosidad.

## CAPÍTULO 3.

Tabla 3.3 Datos de las propiedades del fluido para el modelado del fluido en el simulador.

Densidades		Contaminantes		Viscosidades	
Aceite API	10	% mol Nitrógeno N <sub>2</sub>	0.59	Temperatura °C	Viscosidad Cp
Gas Densidad específica	1.09	% mol Bióxido de carbono CO <sub>2</sub>	1.57	60	3230.34
Agua Densidad específica	1.02	% mol de sulfuro de hidrogeno H <sub>2</sub> S	1.47	80	734.83

### 3.2.2 Condiciones ambientales en la producción de aguas profunda.

Antes de realizar un diseño de ingeniería de producción en condiciones de aguas profundas, es necesario entender las condiciones ambientales en donde los sistemas submarinos de producción y sus líneas de flujo serán instaladas y puestas en operación y de la misma forma responder preguntas como; ¿Cuál es el tirante de agua?, ¿cómo son las condiciones de temperatura y salinidad?, ¿el impacto al medio ambiente?.

Cuatro factores son importantes en la definición de las condiciones ambientales y biológicas en aguas profundas<sup>27</sup>.

- Altas presiones.
- Bajas temperaturas.
- Ausencia de luz.
- Poca concentración de materia orgánica.



El primero de los cuatro factores es el que limita el tipo de organismos que pueden estar presentes, éste afecta sobre todo a la abundancia de la biomasa que existe; no obstante, hay comunidades únicas (organismos quimiosintéticos), que están asociadas a la presencia de nutrientes como: hidratos de metano o filtraciones de hidrocarburos.

Figura 3.6 Comunidades quimiosintéticas, (Effects of subset processing on deepwater environments in the gulf of Mexico).

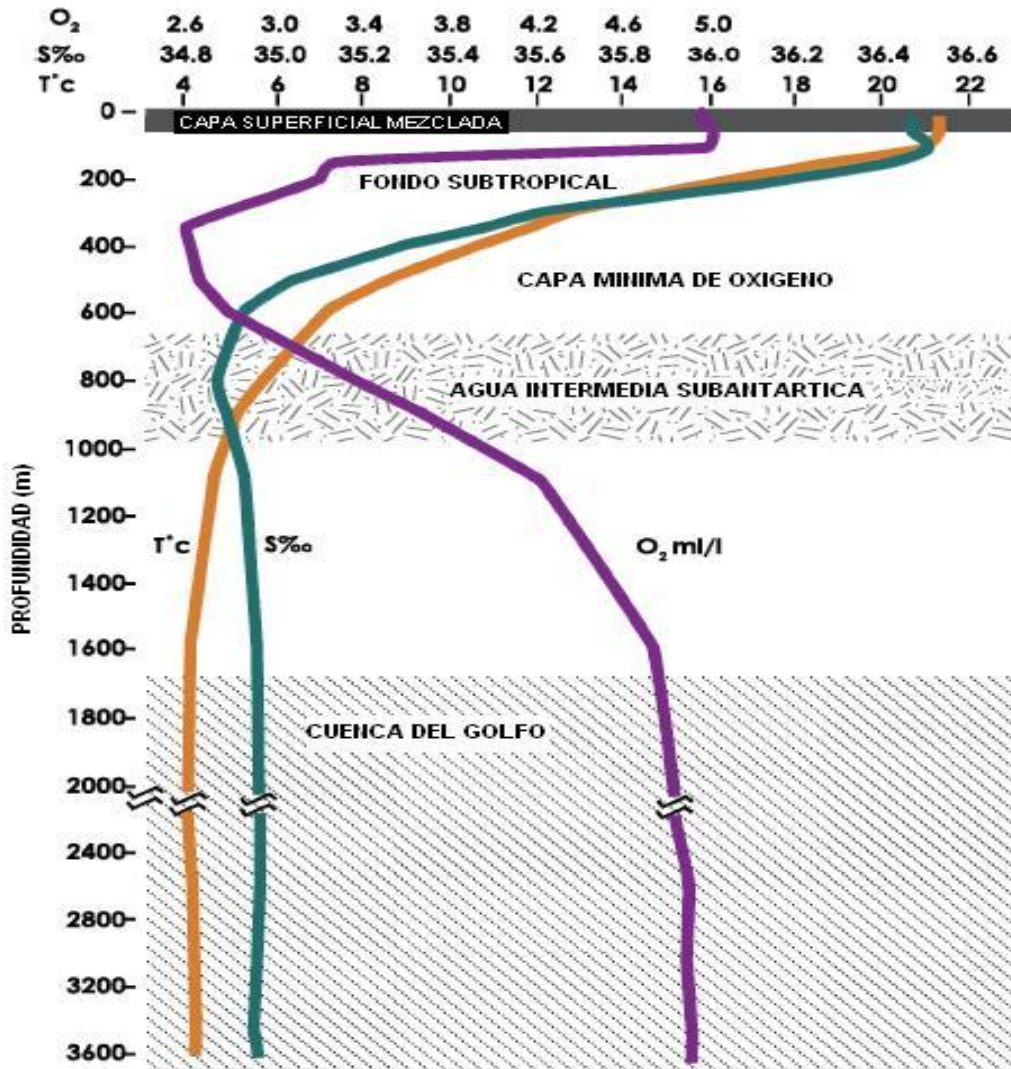


Figura 3.7 Perfiles verticales de salinidad, temperatura y oxígeno en el Golfo de México, (Effects of subset processing on deepwater environments in the gulf of Mexico).

Las propiedades físico químicas en aguas profundas son constantes y homogéneas. La temperatura, la salinidad, el oxígeno disuelto, presión, luz y concentración de nutrientes cambian rápidamente en función de la profundidad, pero se mantiene constante por debajo de los 1000 metros. La temperatura decrece rápidamente con la profundidad hasta los 4 °C por debajo de los 1000 metros hasta el lecho marino y la salinidad superficial disminuye a mayor profundidad. Las concentraciones de oxígeno disuelto son altas en la superficie y declina rápidamente a un mínimo de oxígeno a mayores profundidades e incrementa su concentración a profundidad más baja. La presión es alta en la profundidad del océano, incrementando a una atmósfera de presión (0.10 Mpa) por cada 10 m<sup>27</sup>.

## CAPÍTULO 3.

La luz está limitadamente disponible entre los 200 y 1000 metros de profundidad y está completamente ausente por debajo de los 1000 metros. La ausencia de luz se opone al proceso de fotosíntesis y a la producción primaria en el océano profundo<sup>27</sup>.

### **3.2.2.1 Aspectos a considerar en la selección de las rutas de líneas de flujo.**

Como ya se mencionó anteriormente en este capítulo, el objetivo de este trabajo de tesis es el aprovechar las condiciones del relieve del terreno para incrementar la producción, pero para poder aprovecharlas es necesario efectuar un estudio de las condiciones del terreno, para instalar las líneas de flujo.

El proceso de selección de la ruta de una línea de flujo es complejo: Los factores que lo envuelven pueden ser agrupados en tres principales categorías: primaria, secundaria y costos<sup>26</sup>.

Los factores primarios son tales como la ubicación del los pozos y manifolds (el comienzo), y el destino de las líneas de flujo, base del riser o instalaciones costa afuera (el final), y los parámetros de instalación y operación que pueden afectar la geometría de la ruta.

Los factores secundarios incluyen a la batimetría, las características del lecho marino, las propiedades geológicas del suelo marino, los posibles riesgos geológicos, la problemática con el medio ambiente y su biodiversidad y finalmente la infraestructura ya existente.

Algunos ejemplos de los factores secundarios referentes a la geología que se puede encontrar: las grandes pendientes, las pendientes inestables, los sedimentos de alta dureza en el piso marino, condiciones bruscas e inestables del terreno, etc.

El factor final es el referente a los costos: líneas de flujo cortas representan menores costos; por lo tanto, uno de los retos en el diseño de las rutas de flujo es encontrar la más corta, mientras éstas satisfagan los requerimientos en los factores primarios y secundarios<sup>26</sup>.

Los métodos empleados para la realización de proyectos de diseño de rutas, están basados en la adecuada recolección de datos, e incluso la utilización de nuevas tecnologías como vehículos de mapeo submarino.

Aquí algunos puntos para el diseño de rutas.

- La definición de los requerimientos para la selección de la ruta y los datos necesarios.

### CAPÍTULO 3.

- El comienzo de la recopilación de datos, utilizando datos de compañía e información de dominio público.
- Accesos a datos regionales para la selección de un corredor en base a datos de alta resolución.
- Recolectar datos de la ruta mediante métodos de alta resolución.
- Evaluación geológica de la ruta, por muestreo y pruebas a los sedimentos, así como también un análisis de estabilidad de las pendientes y riesgos geológicos.
- Selectivamente inspeccionar por contacto visual, mediante sistemas de vehículos operados remotamente.
- Seleccionar la ruta final de la línea de flujo.

#### **3.2.2.2 Condiciones ambientales para el modelo de simulación.**

A grandes rasgos los factores ambientales y geológicos que más influyen en los sistemas submarinos de producción en su instalación y puesta en operación, son la temperatura y el tirante de agua como.

*Tabla 3.4 Datos de temperatura y tirante de agua definidos para las simulaciones.*

<b>Temperatura</b>	<b>4 °C</b>
<b>Tirante de agua</b>	<b>1000 m</b>

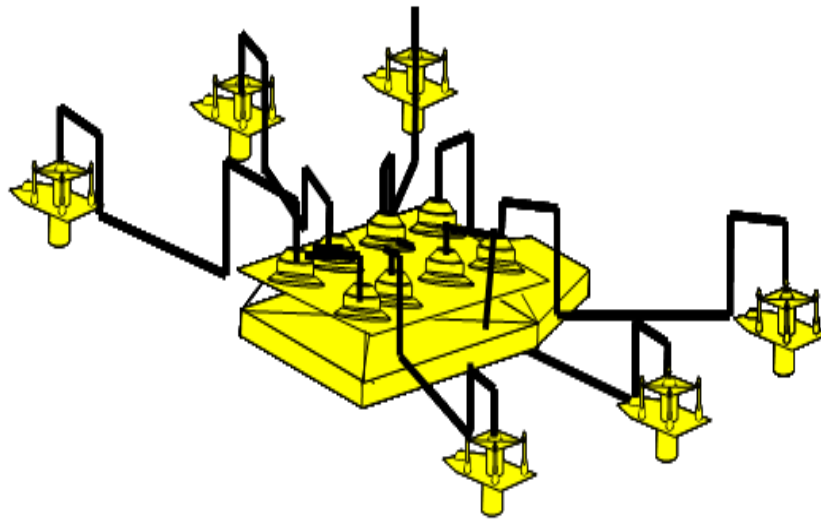
De los datos de condiciones ambientales propuestas para el modelo quizás el que más impacta en el aseguramiento de flujo es la temperatura, pues el sistema se encontrará expuesto a él durante el resto de su vida productiva, además considerar las grandes distancias que las líneas de flujo abarcarán.



### 3.2.3 Configuración y arquitectura del sistema submarino de producción.

Una vez que se establecieron las características principales del fluido producido y también las condiciones ambientales que afectan al sistema submarino de producción, se elaboró una descripción de los elementos que lo integran, así como su arquitectura.

La arquitectura planteada para el sistema submarino de producción hipotético es el de un arreglo tipo “cluster” compuesto por 6 pozos productores conectados a un manifold de producción como el que se esquematiza en la figura 3.8.




*Figura 3.8 Configuración del arreglo de pozos en cluster.*

Los equipos submarinos básicos a emplearse en los sistemas submarinos de producción se enlistan a continuación: Árboles submarinos de producción, Jumpers, Manifold, Sistemas de control y umbilicales.

**Árboles submarinos de producción.**


*Tabla 3.5 Características de los árboles submarinos de producción.*

Características de los árboles sumarino de producción.		
Tecnología.	Aplicación.	Comentarios.
<b>Horizontal</b> 	Si	Es uno de los árboles de producción más empleados en el golfo de México para tirantes mayores a los 100 m, es flexible para la intervención en pozos y se acopla más fácil a las necesidades por su instrumentación en módulos.
Rango de producción	15,000 Bpd	Los diámetros y características de los componentes del árbol están diseñados para este valor máximo de producción.
Función	Producción de aceite	Es el primer y más importante elemento de control de pozo a nivel submarino.
Aislamiento Térmico	Si	De acuerdo a la temperatura definida para para el lecho marino, se considera emplear un aislamiento.
Válvulas hidráulicas	Si	Para control de la producción y el espacio anular.
Válvulas eléctricas	Si	Para control de válvulas de inyección de químicos y gas de BN.
Válvulas manuales	Si	Operadas por ROV's durante la instalación de conexiones, se emplea principalmente para pruebas de sello.
Sistemas de control	Si	Se considera aplicar un sistema electro-hidráulico
Inyección de químicos	Si	Para prevención de formación y acumulación de hidratos de gas, parafinas y asfaltenos.
Medición	Si	Censores de presión y temperatura.
Estrangulador	Si	Se emplean estranguladores con capacidad de 15,000 Bpd con apertura al 100%.
Conectores	Si	Emplea conectores verticales para unión con jumpers.
Instalación	Asistida por ROV	Se baja y coloca con equipo de perforación
Vida útil		El equipo está diseñado para operar con normalidad durante 25 años, es un equipo recuperable después de la explotación del campo.

## CAPÍTULO 3.

### Jumpers.

*Tabla 3.6 Características de los jumpers.*

Características generales del Jumper			
		Jumper tipo rígido.	
		Aislamiento tipo U (Según norma API 17 D)	
		Longitud aproximada 25-75 m según los requerimientos de arquitectura.	
Jumpers de producción en el sistema.			
Aplicación.	Diam. (Pg)	Long. Aprox. (m)	Cantidad
Árbol submarino-Manifold	4	30	8
Manifold-PLET	8	30	1
Total			9

### Manifold.

*Tabla 3.7 Características de los manifolds.*

Características generales del manifold	
	6 Conexiones de Jumpers a pozos.
	2 Conexiones de Jumpers a PLET.
	Conexiones Verticales.
	Una tubería de recolección.
	Sistemas de control eléctrico-hidráulico.
	Válvulas para inyección de químicos y gas de BN.

## CAPÍTULO 3.

### Sistemas de control y umbilicales.

Para la configuración del los umbilicales se consideran los siguientes puntos:

- Recubrimiento diseñado para el tiempo que perdure la explotación.
- Recubrimiento diseñado para resistir las condiciones de temperatura sin afectar el suministro hidráulico y eléctrico.
- Cables eléctricos capaces de transmitir la potencia eléctrica y señales requeridas por el desarrollo.
- Fibras ópticas para la transmisión de señales en el medio de desarrollo.
- Mangueras o tuberías para el suministro de fluidos hidráulicos, estas deben de resistir altas presiones y temperaturas sin que afecten el estado del fluido hidráulico.
- Requerimientos de instalación y desinstalación.
- Flexibilidad para adecuar su función durante la explotación del campo.

*Tabla 3.8 Características generales de los umbilicales.*

Características generales de los umbilicales				
Descripción.	Cable Umbilical y conexión			
	Umbilical equipo superficial UTA.	Umbilical UTA-SDU SDU-manifold	Umbilical Flyin Led hidráulico.	Umbilical Flyin Led Eléctrico.
Línea hidráulica de alta presión.	Si	Si	Si	No
Línea hidráulica de baja presión.	Si	Si	Si	No
Línea de suministro para espacio anular.	Si	Si	Si	No
Línea de suministro de metanol.	Si	Si	Si	No
Líneas de suministro para inyección de químicos.	Si	Si	Si	No
Línea de suministro eléctrico.	Si	Si	No	Si
Líneas de transmisión de señales y datos.	Si	Si	No	Si
Líneas de fibras ópticas.	Si	Si	No	Si

## CAPÍTULO 3.

### Módulos de control.

Las bases del diseño, las funciones de control y monitoreo son definidos en los siguientes puntos.

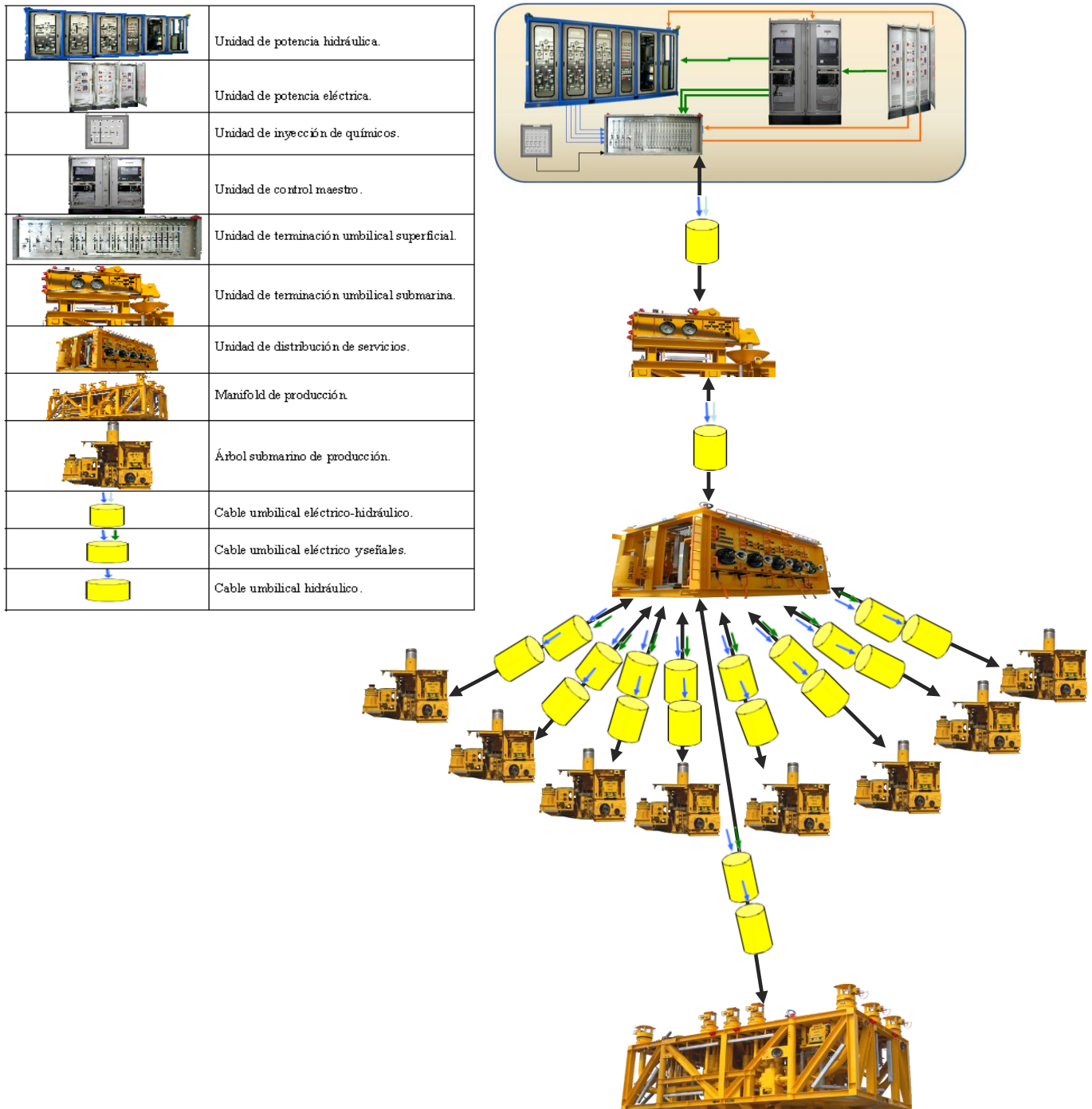
*Tabla 3.9 Características y propiedades de los módulos de control.*

Bases de diseño	Funciones de control	Funciones de monitoreo
<ul style="list-style-type: none"><li>• Provee de una interfaz confiable para la operación individual o múltiple de las valvulas.</li><li>• Regresa información confiable de monitoreo y estado de las valvulas.</li><li>• Debe de ser un sistema confiable en paros de circulación o por contingencias</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Operación de las válvulas de producción.</li><li>• Operación de válvulas para espacio anular.</li><li>• Operación de válvulas para inyección de metanol.</li><li>• Operación de válvulas para inyección de gas de BN.</li><li>• Operación de estrangulador.</li><li>• Operación de válvulas de manifold.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Presión de la producción.</li><li>• Presión del espacio anular.</li><li>• Temperatura de la producción.</li><li>• Posición de las valvulas.</li><li>• Posición del estrangulador.</li><li>• Diferencia de presión en el estrangulador</li><li>• Detección de corrida de diablo durante la limpieza.</li></ul>

Una vez que se definieron los elementos que componen a los módulos de control, umbilicales y sistemas de control del sistema submarino de producción hipotético, el siguiente paso es la configuración de éstos en el sistema.

### CAPÍTULO 3.

En la siguiente figura se esquematiza un diagrama con la secuencia de los diferentes equipos de control que participan en el sistema submarino de producción hipotético propuesto.



*Figura 3.9 Diagrama de los sistemas de control y distribución de umbilicales.*

## CAPÍTULO 3.

### 3.2.4 Características y propiedades de las líneas de flujo.

Para la descripción de los equipos y configuración del sistema submarino de producción hipotético, es importante describir uno de los elementos de más relevancia en la producción de hidrocarburos en aguas profundas, (considerando que es un aceite extrapesado lo que se produce), líneas y tuberías de transporte convencionales no bastan para afrontar el reto.

Se propone utilizar para el modelo, líneas de flujo con aislamiento térmico, aplicando sistema de tubería dentro de tubería (pipe-in-pipe, por sus siglas en inglés PIP), esta tecnología consiste en recubrir a la tubería que conduce a los fluidos con otra tubería, y colocar en el espacio anular creado entre ellas materiales de alto aislamiento térmico como espumas, granulados, gel, gas inerte o simplemente al vacío.

Las principales ventajas de la aplicación de este tipo de tecnología son:

- Pueden contener múltiples líneas como las de control y monitoreo, cableado de suministro energía eléctrica o hidráulica, líneas de glicol, y conducir los fluidos producidos.
- El manejo de espumas, geles o gases inertes como aislantes resulta usualmente más barato que el aislamiento individual de las tuberías.

Para el caso de los modelos de simulación se plantean tres tipos de materiales ampliamente utilizados para el aislamiento de tuberías para condiciones costa afuera: Polipropileno, polietileno y poliuretano, de los cuales en la tabla 3.10 se dan sus conductividades térmicas.

*Tabla 3.10 Conductividad térmica de materiales empleados para el aislamiento de líneas de flujo, (Offshore Pipelines).*

Nombre del material.	Conductividad térmica.	
	(BTU/hr-ft-°F)	(W/m-K)
<b>Polipropileno</b>	<b>0.13</b>	<b>0.22</b>
<b>Polietileno</b>	<b>0.20</b>	<b>0.35</b>
<b>Poliuretano</b>	<b>0.07</b>	<b>0.12</b>

Visto lo anterior se considera un coeficiente global de transferencia de calor para todo el sistema de líneas de flujo 4 (BTU/hr-ft-°F).

### 3.2.5 Propiedades de los pozos productores.

Los datos de pozos con los que se elaboraron los modelos de simulación principalmente son los diámetros del aparato de producción, la trayectoria de los pozos mediante sus datos giroscópicos, índices de productividad de los pozos, presiones de fondo fluyente y presiones de estáticas de cada uno de los pozos que componen al cluster de producción, los que serán presentados posteriormente. Los diferentes datos de configuración de los pozos fueron obtenidos de datos reales de pozos operando.

Los modelos de los pozos que se emplearon para el caso base y escenarios propuestos, son los mismos, con el objetivo de comparar las variaciones de presión en cabeza de pozo de cada una de las simulaciones.

La figura 3.10 presenta un esquema de la ubicación y nombres de cada uno de los pozos en el cluster de producción del modelo de simulación. La figura 3.10 es una pantalla de la interfase gráfica del simulador PIPEPHASE 9.2 de la compañía Invensys<sup>MR</sup>.

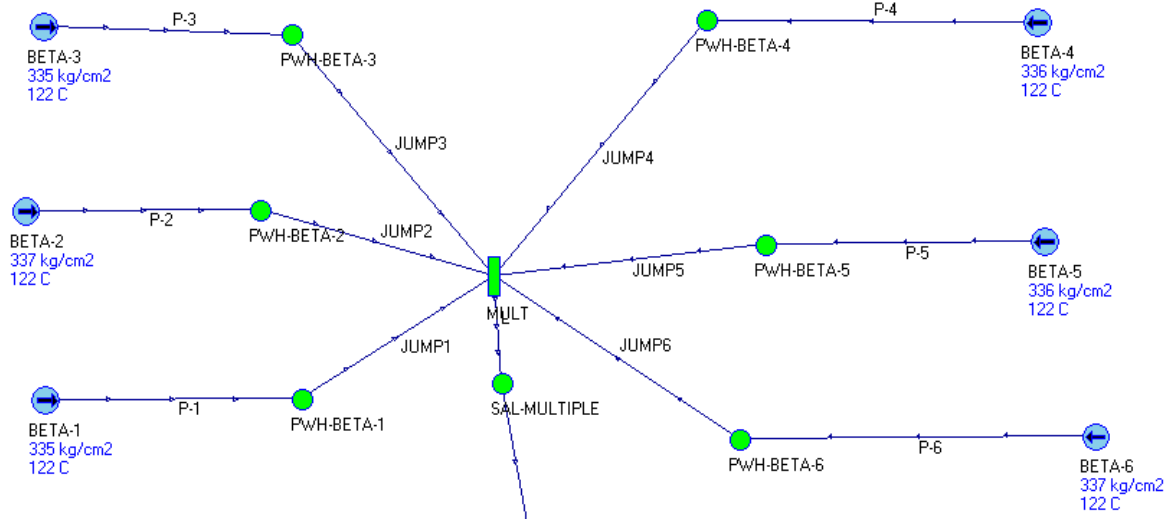


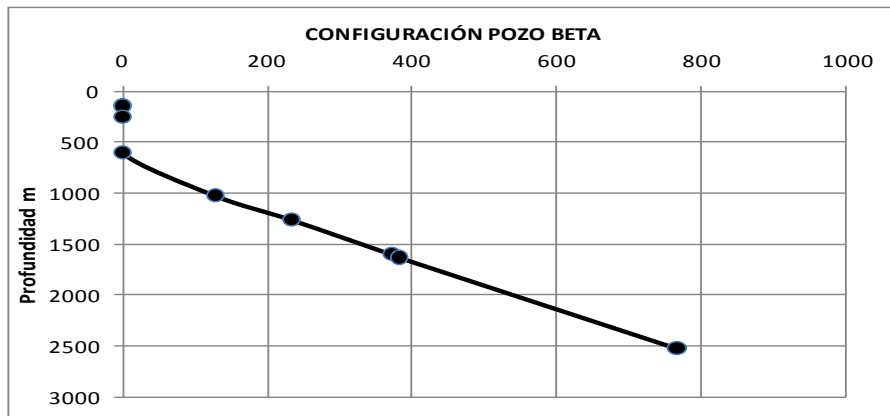
Figura 3.10 Modelo de cluster de producción para las simulaciones, (Pantalla de interface del simulador Pipephase 9.2).



**3.2.5.1 Perforación, tuberías de producción y accesorios.**

Para la realización del modelado de los pozos solamente se consideró un pozo base, llamado pozo Beta, el cual se reprodujo para el armado de todos los pozos del sistema submarino de producción, es decir de ahí se dependen los pozos Beta-1, 2, 3, 4, 5 y 6.

Los datos del pozo Beta fueron obtenidos de un giroscópico, así como su estado mecánico, a continuación se muestran la geometría del pozo y el arreglo de tuberías de producción y accesorios del pozo Beta. La figura 3.11 presenta la trayectoria de los pozos Beta.



*Figura 3.11 Trayectoria configurada para los pozos Beta.*

La tabla 3.11 se presentan los datos de metros desarrollados (MD) y los metros verticales (MV), en donde la diferencia oscila en que la distancia vertical es desde superficie hasta el punto más bajo de la perforación y la distancia total desarrollada de la trayectoria del pozo durante su perforación.

*Tabla 3.11. Configuración de pozo Beta metros desarrollados y verticales.*

Configuración pozo Beta	
MD	MV
139.7	139.7
142.31	142.31
143.73	143.73
250	250
600	600
1020	1012.02
1260	1238.1
1599	1555.18
1629	1583.5
2521	2402

### CAPÍTULO 3.

La siguiente figura presenta el estado mecánico de los pozos Beta, donde se presentan los diferentes diámetros de tubería de revestimiento y de aparejo de producción, accesorios, intervalo disparado y tipo de terminación en agujero entubado mediante un líner de 9 5/8".

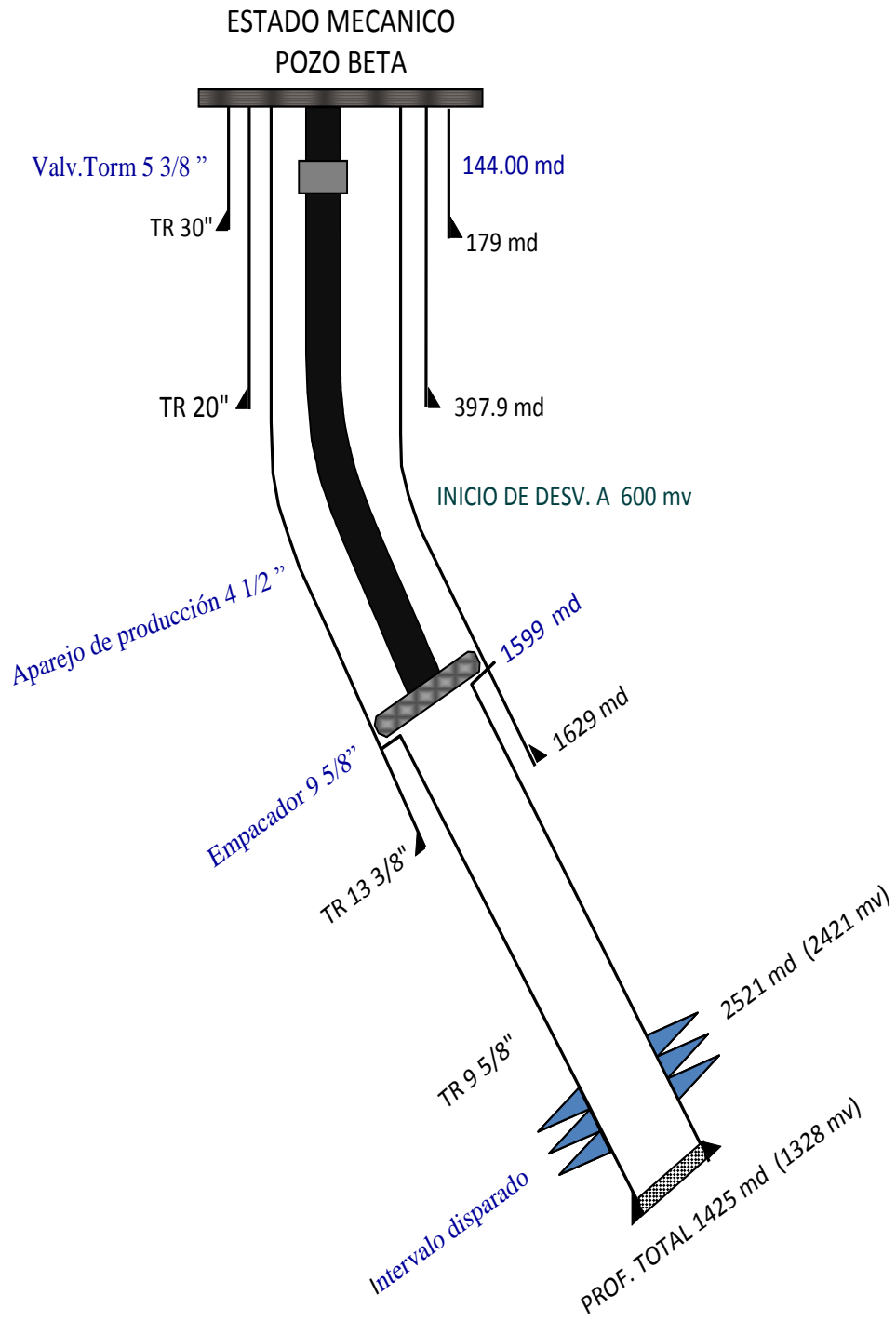


Figura 3.12 Estado mecánico de los pozos Beta.

## CAPÍTULO 3.

### 3.2.5.2 Datos de operación de los pozos.

Otras de las consideraciones generales importantes para el planteamiento de los modelos de simulación, son los datos de operación de cada uno de los pozos. Cada uno de los datos presentados en la tabla 3.12 fueron cargados en el modelo; algunos de los datos que se presentan en la tabla son: presión estática, gradientes de temperatura, gastos de aceite, índices de productividad, cortes de agua, entre otros.

*Tabla 3.12 Datos de operación de los pozos.*

Datos		Unidades	BETA-1	BETA-2	BETA-3	BETA-4	BETA-5	BETA-6
Presión Estática	Pws	Kg/cm <sup>2</sup>	335	337	335	336	336	337
Gradiente de Temperatura	ΔT	°F/100 ft	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55
Temperatura de Yacimiento	Ty	°C	122	122	122	122	122	122
Índice de Productividad	IP	Bpd/Kg/cm <sup>2</sup>	327	327	327	327	327	327
Relación Gas-Aceite	RGA	ft/bbl	121.8	121.8	121.8	121.8	121.8	121.8
Densidad aceite	°API	°API	10	10	10	10	10	10
Viscosidad Aceite μ	60 °C	Cp	3230.34	3230.34	3230.34	3230.34	3230.34	3230.34
	80 °C		734.83	734.83	734.83	734.83	734.83	734.83
Diam. Estrangulador	Φ	Pg	1.063	1.063	1.063	1.063	1.063	1.063
Corte de agua	% Cw	%	10	10	10	10	10	10

### 3.3 Principales puntos de análisis en las simulaciones del sistema submarino de producción.

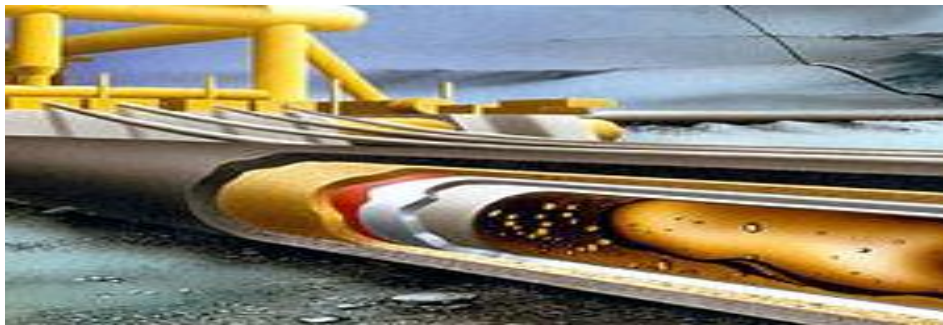
#### 3.3.1 Problemáticas del aseguramiento de flujo en sistemas de producción costa afuera.

Los principales aspectos que deben tomarse en cuenta en la producción costa afuera en aguas profundas es el aseguramiento de flujo, que puede definirse como el conjunto de actividades orientadas a la prevención, control y remediación de obstrucciones y condiciones inestables en el flujo de hidrocarburos, con un alcance desde el yacimiento hasta el punto de entrega de los fluidos.

Los objetivos principales del aseguramiento de flujo son<sup>28</sup>:

- Garantizar la capacidad de la tubería.
- Minimizar los riesgos de bloqueo de las líneas por hidratos, parafinas y asfáltenos.
- Tener la capacidad de eliminar los bloqueos si estos ocurren.
- Minimizar los tiempos inactivos durante las operaciones mediante operaciones de:
  - Corrida de diablo.
  - Paro.
  - Despresurización.
  - Arranque.
- Mejorar la operación.

Uno de los problemas potenciales más grandes en el aseguramiento de flujo está relacionado con las frías temperaturas de operación en aguas profundas que impactan en las propiedades fisicoquímicas de los fluidos y es un factor clave en la problemática de formación de parafinas, asfáltenos, hidratos de gas y las altas viscosidades. Las bajas temperaturas y las grandes distancias de transporte es uno de los factores que propician el enfriamiento de los fluidos, aunque esto es compensado por las altas temperaturas en la cabeza del pozo.



*Figura 3.13 El aislamiento térmico en líneas de flujo es una de las medidas tomadas en el aseguramiento de flujo para aguas profundas, (Transferencia tecnológica proyecto D.00378).*

## CAPÍTULO 3.

Existen dos formas de operación posibles ante la problemática de las bajas temperaturas:

- Operar a temperaturas superiores a las de formación de parafinas, asfáltenos e hidratos, tales temperaturas necesitan ser llevadas a condiciones anormales de operación como por ejemplo en paros y arranques.
- Operar a condiciones de formación de parafinas, asfáltenos e hidratos, pero con el uso de químicos que eviten la formación de los fenómenos antes mencionados.

Las soluciones a los problemas de aseguramiento de flujo en el renglón de equilibrio térmicos se relacionan con químicos inhibidores ya que son alternativas de bajo costo, así como también al aislamiento o el calentamiento de líneas de transporte.

Las altas presiones y las bajas temperaturas de operación permiten el incremento en la formación de hidratos. Las altas presiones son un factor para los altos costos en el diseño de tuberías y el uso de sistemas protectores de presión de alta integridad (por sus siglas en inglés HIPPS) <sup>28</sup>.

Una descripción de los conceptos aplicados a la problemática del aseguramiento de flujo en el contexto de este trabajo de tesis será dada a continuación.

### Hidratos.

La condición para la formación de hidratos está tipificada para bajas temperaturas y altas presiones; por lo tanto, las operaciones en aguas profundas con líneas de transporte multifásicas de gran longitud son candidatas para la formación de hidratos que pueden reducir la capacidad de flujo o en un extremo, bloquear por completo las líneas de flujo, estranguladores, válvulas y separadores, lo que puede ocasionar fuertes problemas en renglones como seguridad, ecología, productividad y economía.

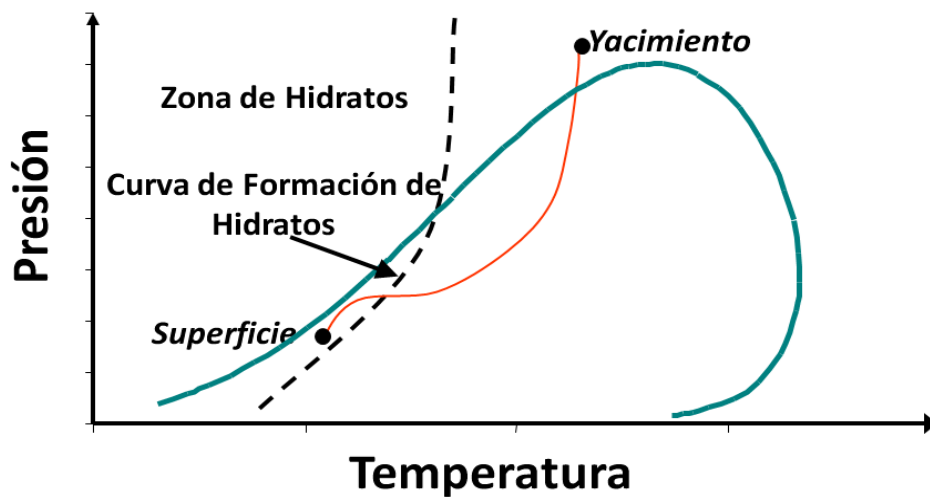
Los hidratos se pueden formar a temperaturas superiores a los 21 °C en sistemas agua/hidrocarburo que operan a altas presiones. Los hidratos son sólidos, de estructuras congeladas compuestos por agua que pueden contener gas entre sus moléculas, unidas por Hidrógeno y son en apariencia iguales al hielo escarchado, su densidad es similar a la del hielo.



*Figura 3.14 Bloqueo por hidratos, (Transferencia tecnológica proyecto D.00378).*

Los enfoques clásicos para la prevención de hidratos en condiciones anormales de operación son el aislamiento térmico, el uso de inhibidores químicos como el metanol o el calentamiento de las líneas de flujo.

La figura 3.16 es representativa de la envolvente de fase de hidrato, la línea correspondiente a la formación de hidratos mantiene una temperatura relativamente estable a lo largo de un amplio rango de presiones hasta que intercepta a la línea correspondiente al punto de burbujeo, por debajo de la cual la temperatura de formación de hidratos disminuye al reducirse la presión.



*Figura 3.15 Curva de formación de hidratos, (Transferencia tecnológica proyecto D.00378).*

## CAPÍTULO 3.

### Parafinas y asfaltenos.

Debido a las características del fluido producido que se trata de un aceite extrapesado, este no tiene grandes problemáticas en la formación, contenido y precipitación de parafinas y asfaltenos, esto debido primordialmente a que estos están altamente biodegradados; sin embargo debido al uso de inhibidores químicos o hidrocarburos más ligeros que no son compatibles con el hidrocarburo pesado, las condiciones del fluido pueden ser modificadas y esto puede provocar una posterior formación y precipitación de parafinas y asfaltenos.

Los hidrocarburos son generalmente clasificados en dos grandes categorías, llamados hidrocarburos parafínicos y asfaltenicos, aunque la gran mayoría de los hidrocarburos son una combinación de ambos y exhiben un amplio rango de características, algunas distinciones pueden ser hechas.

Los crudos parafínicos son aceites con gravedad API usualmente sobre los 20 °API los cuales pueden formar cristalización de parafinas, lo que puede ocasionar una gelificación del hidrocarburo, dicho fenómeno ocurre en un punto de formación de parafinas,.

Los hidrocarburos parafínicos raramente exhiben una viscosidad por encima de los 100 Cp a condiciones de flujo y como un resultado de la cristalización en el hidrocarburo, tienen un comportamiento en su viscosidad no-newtoniano.

En contraste los aceites asfaltenicos, tienen una densidad por debajo de los 20 °API, además poseen una gran viscosidad de tal forma que para un aceite estabilizado puede alcanzar hasta los 10,000 Cp o más, estos tienen una apariencia usualmente de color oscuro y pegajosos al tacto.

Los asfaltenos son moléculas complejas que están presentes en muchos hidrocarburos. Estos compuestos orgánicos se desestabilizan debido a condiciones como cambios de presión y temperatura, así como también a los cambios producidos en la composición, resultado de la mezcla o combinación de fluidos incompatibles durante la producción<sup>30</sup>.

Las partículas precipitadas de parafinas y asfaltenos pueden crecer hasta formar obstrucciones significativas en pozos y líneas de flujo o sufrir un severo incremento en la viscosidad del fluido.

Los problemas potenciales de la depositación de parafinas pueden depender de la cantidad y el tipo de parafinas depositadas. Depósitos con características suaves pueden ser llevados por los fluidos y no representar ningún problema, mientras que los depósitos de características duras requerirán de métodos de remoción mecánicos como las corridas de diablo, o la inyección de solventes o de fluidos a altas temperaturas.



Figura 3.16 Bloqueo por deposición de parafinas y asfáltenos, (Transferencia tecnológica proyecto D.00378).

Las operaciones en aguas profundas con líneas de flujo de gran distancia elevan el riesgo de severos problemas, para los métodos de remediación convencionales. Como por ejemplo, es difícil mantener la temperatura de los fluidos diluentes a lo largo de toda la línea de flujo y las corridas de diablo son a veces imposibles realizar debido a las grandes cantidades de materia sólida contenida. Por estas razones es de gran interés el desarrollo de inhibidores que prevengan la deposición y adhesión en las paredes de la línea de transporte: y aunque estos químicos no eviten la formación de parafinas, hacen posible su transportación.

Los asfaltenos comienzan a precipitarse en un rango de presiones que oscilan entre la presión de yacimiento y el punto de burbujeo, lo que se conoce como envolvente de precipitación de asfaltenos (asphaltene precipitation envelope APE, por sus siglas en inglés). La envolvente APE, está limitada en su extremo superior por presiones relativamente altas a temperaturas bajas y su presión se reduce a medida que aumenta la temperatura<sup>29</sup>.

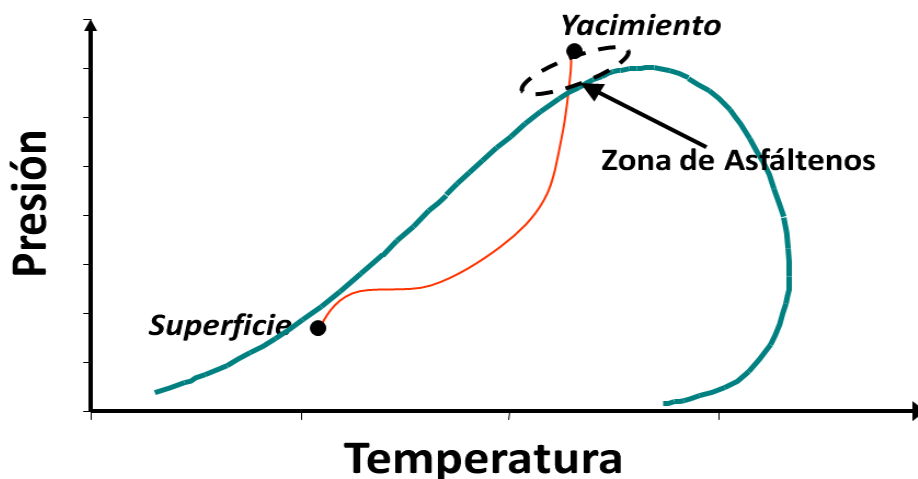


Figura 3.17 Envolvente de precipitación de asfaltenos, (Transferencia tecnológica proyecto D.00378).



## CAPÍTULO 3.

Las ceras se precipitan a lo largo de un rango de presiones bastante amplio, pero se trata de un fenómeno dependiente de la temperatura. En la figura 3.19 es un diagrama de fases, en el área sombreada se encuentra la zona de precipitación de ceras (Wax Appearance Temperature WAT, por sus siglas en inglés). La temperatura de aparición de parafinas es aquella en la que se forma una fase sólida de parafinas en el hidrocarburo fluido. Por debajo de la presión de aparición de las ceras es posible encontrar fenómenos de incremento de viscosidad, acumulación y gelificación.

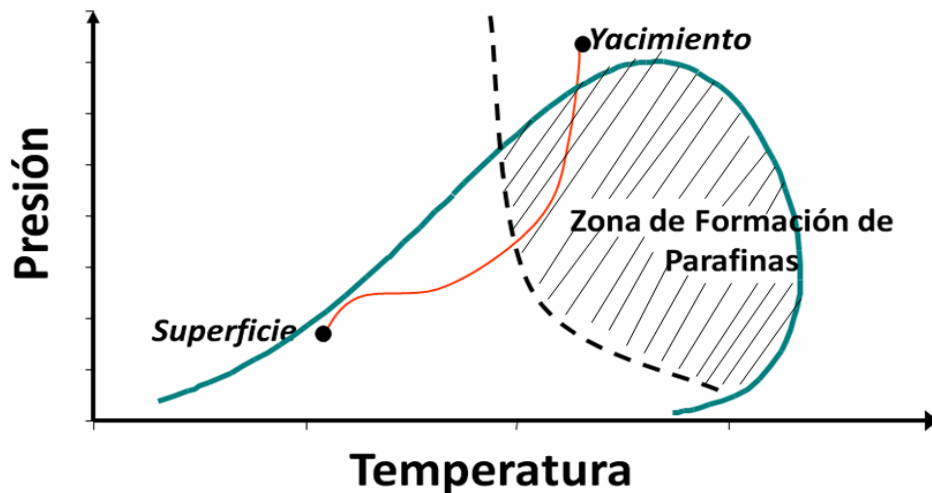


Figura 3.18 Curva de formación de parafinas, (*Transferencia tecnológica proyecto D.00378*).

### Alta viscosidad del aceite.

La viscosidad del aceite es el parámetro más importante en operaciones de aguas profundas debido a las bajas temperaturas a las que se encuentra sometido, aunque esto está parcialmente compensado por las operaciones a altas presiones, lo que se refleja en el efecto de disolución del gas en la fase líquida lo que reduce la viscosidad. El incremento de la viscosidad del aceite provoca grandes pérdidas de presión en las grandes líneas de flujo, así como problemáticas en operaciones de arranques en líneas de flujo.

Algunos hidrocarburos son muy viscosos teniendo un comportamiento no newtoniano ocasionando altas pérdidas de presión en operaciones normales y altos requerimientos de presión para los reinicios de operación. Algunos de esos problemas han sido tratados con químicos para disminuir la viscosidad en contacto con las paredes de la tubería.

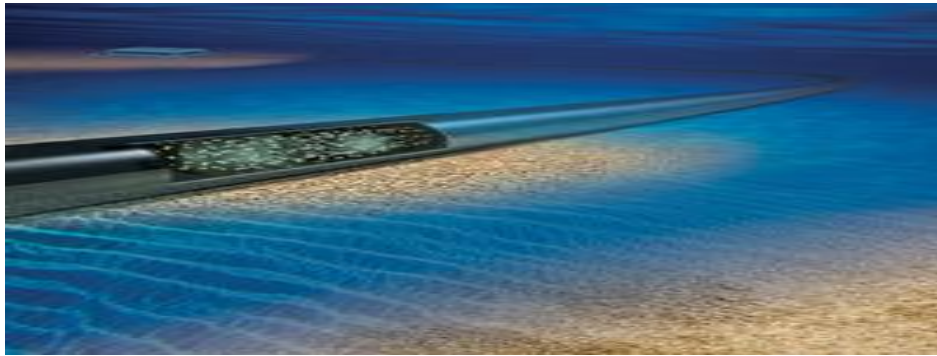
### CAPÍTULO 3.



*Figura 3.19 La aplicación de químicos disminuye en gran medida la viscosidad del fluido, (Curso de olga Enero 2010 IMP).*

Dentro de otras medidas que se han tomado para combatir la problemática de las altas viscosidades se tienen al calentamiento y aislamiento de líneas así como disolución por hidrocarburos ligeros como los métodos más populares para disminuir la viscosidad de los hidrocarburos.

Otros métodos para la modificación de la viscosidad son la dispersión continua de agua, la emulsión continua del agua, el flujo anular del hidrocarburo por inyección de agua. Las emulsiones generalmente presentan un comportamiento no newtoniano de tal modo que la viscosidad depende de la velocidad de corte.



*Figura 3.20 Las emulsiones son un factores importantes en la viscosidad de los fluidos producidos, (Curso de olga Enero 2010 IMP).*

### 3.3.2 Capacidad de transporte en las líneas de flujo costa afuera.

La capacidad de transporte se define como el volumen de producción que una línea de flujo puede transportar desde un punto de salida hasta un punto de llegada, considerando para su efecto parámetros como los diámetros de las tuberías, las presiones de entrega, los equipos de bombeo y compresión, así como también los cambios de elevación entre un punto y el otro.

Como ya ha sido mencionado, la capacidad de transporte de las líneas de flujo costa afuera están condicionadas a los fenómenos fisicoquímicos que en ellas se desarrollen y mucho más cuando se trata de aceites extrapesados, lo que significa que estrictamente hablando, la capacidad de transporte está estrechamente ligada al aseguramiento de flujo.

No obstante, en un análisis de capacidad de transporte se deja de lado el tema del aseguramiento de flujo, para solo enfocarse a la trayectoria que seguirá la producción y los requerimientos de las instalaciones para transportar óptimamente la producción hasta los equipos de procesamiento y/o almacenamiento con las menores pérdidas de presión para transportar mayores gastos.

En la figura 3.21 se muestran los requerimientos de presión de un manifold de producción para transportar diferentes gastos, mediante cuatro diámetros diferentes de líneas de flujo, teniendo como diámetro óptimo el de 12 pulgadas debido a los bajos requerimientos de presión y que a bajos gastos presenta un mejor comportamiento, además de tener un gasto máximo para este ejemplo 23000 bpd.

Mediante análisis de capacidad de transporte es posible hacer el diseño del predimensionamiento de las líneas de flujo, riser de producción, los requerimientos de presión de manifolds de producción, así como las capacidades óptimas de los equipos de bombeo y compresión.

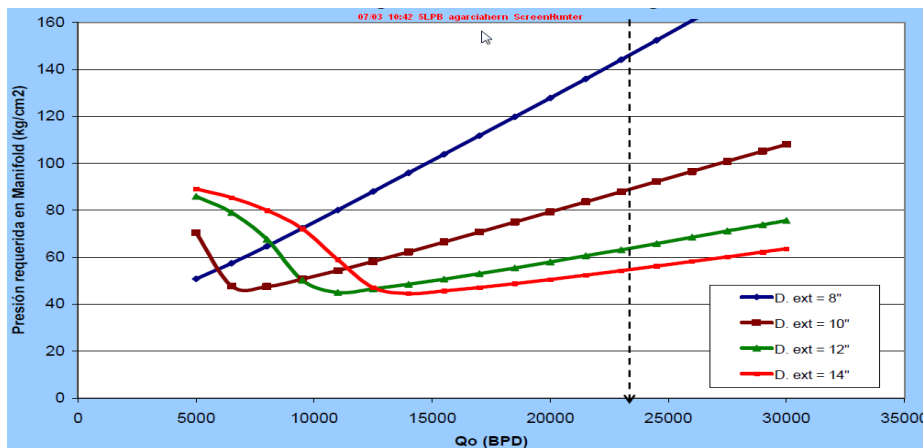


Figura 3.21 Análisis de curvas de capacidad de transporte para cuatro diámetros distintos.

## CAPÍTULO 4

### **Simulación de un sistema submarino de producción, considerando el relieve del lecho marino.**

En este capítulo se presentarán los resultados de gastos y presiones de las simulaciones para el modelo de un sistema submarino de producción hipotético productor de aceite extrapesado (10<sup>0</sup>API).

El software para la elaboración de las simulaciones es PIPEHASE 9.2 de Invensys<sup>MR</sup>, el cual es un simulador de flujo multifásico en estado estacionario con el que es posible calcular los perfiles de presión, temperatura, gastos de aceite y gas en pozos, líneas de flujo, redes de recolección.

El motivo de utilizar el simulador PIPEPHASE 9.2 se debe principalmente a que éste programa es ampliamente utilizado por Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para el desarrollo de proyectos, es un software de fácil manejo y accesible, debido a que el instituto cuenta con varias licencias en sus proyectos y por el que se me facilitó una de éstas para la elaboración del trabajo de tesis.

Mediante las simulaciones se obtuvieron los resultados de gastos de aceite y gas producidos por el sistema submarino de producción, así como sus presiones en cabeza de los pozos para el caso base y la matriz de escenarios propuestos.

Se considerará como caso base al escenario donde la producción es transportada directamente de un manifold de producción a un FPSO mediante un riser de producción apoyado solamente con la energía del yacimiento para llevar la producción a superficie considerando un tirante de agua de 400 m.

Posteriormente se planteará una matriz de escenarios en los que se considerará para su transporte las condiciones del relieve del lecho marino en pendiente negativa, el objetivo de considerar las condiciones del terreno lecho marino en pendiente negativa es incrementar la productividad de los pozos mediante el efecto Sifón. De la matriz de escenarios propuestos solamente se seleccionarán a dos escenarios, los cuales se distinguen por su grado de productividad.

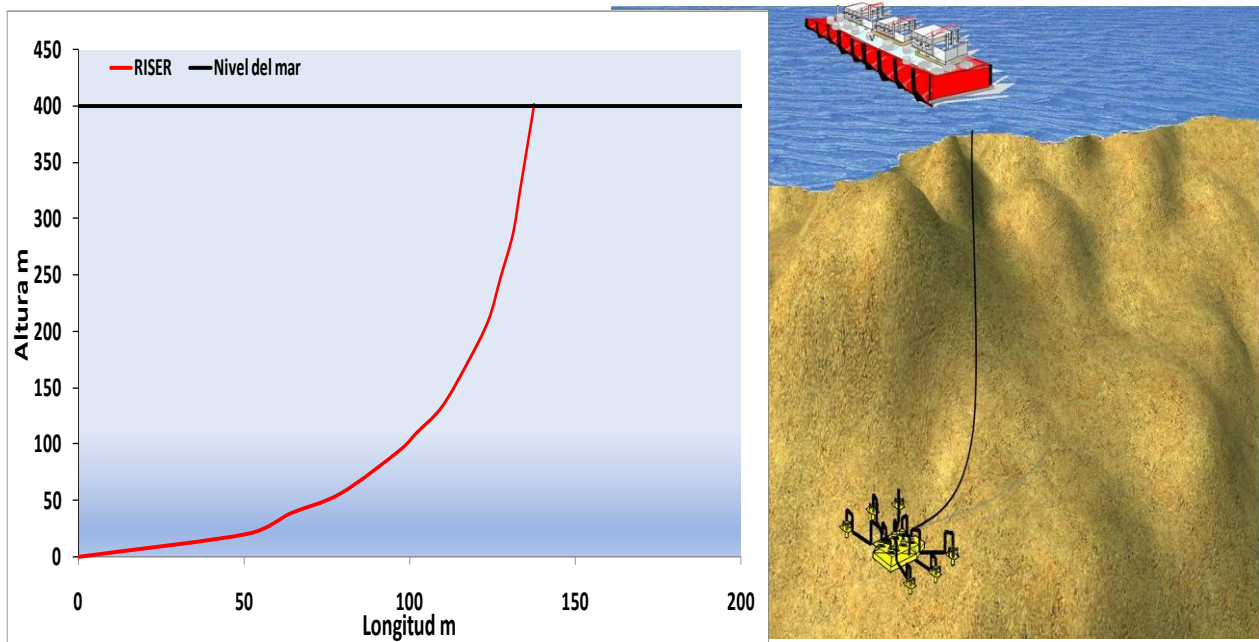
El escenario 1 es tomado como el de mejor productividad y el escenario 2 como el de baja productividad y los dos escenarios serán comparados con y sin equipo submarino de procesamiento, entendiéndose como equipo de procesamiento submarino a un separador submarino proseguido de una bomba; cabe aclarar, que este trabajo de tesis no tiene como alcance el diseño y característización de los equipo de bombeo y separación submarina.

## CAPÍTULO 4

### 4.1 Descripción del caso base y matriz de escenarios para la simulación de un sistema submarino de producción.

#### 4.1.1 Descripción del escenario caso base.

El caso base está configurado por un manifold de producción submarino de 6 pozos, donde el aceite y gas es transportado hasta un FPSO mediante un Riser que tiene una longitud total de 460 m en configuración catenaria, el tirante de agua para el caso base es de 400 m como se esquematiza en la figura 4.0.



*Figura 4.0 Esquema del caso base.*

El diámetro elegido para el riser es el de 14 pulgadas, con cédula 100 ya que esta se comporta bien bajo las condiciones de de presión y temperatura que se tienen en el riser, además de ser una de las cédulas más utilizadas en los proyectos de aguas profundas.

## CAPÍTULO 4

### 4.1.2 Descripción de la matriz de escenarios propuestos.

Para la matriz escenarios de simulación se combinaron parámetros como la longitud de la línea de flujo, sus diámetros y la altura de la pendiente, así como la implementación o no implementación de equipo submarino de bombeo y procesamiento. La matriz de escenarios propuestos se muestra en la siguiente tabla 4.0.

*Tabla 4.0 Matriz de escenarios propuestas.*

CON EQUIPO LONGITUD 2000 m				CON EQUIPO LONGITUD 5000 m				CON EQUIPO LONGITUD 10000 m			
ALTURA m	DIÁMETRO Pg			ALTURA m	DIÁMETRO Pg			ALTURA m	DIÁMETRO Pg		
200	16	18	20	200	16	18	20	200	16	18	20
400	16	18	20	400	16	18	20	400	16	18	20
600	16	18	20	600	16	18	20	600	16	18	20
800	16	18	20	800	16	18	20	800	16	18	20
SIN EQUIPO LONGITUD 2000 m				SIN EQUIPO LONGITUD 5000 m				SIN EQUIPO LONGITUD 10000 m			
ALTURA m	DIÁMETRO Pg			ALTURA m	DIÁMETRO Pg			ALTURA m	DIÁMETRO Pg		
200	16	18	20	200	16	18	20	200	16	18	20
400	16	18	20	400	16	18	20	400	16	18	20
600	16	18	20	600	16	18	20	600	16	18	20
800	16	18	20	800	16	18	20	800	16	18	20

Los equipos de procesamiento submarino estarán ubicados en la base del riser de producción y al final de la línea de flujo, algunos de los detalles de las condiciones operativas de la simulación del bombeo y separación son los siguientes.

La bomba y separador submarino tiene una presión de succión y presión de separación respectivamente de 7 Kg/cm<sup>2</sup>, la bomba tiene una potencia de 3600 hp, con eficiencia adiabática del 60%.

A continuación en la figura 4.1 se muestran el esquema generalizado de los escenarios que componen a la matriz, el cual está compuesto por un manifold para seis pozos, línea de flujo de cédula 60, riser de producción de 14 pulgadas cédula 100, cada uno de los escenarios tiene un tirante de agua de 1000 metros.

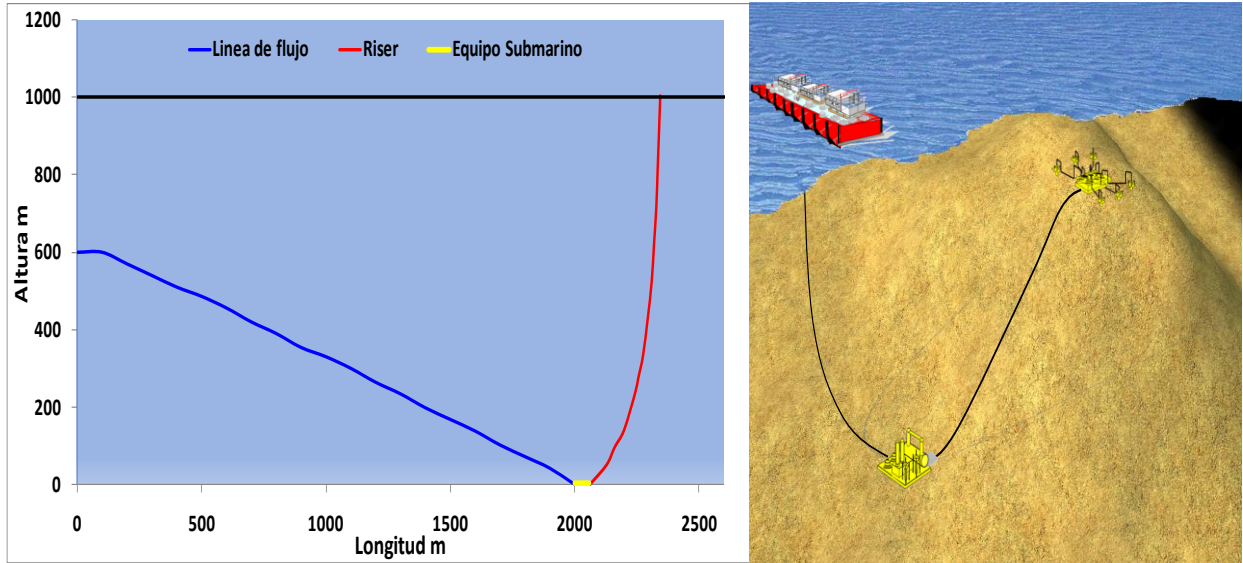


Figura 4.1 Esquemas generalizado de los escenarios propuestos.

## 4.2 Resultados de las simulaciones del sistema submarino de producción.

### 4.2.1 Resultados de la simulación del caso base.

En los resultados de simulación se presentan solamente datos de presión, temperatura y gastos de aceite y gas con el objetivo de mostrar resultados claros y no saturar el trabajo con datos que son importantes pero no necesarios para los fines didácticos y de apreciación de los resultados de este trabajo de tesis, en la tabla 4.1 se presentan los resultados de simulación del caso base.

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de los pozos para el caso base.

POZO	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
BETA-1	44.96	10877	1.325
BETA-2	45.56	11011	1.341
BETA-3	44.91	10883	1.326
BETA-4	45.29	10931	1.331
BETA-5	45.29	10931	1.331
BETA-6	50.05	10434	1.271
		<b>Qo Tot bpd</b>	<b>Qg Tot mmpcd</b>
		65067	7.925

## CAPÍTULO 4

### **4.2.2 Resultados de las simulaciones de la matriz de escenarios.**

El objetivo de realizar la matriz de escenarios es obtener los escenarios de simulación más representativos para estudiar el comportamiento de pozos productores de crudo extrapesado considerando el relieve del lecho marino.

Debido a la cantidad de resultados que conforman a la matriz de escenarios y a que muchos de éstos no aportan una visión didáctica y de clara apreciación, solamente se seleccionaron los escenarios más representativos para ilustrar de manera clara los objetivos de este trabajo de tesis se plantearon los dos escenarios más representativos:

- **Escenario 1 (alta productividad de aceite).**
- **Escenario 2 (baja productividad de aceite).**

Cabe recordar que se realizara el análisis de los escenarios con la implementación de equipo de procesamiento y sin equipo de procesamiento submarino los cuales serán analizados en los siguientes puntos.

Mediante la selección de los escenarios se resume la información del comportamiento de los pozos, para después realizar un análisis y discusión de resultados y finalmente obtener conclusiones y ofrecer recomendaciones.

#### **4.2.2.1 Simulación de la matriz de escenarios con equipo submarino de procesamiento.**

A continuación se muestran las tablas (4.2 a 4.12) con los resultados de las simulaciones de la matriz de escenarios con equipo submarino de procesamiento (equipos de bombeo y separación).

Los datos de resultados que se manejan en las tablas son los de presión en cabeza de pozos, los gastos de aceite y de gas para cada uno de los pozos del sistema submarino de producción, así también se presenta la suma total de gastos de aceite y de gas.

Las tablas obtenidas manejan como datos constantes a las tres diferentes longitudes de línea de flujo (2,000 m , 5,000 m y 10,000 m); cada tabla es el resultado de la variación de diámetros de línea de flujo (16 pg, 18pg y 20 pg), y de la misma forma cada tabla es la variación de altura de la pendiente del lecho marino (200 m, 400 m, 600 m, 800 m).

En cada una de las tablas (4.3 hasta 4.12), se presentan los resultados de simulación para cada uno de los pozos de la matriz de escenarios con equipo submarino de procesamiento.



CAPÍTULO 4

Tabla 4.2 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 16 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.

		2000 m			5000 m			10000 m		
POZO		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
16 pg cédula 60 200 m pendiente	BETA-1	44.96	10877	1.325	48.77	10375	1.264	51.29	10048	1.224
	BETA-2	45.56	11011	1.341	49.54	10498	1.279	51.84	10200	1.242
	BETA-3	44.91	10883	1.326	48.77	10375	1.264	51.3	10047	1.224
	BETA-4	45.29	10931	1.331	49.24	10440	1.272	51.67	10118	1.232
	BETA-5	45.29	10931	1.331	49.24	10440	1.272	51.67	10118	1.232
	BETA-6	50.05	10434	1.271	54.37	9850.9	1.2	56.45	9551.5	1.163
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		65067	7.925		61978.9	7.551		60082.5	7.317	

Tabla 4.3 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 18 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.

		2000 m			5000 m			10000 m		
POZO		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
18 pg cédula 60 200 m pendiente	BETA-1	43.32	11067	1.348	46.32	10693	1.302	50.74	10110	1.231
	BETA-2	43.9	11221	1.367	47.11	10832	1.319	51.31	10284	1.253
	BETA-3	43.18	11083	1.35	46.32	10693	1.302	50.48	10143	1.235
	BETA-4	43.58	11147	1.358	46.7	10760	1.311	50.95	10203	1.243
	BETA-5	43.58	11147	1.358	46.7	10760	1.311	50.95	10203	1.243
	BETA-6	49.36	10543	1.284	51.09	10311	1.256	55.05	9761.9	1.189
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		66208	8.065		64049	7.801		60704.9	7.394	

Tabla 4.4 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 20 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.

		2000 m			5000 m			10000 m		
POZO		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
20 pg cédula 60 200 m pendiente	BETA-1	42.42	11165	1.36	44.29	10950	1.334	48.34	10429	1.27
	BETA-2	43.58	11258	1.371	45.19	11056	1.347	49.1	10574	1.288
	BETA-3	42.43	11165	1.36	44.92	10882	1.325	48.45	10414	1.268
	BETA-4	43.16	11197	1.364	44.57	11029	1.343	48.78	10490	1.278
	BETA-5	43.16	11197	1.364	44.57	11029	1.343	48.78	10490	1.278
	BETA-6	49.02	10584	1.289	50.46	10383	1.265	53.48	9965.6	1.214
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		66566	8.108		65329	7.957		62362.6	7.596	

CAPÍTULO 4

*Tabla 4.5 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 16 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.*

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m		
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
16 pg cédula 60 400 m pendiente	BETA-1	43.48	11048	1.346	46.69	10647	1.297	50.34	10161	1.238
	BETA-2	44.42	11159	1.359	46.45	10904	1.328	51.49	10261	1.25
	BETA-3	43.49	11046	1.345	46.64	10652	46.64	50.35	10161	1.238
	BETA-4	43.96	11103	1.352	46.74	10756	1.31	51.5	10141	1.235
	BETA-5	43.96	11103	1.352	46.74	10756	1.31	51.5	10141	1.235
	BETA-6	49.48	10527	1.282	53.41	9975.2	1.215	55.61	9662.7	1.177
			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		65986	8.036		63690.2	53.1		60527.7	7.373	

*Tabla 4.6 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 18 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.*

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m		
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
18 pg cédula 60 400 m pendiente	BETA-1	42.72	11138	1.357	43.73	11017	1.342	48.39	10422	1.269
	BETA-2	43.36	11284	1.374	44.47	11153	1.358	49.28	10552	1.285
	BETA-3	43.11	11092	1.357	43.53	11042	1.345	48.23	10443	1.272
	BETA-4	42.85	11233	1.368	44.1	11085	1.35	48.79	10488	1.277
	BETA-5	42.85	11233	1.368	44.1	11085	1.35	48.79	10488	1.277
	BETA-6	45.58	10631	1.295	49.55	10514	1.281	53.42	9998.3	1.218
			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		66611	8.119		65896	8.026		62391.3	7.598	

*Tabla 4.7 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 20 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.*

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m		
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
20 pg cédula 60 400 m pendiente	BETA-1	41.47	11295	1.376	42.53	11152	1.358	44.27	10953	1.334
	BETA-2	42.62	11371	1.385	43.86	11226	1.367	47.06	10817	1.318
	BETA-3	41.65	11274	1.373	42.97	11108	1.353	47.93	10480	1.276
	BETA-4	42.27	11294	1.376	43.43	11165	1.36	46.68	10763	1.311
	BETA-5	42.27	11294	1.376	43.43	11165	1.36	46.68	10763	1.311
	BETA-6	48.82	10602	1.291	49.23	10558	1.286	52.91	10063	1.226
			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		67130	8.177		66374	8.084		63839	7.776	

CAPÍTULO 4

*Tabla 4.8 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 16 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.*

POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
16 pg cédula 60 600 m pendiente	BETA-1	43.27	11072	1.349	44.98	10862	1.323	49.83	10226	1.246
	BETA-2	44.16	11190	1.363	47.09	10834	1.32	50.78	10324	1.26
	BETA-3	43.27	11072	1.349	44.97	10860	1.323	49.86	10235	1.247
	BETA-4	43.72	11131	1.356	45.28	10933	1.332	50.3	10286	1.253
	BETA-5	43.72	11131	1.356	45.28	10933	1.332	50.3	10286	1.253
	BETA-6	49.42	10534	1.283	51.48	10262	1.25	55.26	9734.2	1.186
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		66130	8.056		64684	7.88		61091.2	7.445	

*Tabla 4.9 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 18 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.*

POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
18 pg cédula 60 600 m pendiente	BETA-1	42.75	11134	1.356	43.46	11050	1.346	46.34	10690	1.302
	BETA-2	43.76	11237	1.369	44.31	11172	1.361	45.89	10972	1.336
	BETA-3	42.79	11129	1.356	43.48	11047	1.346	46.15	10713	1.305
	BETA-4	43.27	11184	1.362	43.93	11106	1.353	46.28	10812	1.317
	BETA-5	43.27	11184	1.362	43.93	11106	1.353	46.28	10812	1.317
	BETA-6	48.93	10587	1.29	49.55	10515	1.281	50.78	10342	1.26
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		66455	8.095		65996	8.04		64341	7.837	

*Tabla 4.10 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 20 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.*

POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
20 pg cédula 60 600 m pendiente	BETA-1	42.54	11151	1.358	41.31	11314	1.378	43.46	11050	1.346
	BETA-2	44.59	11257	1.371	42.17	11416	1.39	44.32	11171	1.361
	BETA-3	42.35	11174	1.361	41.31	11314	1.378	43.68	11024	1.343
	BETA-4	43.4	11168	1.36	41.79	11368	1.385	43.69	11135	1.356
	BETA-5	43.4	11168	1.36	41.79	11368	1.385	43.69	11135	1.356
	BETA-6	49.27	10553	1.285	48.14	10685	1.301	49.55	10516	1.281
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		66471	8.095		67465	8.217		66031	8.043	

CAPÍTULO 4

Tabla 4.10 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 16 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
16 pg cedula 800 m pendiente	BETA-1	43.28	11071	1.348	44.96	10858	1.322	48.63	10393	1.266	
	BETA-2	44.14	11192	1.363	45.53	11015	1.342	49.49	10526	1.282	
	BETA-3	43.3	11069	1.348	44.98	10875	1.324	48.63	10393	1.266	
	BETA-4	43.67	11137	1.357	45.71	11012	1.341	49.09	10460	1.274	
	BETA-5	43.67	11137	1.357	45.71	11012	1.341	49.09	10460	1.274	
	BETA-6	49.39	10538	1.284	50.17	10419	1.269	54.36	9852.6	1.2	
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		66144	8.057			65191	7.939			62084.6	7.562

Tabla 4.11 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 18 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Gasto bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
18 pg cédula 800 m pendiente	BETA-1	43.2	11080	1.35	42.58	11147	1.358	44.95	10859	1.323	
	BETA-2	44.04	11204	1.365	42.76	11355	1.383	45.7	10995	1.339	
	BETA-3	43.5	11045	1.345	43.1	11093	1.351	45	10872	1.324	
	BETA-4	43.63	11141	1.357	44.71	10999	1.34	45.34	10925	1.331	
	BETA-5	43.63	11141	1.357	44.71	10999	1.34	45.34	10925	1.331	
	BETA-6	49.38	10540	1.284	49.18	10564	1.287	50.65	10359	1.262	
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		66151	8.058			66157	8.059			64935	7.91

Tabla 4.12 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 20 pg. de diámetro con equipo de procesamiento submarino.

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Gasto bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
20 pg cédula 800 m pendiente	BETA-1	43.15	11089	1.345	41.54	11287	1.375	42.58	11147	1.358	
	BETA-2	44	11240	1.365	42.49	11379	1.386	43.64	11251	1.37	
	BETA-3	43.1	11080	1.346	41.54	11287	1.375	42.58	11147	1.358	
	BETA-4	43.5	11195	1.351	42.02	11341	1.381	43.11	11203	1.365	
	BETA-5	43.5	11195	1.351	42.02	11341	1.381	43.11	11203	1.365	
	BETA-6	49.28	10564	1.281	49.14	10569	1.287	49.37	10541	1.284	
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		66363	8.039			67204	8.185			66492	8.1

## CAPÍTULO 4

Como forma practica de ilustra los resultados obtenidos de la matriz de escenarios se presentan las figuras 4.2, 4.3 y 4.4 que corresponden a cada longitud de línea de flujo, se presentan las gráficas de los gastos totales de aceite contra la altura de las pendientes del relieve del lecho marino para los tres diámetros de línea de flujo propuestos (16,18 20 pg).

Se aprecia que el comportamiento productivo de los pozos tiene una tendencia a aumentar como incrementa la altura de la pendiente, no obstante despuntan algunas simulaciones en donde la pendiente no es la más alta, lo que sugiere que quizás el modelo de simulación tiene una solución óptima y por otro lado el diámetro de la línea de flujo tiene la tendencia de aumentar la productividad del sistema como más grande se la línea de flujo.

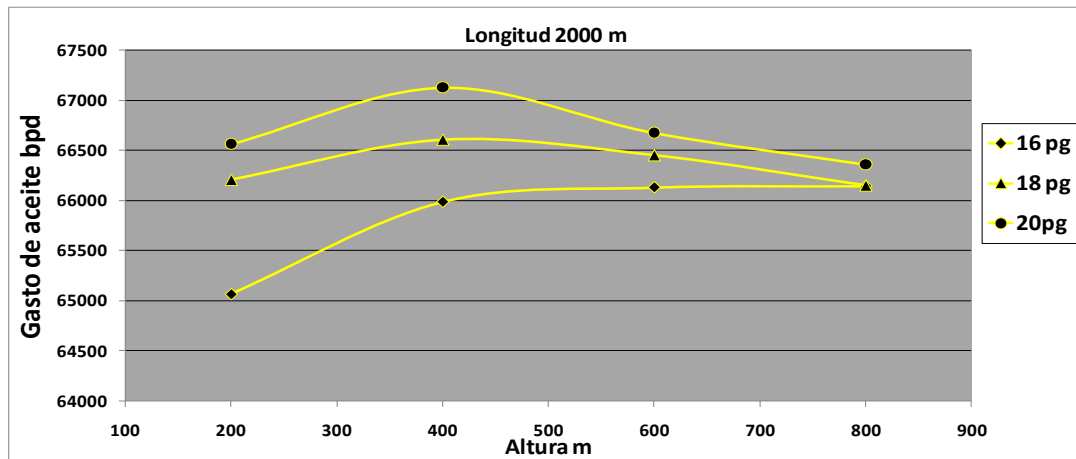


Figura 4.2 Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 2000 m en línea de flujo con equipo de procesamiento submarino.

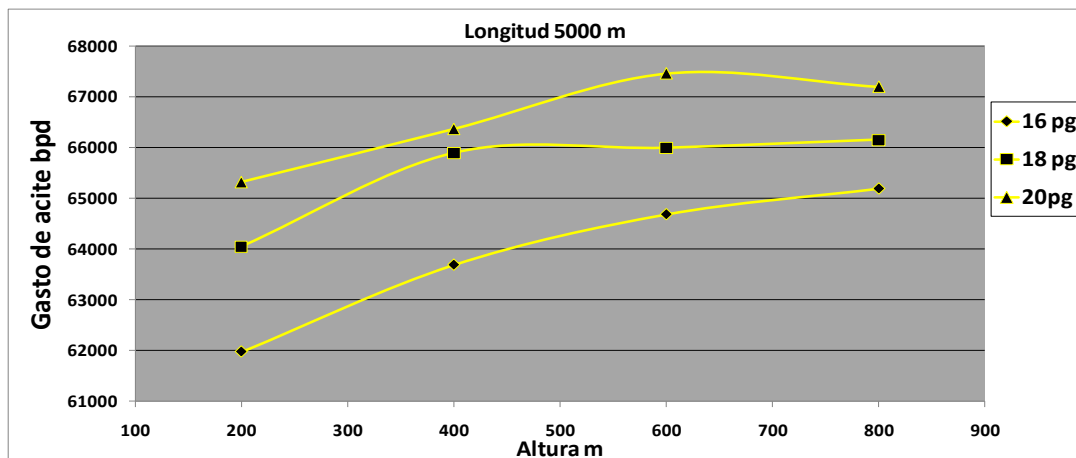


Figura 4.3 Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 5000 m en línea de flujo con equipo de procesamiento submarino.

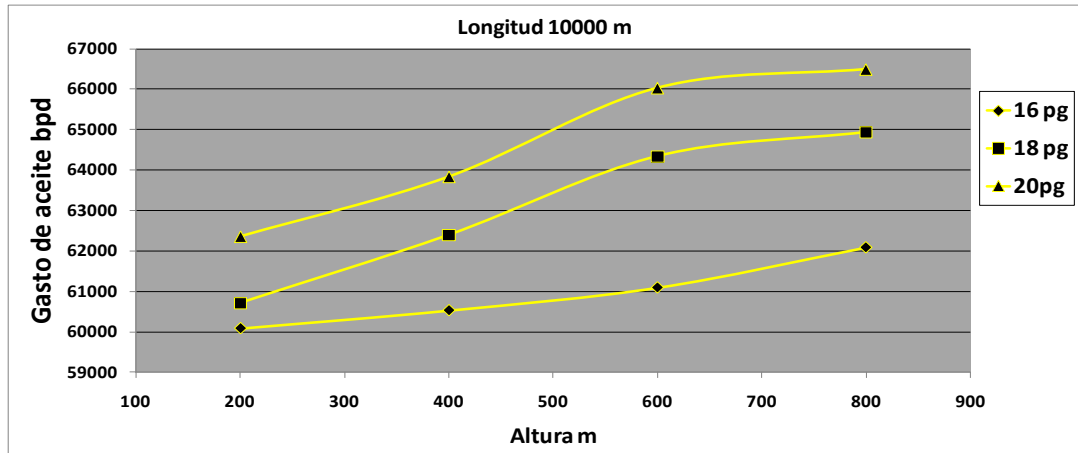


Figura 4.4 Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 10000 m en línea de flujo con equipo de procesamiento submarino.

**4.2.2.2 Simulación de la matriz de escenarios sin equipo submarino de procesamiento.**

En las siguientes tablas (4.13 a 4.24) se presentan los resultados de las simulaciones de los escenarios sin equipo submarino de procesamiento, de igual manera que el anterior caso, los datos que se muestran son los de presión, gastos de gas y aceite, así como la suma total de los gastos.

Las tablas (4.13 a 4.24) están conformadas por los datos de longitud de la línea de flujo (2,000 m, 5,000 m y 10,000 m), estos datos de longitud se manejan de manera constante en todas las tablas, los datos que se varían son los diámetros de las líneas de flujo (16 pg, 18 pg y 20 pg), y las alturas en las pendientes del relieve del lecho marino (200 m, 400 m, 600 m y 800 m), cabe mencionar que para el caso de éstas simulaciones no hay equipo submarino de procesamiento.

Tabla 4.13 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 16 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.

POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
16 pg cédula 60 200 m pendiente	BETA-1	79.01	5539.2	0.6747	79.34	5483.1	0.6678	81.11	5182.5	0.6312
	BETA-2	79.44	5793.4	0.7056	79.87	5721.5	0.6969	82.03	5359.7	0.6538
	BETA-3	79	5540.5	0.6748	76.96	5377.7	0.655	80.23	5332.1	0.6495
	BETA-4	79.22	5666.4	0.6902	79.61	5602.8	0.6824	81.57	5271.1	0.642
	BETA-5	79.22	5666.4	0.6902	79.61	5602.8	0.6824	81.57	5271.1	0.642
	BETA-6	80.04	5634.3	0.6863	81.08	5520.2	0.6724	83.29	5144.4	0.6266
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		33840.2	4.1218		33308.1	4.0569		31560.9	3.8451	

CAPÍTULO 4

Tabla 4.14 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 18 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m		
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
18 pg cédula 60 200 m pendiente	BETA-1	78.83	5568.8	0.6783	79.81	5403.5	0.6581	80.51	5283.8	0.6436
	BETA-2	79.72	5747.2	0.7	80.74	5576.6	0.6792	81.2	5499.9	0.6699
	BETA-3	78.83	5568.2	0.6782	79.81	5403.4	0.6581	80.28	5324.5	0.6485
	BETA-4	79.17	5675	0.6913	80.28	5490.1	0.6687	80.86	5392.2	0.6568
	BETA-5	79.17	5676	0.6913	80.28	5490.1	0.6687	80.86	5392.2	0.6568
	BETA-6	80.99	5535.3	0.6742	80.91	5549	0.6759	82.43	5292.2	0.6446
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		33770.5	4.1133		32912.7	4.0087		32184.8	3.9202	

Tabla 4.15 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 200 m, 20 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m		
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
20 pg cédula 60 200 m pendiente	BETA-1	79.01	5539.3	0.6747	79.33	5484.3	0.668	79.63	5433.6	0.6618
	BETA-2	79.54	5776.6	0.7036	79.88	5720.3	0.6967	80.23	5662.3	0.6897
	BETA-3	79	5539.7	0.6747	79.79	5406.4	0.6585	79.37	5477.7	0.6672
	BETA-4	79.27	5658.3	0.6892	79.61	5601.6	0.6823	79.89	5554.6	0.6766
	BETA-5	79.27	5658.3	0.6892	79.61	5601.6	0.6823	79.89	5554.6	0.6766
	BETA-6	80.38	5636.8	0.6866	80.98	5536.4	0.6743	81.51	5447	0.6634
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		33809	4.118		33350.6	4.0621		33129.8	4.0353	

Tabla 4.16 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 16 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m		
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
16 pg cédula 60 400 m pendiente	BETA-1	69.47	7229.2	0.885	69.6	7209.6	0.8781	71.68	6851	0.8345
	BETA-2	70.23	7404.4	0.901	70.36	7384.7	0.8995	71.96	7105.6	0.8655
	BETA-3	69.7	7193.7	0.8762	69.82	7175.8	0.874	71.1	6940.7	0.8454
	BETA-4	69.85	7316.8	0.8912	69.98	7297.2	0.8888	71.87	6970.6	0.849
	BETA-5	69.85	7316.8	0.8912	69.98	7297.2	0.8888	71.87	6970.6	0.894
	BETA-6	70.86	7272	0.8857	71	7251.5	0.8832	72.26	7059.1	0.8598
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		43732.9	5.3303		43616	5.3124		41897.6	5.1482	

CAPÍTULO 4

*Tabla 4.17 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 18 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.*

POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
18 pg cédula 60 400 m pendiente	BETA-1	69.88	7167.5	0.873	69.18	7273.1	0.8859	70.9	6971	0.8491
	BETA-2	70.64	7342.6	0.8943	69.94	7448.2	0.9072	72.02	7096.7	0.8644
	BETA-3	70.07	7137.5	0.8693	69.44	7233.6	0.881	69.42	7236.3	0.8814
	BETA-4	70.26	7255.1	0.8837	69.56	7360.6	0.8965	71.77	6986.3	0.8509
	BETA-5	70.26	7255.1	0.8837	69.56	7360.6	0.8965	71.77	6986.3	0.8509
	BETA-6	71.29	7207.8	0.8779	70.56	7317.6	0.8913	70.56	7355.7	0.8959
	Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		
		43365.6	5.2819		43993.7	5.3584		42632.3	5.1926	

*Tabla 4.18 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 400 m, 20 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.*

POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
20 pg cédula 60 400 m pendiente	BETA-1	68.91	7313.4	0.8908	69.33	7251.1	0.8832	69.29	7256	0.8838
	BETA-2	70.17	7414.6	0.9031	70.09	7426.2	0.9045	70.62	7346.5	0.8744
	BETA-3	67.54	7556.3	0.9204	69.57	7213.6	0.8786	69.8	7179	0.8744
	BETA-4	69.13	7425	0.9044	69.71	7338.6	0.8938	70.43	7229.7	0.8806
	BETA-5	69.13	7425	0.9044	69.71	7338.6	0.8938	70.43	7229.7	0.8806
	BETA-6	70.99	7252.3	0.8833	70.71	7294.7	0.8885	70.19	7410.5	0.9026
	Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		
		44386.6	5.4064		43862.8	5.3424		43651.4	5.2964	

*Tabla 4.19 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 16 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.*

POZO	2000 m			5000 m			10000 m			
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	
16 pg cédula 60 600 m pendiente	BETA-1	61.52	8615.5	1.049	62.02	8464.7	1.031	62.93	8314.7	1.013
	BETA-2	61.52	8809.7	1.073	62.31	8669.5	1.056	63.52	8488.8	1.034
	BETA-3	61	8618.4	1.05	62.04	8469	1.032	63.78	8181	0.9964
	BETA-4	61.28	8711.6	1.061	62.14	8560.3	1.043	63.27	8401.8	1.023
	BETA-5	61.28	8711.6	1.061	62.14	8560.3	1.043	63.27	8401.8	1.023
	BETA-6	63.93	8424.6	1.026	63.93	8425.2	1.026	64.1	8400	1.023
	Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		
		51891.4	6.32		51149	6.231		50188.1	6.1124	



CAPÍTULO 4

Tabla 4.20 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 18 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m		
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
18 pg cédula 60 600 m pendiente	BETA-1	61	8618.5	1.05	60.62	8672.1	1.056	61.34	8571.2	1.044
	BETA-2	61.42	8822.8	1.075	61.75	8777.7	1.069	62.1	8698	1.059
	BETA-3	60.91	8631.3	1.051	61.45	8555.8	1.042	61.96	8484.4	1.033
	BETA-4	61.16	8728.7	1.063	60.88	8767.5	1.068	61.89	8600.7	1.048
	BETA-5	61.16	8728.7	1.063	60.88	8767.5	1.068	61.89	8600.7	1.048
	BETA-6	63.36	8510.4	1.037	63.04	8566.8	1.043	63.83	8441	1.028
			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		52040.4	6.339		52107.4	6.346		51396	6.26	

Tabla 4.21 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 600 m, 20 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m		
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
20 pg cédula 60 600 m pendiente	BETA-1	61.06	8610.8	1.049	60.65	8668.1	1.056	60.49	8689.6	1.058
	BETA-2	61.7	8784.5	1.07	61.29	8841.2	1.077	60.73	8917.6	1.086
	BETA-3	61.97	8450.3	1.029	61.1	8605	1.048	60.66	8666.8	1.056
	BETA-4	61.38	8697.7	1.059	60.29	8848.8	1.078	60.72	8789.7	1.071
	BETA-5	61.38	8697.7	1.059	60.29	8848.8	1.078	60.72	8789.7	1.071
	BETA-6	62.03	8708	1.061	62.52	8639.5	1.052	62.8	8600.9	1.048
			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		51949	6.327		52451.4	6.389		52454.3	6.39	

Tabla 4.22 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 16 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.

	POZO	2000 m			5000 m			10000 m		
		Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
16 pg cedula 800 m pendiente	BETA-1	55.22	9492	1.156	55.25	9489.1	1.156	55.74	9422.9	1.148
	BETA-2	55.93	9620.2	1.172	55.81	9639.7	1.174	56.33	9568	1.165
	BETA-3	55.43	9464.4	1.153	54.92	9532.2	1.161	55.89	9376	1.142
	BETA-4	55.72	9543.2	1.162	55.65	9559.4	1.164	56.15	9466.7	1.153
	BETA-5	55.72	9543.2	1.162	55.65	9559.4	1.164	56.15	9466.7	1.153
	BETA-6	59.32	9139.4	1.113	59.46	9120	1.111	59.62	9098.8	1.108
			Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		56802.4	6.918		56899.8	6.93		56399.1	6.869	

## CAPÍTULO 4

*Tabla 4.23 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 18 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.*

		2000 m			5000 m			10000 m		
	POZO	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Gasto bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
18 pg cédula 800 m pendiente	BETA-1	55.19	9406.9	1.157	54.81	9546.7	1.163	54.67	9565.3	1.165
	BETA-2	55.7	9651	1.175	55.55	9670.5	1.178	55.36	9720.5	1.184
	BETA-3	55.16	9500.5	1.157	54.85	9541.1	1.162	54.67	9565.4	1.165
	BETA-4	55.67	9534.2	1.167	55.34	9600.2	1.169	55.18	9621.3	1.172
	BETA-5	55.67	9534.2	1.167	55.34	9600.2	1.169	55.18	9621.3	1.172
	BETA-6	58.81	9209	1.122	59	9183.5	1.119	58.87	9200.6	1.121
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		56835.8	1162.788		57142.2	6.96		57294.4	6.979	

*Tabla 4.24 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de gas y aceite de los pozos para altura en pendiente de 800 m, 20 pg. de diámetro sin equipo de procesamiento submarino.*

		2000 m			5000 m			10000 m		
	POZO	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Gasto bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
20 pg cédula 800 m pendiente	BETA-1	43.84	11005	1.34	41.54	11287	1.375	42.58	11147	1.358
	BETA-2	44.2	11185	1.362	42.49	11379	1.386	43.64	11251	1.37
	BETA-3	43.86	11003	1.34	41.54	11287	1.375	42.58	11147	1.358
	BETA-4	44.23	11070	1.348	42.02	11341	1.381	43.11	11203	1.365
	BETA-5	44.23	11070	1.348	42.02	11341	1.381	43.11	11203	1.365
	BETA-6	49.62	10489	1.278	49.14	10569	1.287	49.37	10541	1.284
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd	
		65822	8.016		67204	8.185		66492	8.1	

Las tablas anteriores de resultados de la matriz de escenarios se resume con ayuda de las figuras 4.5, 4.6 y 4.7 en las cuales se indica su productividad en función de las alturas de las pendientes y cada figura está definida por una longitud de línea de flujo diferente.

Se aprecia que el comportamiento productivo de los pozos tiene una tendencia a aumentar como incrementa la altura de la pendiente para el caso sin equipo de procesamiento, los diferentes diámetros de la línea de flujo manejan prácticamente los mismos valores de producción de aceite, por lo que el diámetro en línea de flujo no es de mayor impacto en la producción del sistema.

## CAPÍTULO 4

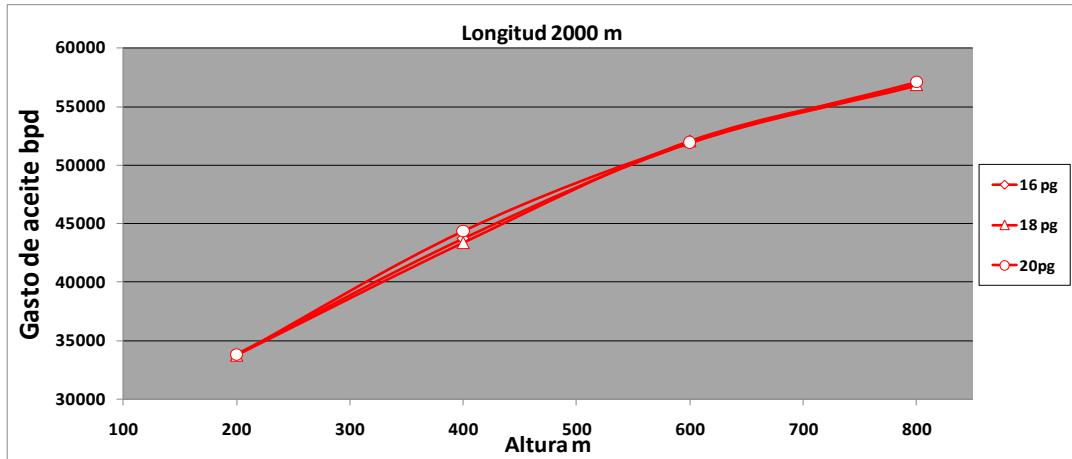


Figura 4.5 Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 2000 m sin equipo submarino.

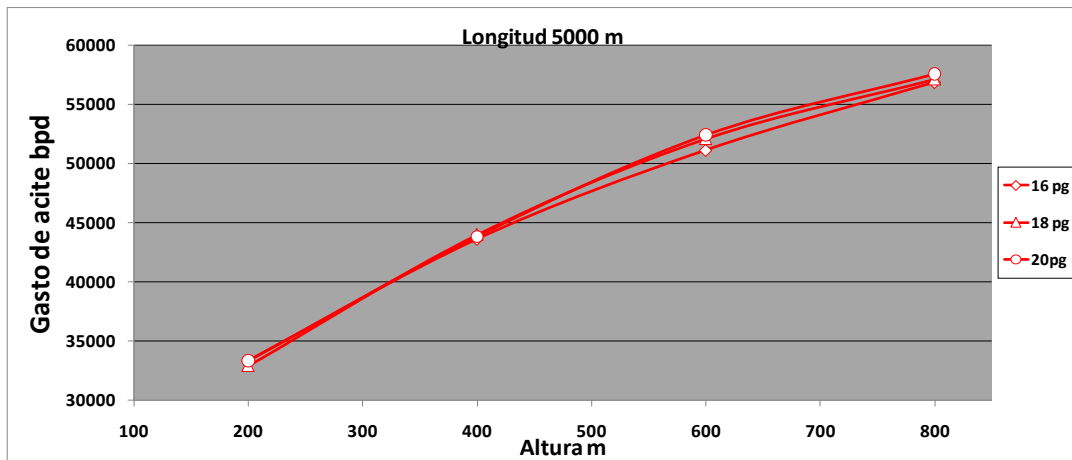


Figura 4.6 Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 5000 m sin equipo submarino.

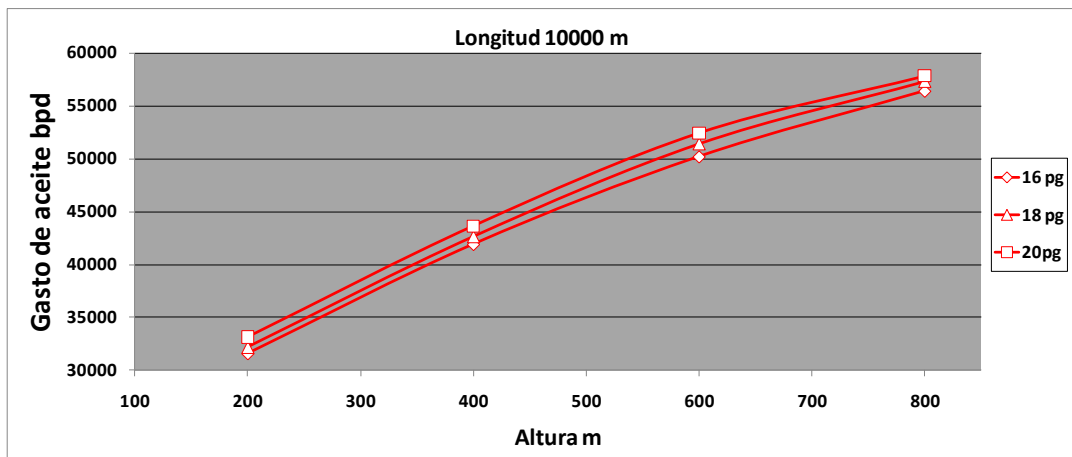


Figura 4.7 Productividad vs Altura de la pendiente para longitud de 10000 m sin equipo submarino.

## CAPÍTULO 4

### 4.3 Selección de los escenarios simulados para el análisis y discusión de resultados.

De acuerdo al criterio de selección de escenarios, se tomaron a aquellos con las condiciones de productividad más altas y la más baja, con el objetivo de estudiarlos, compararlos entre ellos y con el escenario caso base y observar que parámetros influyen en mayor grado al comportamiento productivo de los pozos, la capacidad de transporte de las líneas de flujo y el aseguramiento de flujo en el sistema, así como realizar una evaluación económica básica para determinar la factibilidad económica de cada escenario.

#### 4.3.1 Escenario 1.

El escenario 1 es el que tiene mayor nivel de producción de aceite y sus características son de una altura en la pendiente de 600 m, una longitud en la línea de flujo de 5000 m y diámetro de línea de flujo de 20 pg. Es de mencionar que el escenario 1 tiene equipo submarino de procesamiento.

La siguiente tabla muestra los valores de presión en cabeza de pozo así como los gastos de aceite y gas de cada uno de los pozos del sistema submarino de producción.

*Tabla 4.25 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de los pozos para el escenario 1.*

POZO	CON EQUIPO DE PROCESAMIENTO			SIN EQUIPO DE PROCESAMIENTO		
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
BETA-1	41.31	11314	1.378	60.65	8668.1	1.056
BETA-2	42.17	11416	1.39	61.29	8841.2	1.077
BETA-3	41.31	11314	1.378	61.1	8605	1.048
BETA-4	41.79	11368	1.385	60.29	8848.8	1.078
BETA-5	41.79	11368	1.385	60.29	8848.8	1.078
BETA-6	48.14	10685	1.301	62.52	8639.5	1.052
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		67465	8.217		52451.4	6.389

La figura 4.8 presenta un esquema del escenario 1 con sus deferentes características de longitud de línea de flujo, altura en la pendiente del lecho marino y esquematizando los elementos que componen al escenario (Manifold de producción, Línea de flujo, Equipo de procesamiento submarino, Riser de producción).

## CAPÍTULO 4

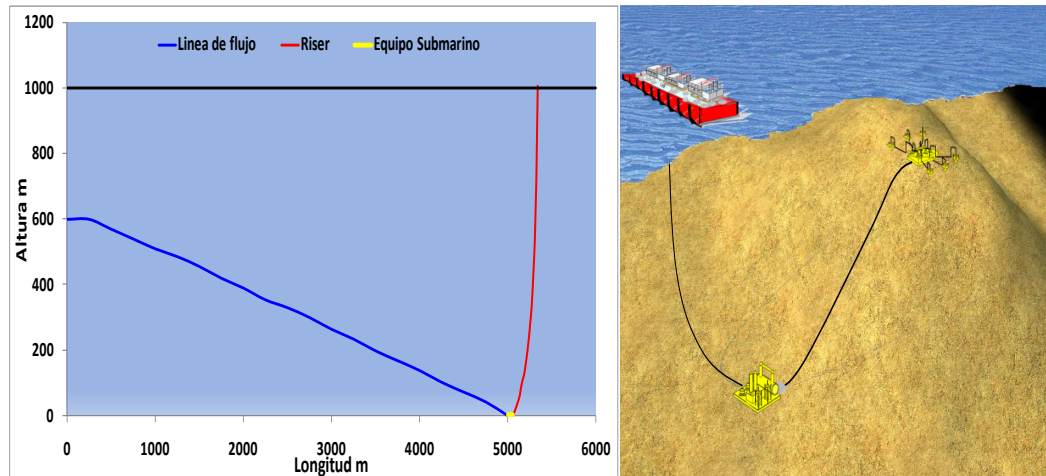


Figura 4.8 Esquema del escenario1 (alta productividad).

### 4.3.2 Escenario 2.

El escenario 2 está definido por tener el nivel más bajo de productividad, el cual le tiene las características, de altura en la pendiente de 200 m, una longitud en la línea de flujo de 10,000 m y diámetro de línea de flujo de 16 pg..

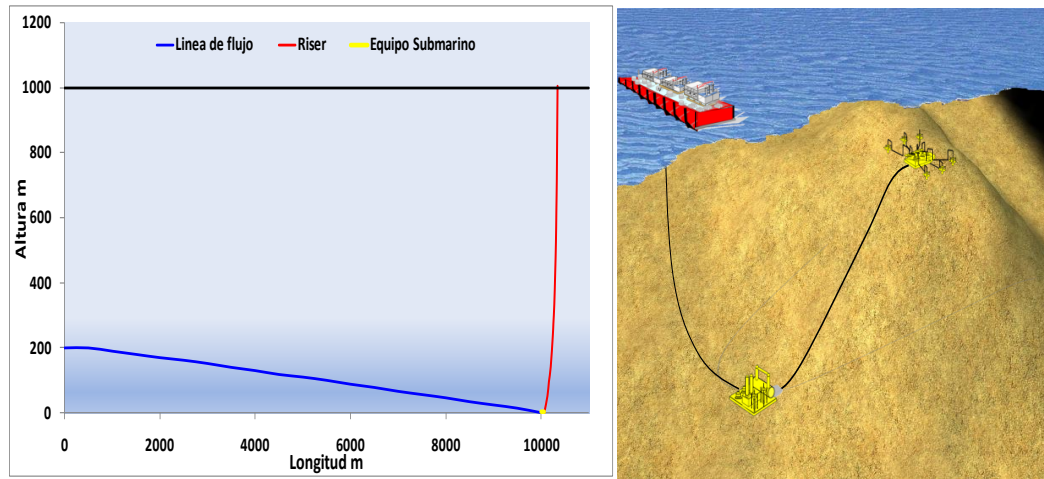
En la siguiente tabla se muestran los resultados de presión en cabeza de los pozos y gastos de aceite y gas producido para el escenario 2.

Tabla 4.26 Resultados de la simulación de las presiones en la cabeza y gastos de los pozos para el escenario 2.

POZO	CON EQUIPO DE PROCESAMIENTO			SIN EQUIPO DE PROCESAMIENTO		
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
BETA-1	51.29	10048	1.224	81.11	5182.5	0.6312
BETA-2	51.84	10200	1.242	82.03	5359.7	0.6538
BETA-3	51.3	10047	1.224	80.23	5332.1	0.6495
BETA-4	51.67	10118	1.232	81.57	5271.1	0.642
BETA-5	51.67	10118	1.232	81.57	5271.1	0.642
BETA-6	56.45	9551.5	1.163	83.29	5144.4	0.6266
		<b>Qo Tot bpd</b>	<b>Qg Tot mmpcd</b>		<b>Qo Tot bpd</b>	<b>Qg Tot mmpcd</b>
		<b>60082.5</b>	<b>7.317</b>		<b>31560.9</b>	<b>3.8451</b>

En la figura 4.9 se presenta el esquema del escenario 2 donde se presentan las características del escenario 2.

## CAPÍTULO 4



*Figura 4.9 Esquema del escenario2 (baja productividad).*

## CAPÍTULO 5

### **Análisis y discusión de resultados.**

Conforme a los resultados arrojados en el capítulo 4 para el caso base y escenarios seleccionados, se elaboró una serie de análisis y discusión de resultados obtenidos. Los parámetros que se revisaron fueron las presiones a lo largo del sistema submarino de producción, la capacidad de transporte de la línea de flujo y el aseguramiento de flujo del sistema submarino de producción, además de una evaluación costo beneficio y costo producción para los escenarios propuestos y caso base.

El objetivo de realizar el análisis y discusión de resultados es comprender que factores son los que más influyen en la productividad de los pozos del modelo simulado y definir algunos de los fenómenos presentes durante su transporte, además definir mediante indicadores económicos básicos la rentabilidad del los escenarios propuestos y caso base.

En cada uno de los puntos a tratar se elaboraron diferentes gráficas y tablas con el objetivo de brindar una mejor percepción de los resultados arrojados por el simulador y realizar las diferentes comparaciones entre cada uno.

Los primeros puntos a tratar en este capítulo son los diferentes perfiles de presión a lo largo de todo el sistema submarino y observar la influencia en la capacidad productiva de los pozos. El análisis de capacidad de transporte de las líneas de flujo, determinar cuáles son las mejores condiciones para incrementar la productividad del sistema con los menores requerimientos de presión.

Otro punto latente dentro del capítulo cinco es la capacidad de transporte en el sistema, que a pesar de las limitaciones del simulador es posible determinar algunos aspectos como la formación de hidratos de gas, precipitación de parafinas y la viscosidad del fluido y para finalmente cerrar con una evaluación económica muy simple, pero sumamente esquemática de las condiciones de razón costo beneficio y los costos de producción.

### **5.1 Perfiles de presión del sistema submarino de producción simulado.**

En los siguientes puntos se presentan los datos de presión a lo largo de todo el sistema submarino de producción (Pozo, línea de flujo, riser de producción) para el caso base y los escenarios propuestos con y sin equipo submarino de procesamiento, se incluye en el análisis de la simulación de las diferentes condiciones del terreno del lecho marino que se podrían encontrar, condiciones terreno sinuoso y de terreno suave, para luego comparar resultados.

Los datos de presión son sumamente importantes debido a que es un indicador de muchos de los factores que influyen en transporte y productividad del sistema.

Para los fines de realización del análisis y discusión de resultados se tomará al pozo Beta-1, el motivo de tomar a este pozo como base para emprender el análisis de los escenarios propuestos y caso base se debe a que todos los pozos comparten la misma configuración de geometría del pozo, aparejo de producción e índices de productividad; y por lo tanto, los pozos tendrán comportamiento semejantes, además de que este trabajo se saturaría de datos muy parecidos y se perdería claridad de los resultados de este trabajo.

Dentro del sistema submarino de producción simulado se tomarán los siguientes elementos de interés para su estudio y análisis en los perfiles de presión, ya que estos ofrecen una visión clara y objetiva del comportamiento de presión en el sistema:

- **Perfil de presión en pozo.**
- **Perfil de presión en Jumper.**
- **Perfil de presión en línea de flujo.**
- **Perfil de presión en Riser de producción**
- **Perfil de presión en equipo de procesamiento (según sea el caso).**

Dentro de un análisis más especial se analizará el perfil de presión a lo largo de la línea de flujo para determinar las zonas de generación del efecto sifón y que valores de presión tiene en su generación y si en realidad afecta de manera significativa a la contrapresión en la cabeza de los pozos y por lo tanto a la productividad de los pozos.

El mismo sistema se fragmentará en nodos de presión para determinar de manera más puntual sus variaciones de presión y el comportamiento en el sistema, además de tener comparaciones cuantitativas de los diferentes casos y escenarios simulados. Los nodos de presión analizados son los siguientes.

- **Presión estática.**
- **Presión de fondo fluyente.**
- **Presión en cabeza de pozo.**



## CAPÍTULO 5

- **Presión salida de manifold.**
- **Presión salida de línea de flujo.**
- **Presión llegada a FPSO.**

### 5.1.1 Caso Base.

El caso base está constituido por el arreglo de cluster de seis pozos, el jumper que une a los árboles mojados con el manifold y finalmente el riser de producción; en la siguiente figura se aprecia el comportamiento de presión contra la longitud total del sistema submarino de producción.

Como se puede apreciar las mayores pérdidas de presión del sistema se registran en el pozo, posteriormente la producción pasa por el jumper y estrangulador que es donde pierde más presión debido a la presencia del estrangulador, no obstante la energía del yacimiento es la suficiente para llevar la producción a superficie con un tirante de agua de 400 m.

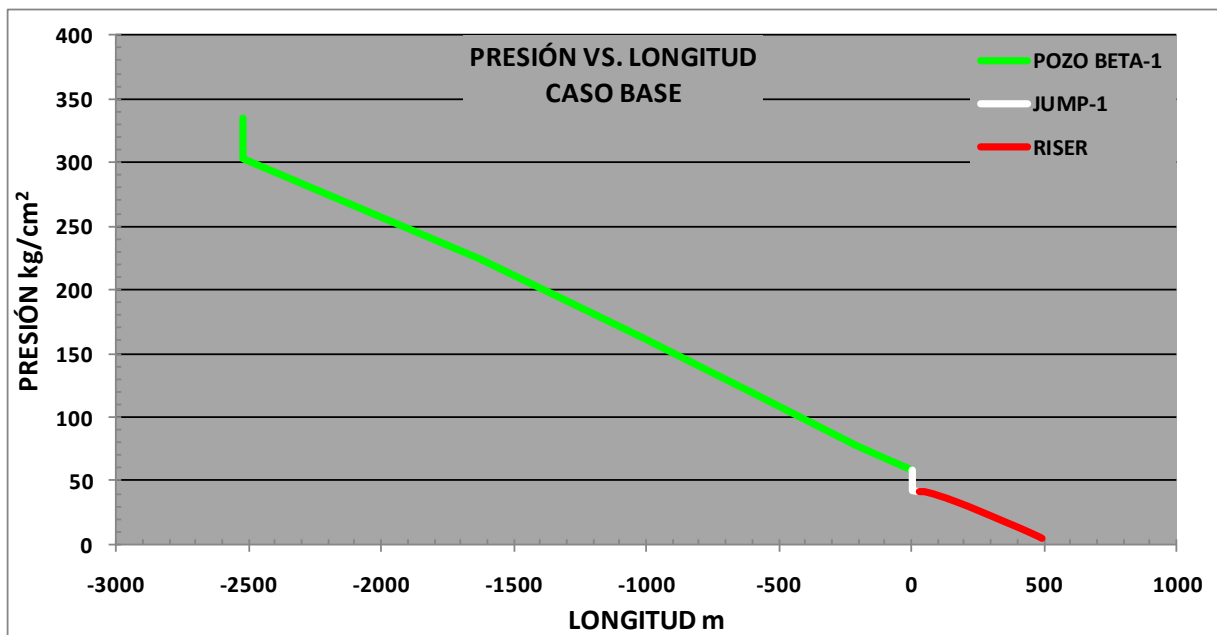


Figura 5.0 Esquema de presión vs. Longitud para el caso base.

Para el caso base se registra una presión en cabeza del pozo Beta-1 de 58 Kg/cm<sup>2</sup>, para entregar un gasto total de aceite de 65067 bpd.

En la siguiente tabla se muestran los datos de presión de los puntos de interés del sistema submarino de producción para el caso base.

Tabla 5.0. Presiones en puntos de interés para el caso base.

Elemento del sistema	Kg/cm <sup>2</sup>
Presión Estática.	335
Presión de fondo fluyente.	300
Presión en cabeza de pozo.	58
Presión salida manifold.	41
Presión salida línea de flujo	41
Presión llegada a FPSO.	4

5.1.2 Escenario 1.

El escenario 1 está definido como de alta productividad el cual presenta los siguientes perfiles de presión a lo largo de todos sus elementos, en la figura 5.1 se presenta el perfil de presión del escenario 1 con equipo submarino de procesamiento, representado por la línea de color amarilla.

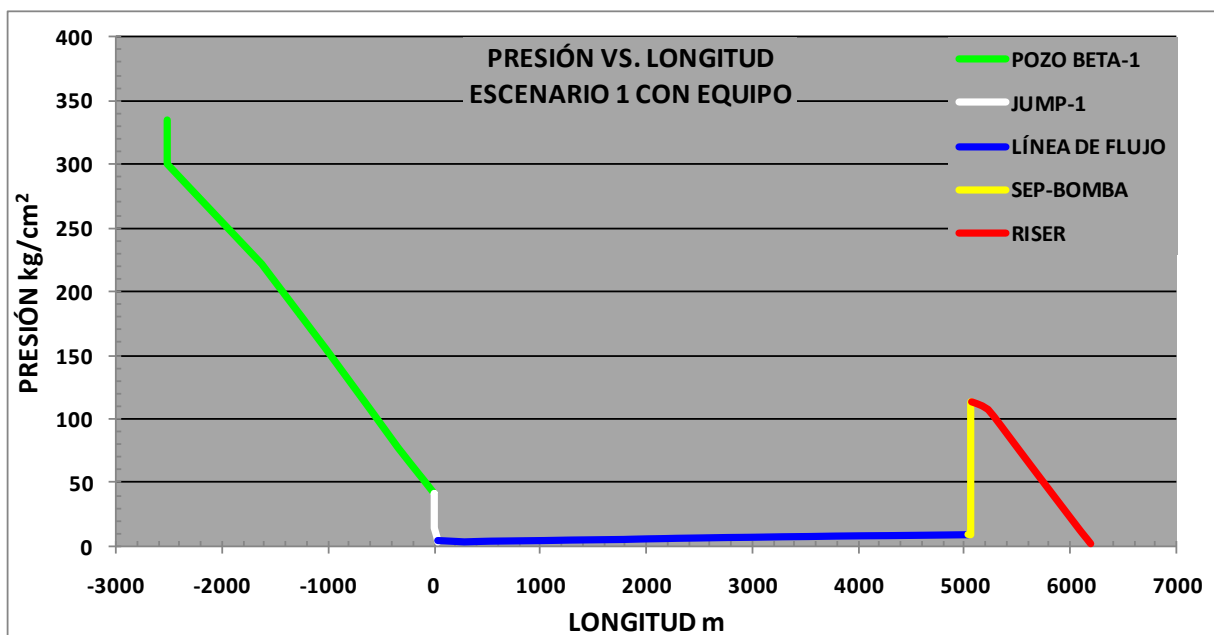


Figura 5.1 Esquema de presión vs longitud para el escenario 1 con equipo submarino de procesamiento.

En la figura 5.1 se tiene que las mayores pérdidas de presión se presentan a lo largo de todo el pozo; en el manifold de producción se registra otra caída de presión debida a el estrangulador; no obstante en la línea de flujo es notable que existe una ganancia en la presión hasta su llegada al equipo de procesamiento submarino, esto se debe a las características de la línea de flujo, que está ubicada en una pendiente negativa lo que provoca ganancia en la presión debido a la columna hidrostática y los efectos gravitacionales, y finalmente se suministra energía mediante bombeo para subir la producción a superficie.

## CAPÍTULO 5

Por otro parte la figura 5.2 muestra al mismo escenario pero sin equipo submarino de procesamiento, donde se tiene que las presiones en cabeza de pozo son más altas que en el caso donde se aplicó equipo submarino de procesamiento.

Dentro de la misma figura 5.2 se tiene que la línea de flujo presenta incremento en la presión a consecuencia de las condiciones del terreno en pendiente negativa, lo que ayuda a que la producción de aceite pueda subir a superficie sin la necesidad de equipos o sistemas que le suministren energía para lograrlo; no obstante, la contrapresión que ejerce la columna de líquido en el riser de producción repercute de importante manera en la productividad del sistema, contra presionando la cabeza de los pozos y por lo tanto mermado su productividad. Como muestra de esto comparando la productividad el escenario1 sin equipo de procesamiento submarino con el caso base la diferencia de producción es de un poco más 33500 bpd a favor del caso base.

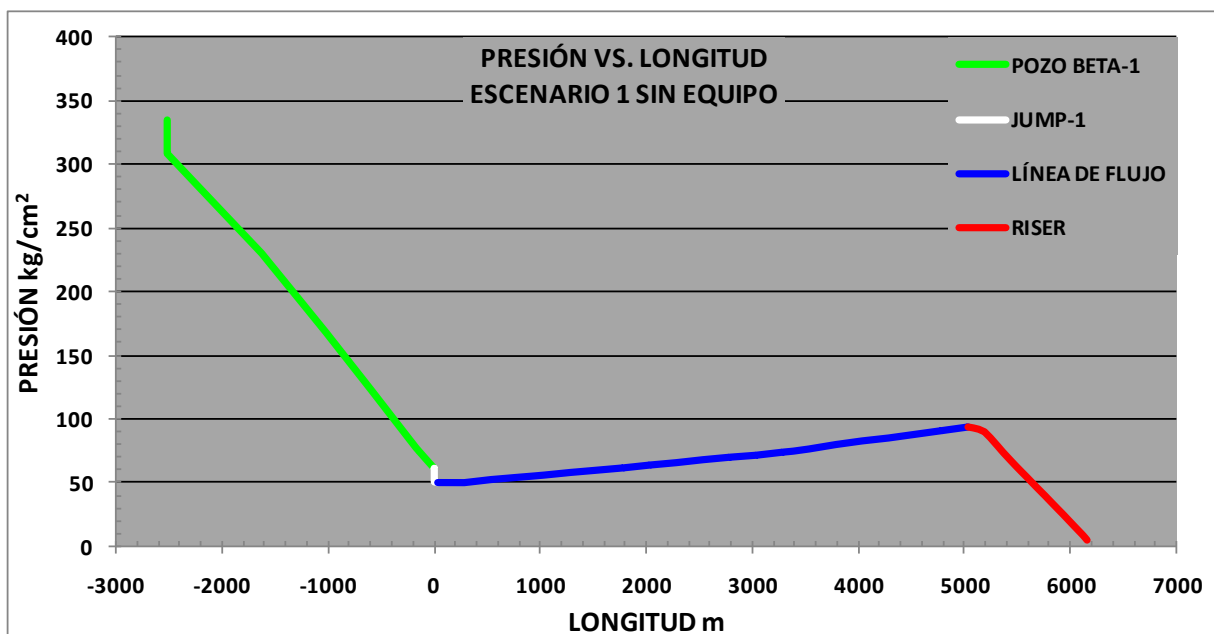
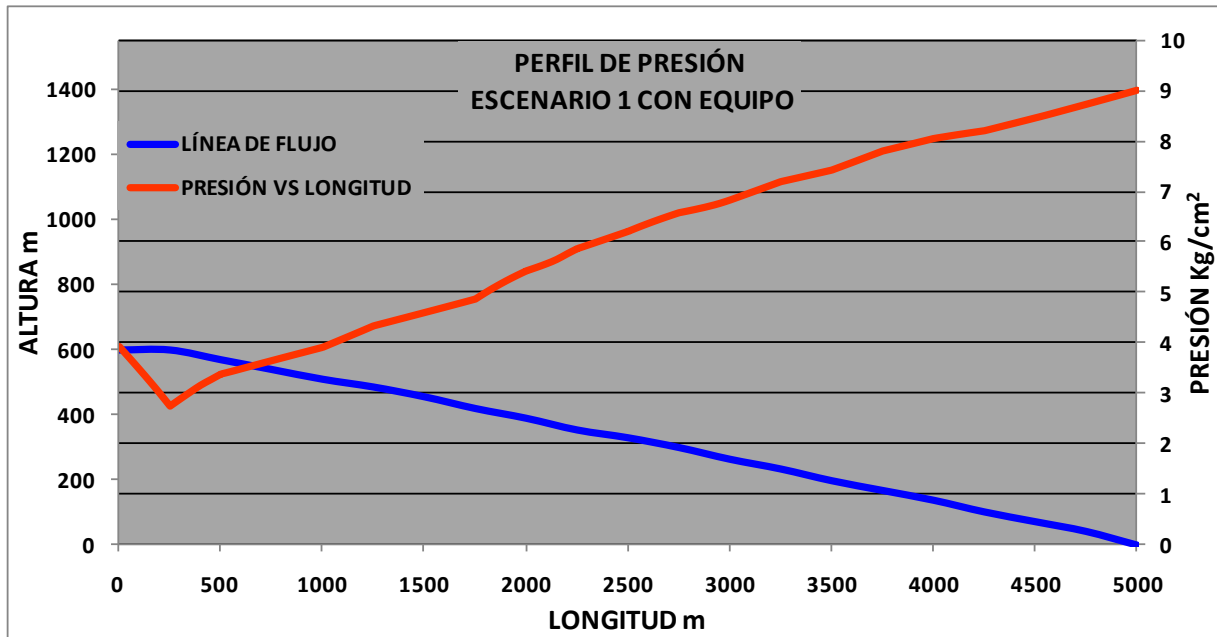


Figura 5.2 Esquema de presión vs longitud para el escenario 1 sin equipo submarino de procesamiento.

Es importante mencionar que la implementación de un sistema submarino de procesamiento submarino es clave en la productividad del sistema submarino de producción, pero también hay que detallar que además se generan fenómenos hidráulicos en el interior de las líneas de flujo que influyen en el incremento de la productividad como es el caso del efecto sifón.

Para poder analizar con mayor detalle al efecto sifón se estudio a la línea de flujo en sus perfiles de presión contra longitud y se comparó en una misma gráfica el perfil del terreno del lecho marino, para visualizar con mayor claridad las zonas de generación del efecto sifón y como repercute el considerar el relieve del lecho marino para el transporte de la producción.

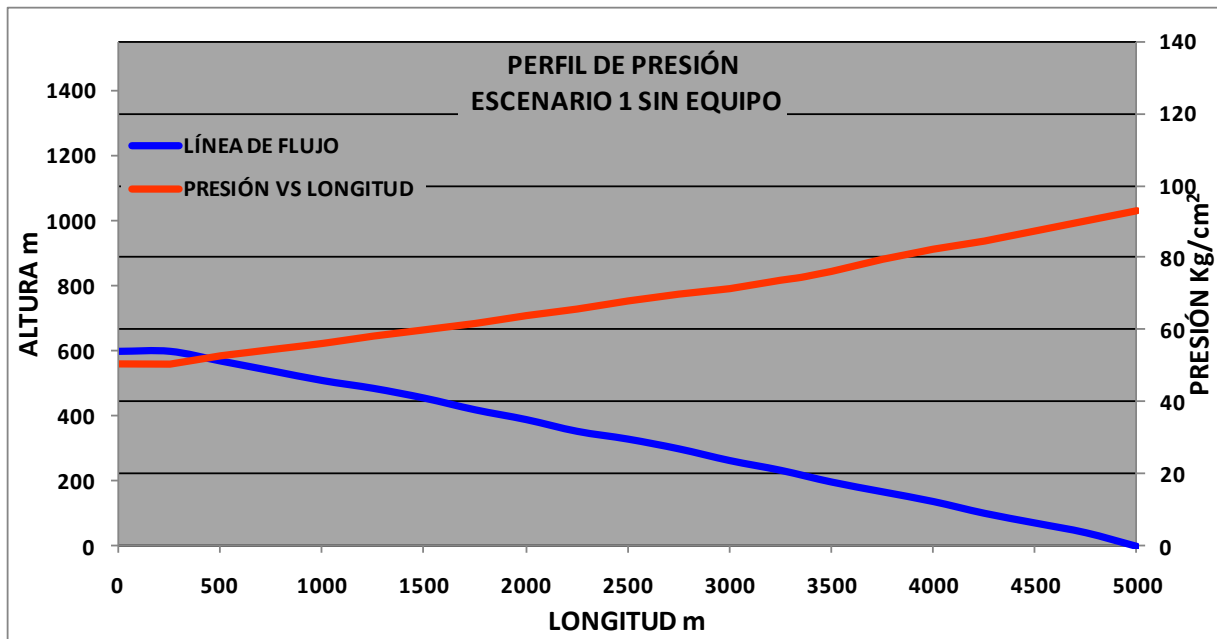


*Figura 5.3 Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 1 con equipo submarino de procesamiento.*

Analizando la línea de flujo del escenario 1 con equipo de procesamiento submarino, es notable una disminución de la presión en la línea de flujo, en la zona donde comienza la pendiente negativa en el terreno del lecho marino, aproximadamente a los 200 m después del manifold de producción, donde existe una zona de baja presión y por lo tanto una zona de generación del efecto sifón.

De acuerdo a las bases teóricas mencionadas en el capítulo 3 donde el sifón está configurado geométricamente por un punto más alto llamado cresta donde se genera una zona de muy baja presión y en seguida el fluido es arrastrado por fuerzas gravitacionales y la cohesión de las partículas para llegar a al final de la línea de flujo donde se tiene una presión mayor a la de salida de la cabeza del pozo.

La presión mínima que se alcanza en esta zona de efecto sifón es de 2.73 Kg/cm<sup>2</sup>, lo que sugiere que esta zona de baja presión apoya sustancialmente a la disminución de la contrapresión en la cabeza de los pozos y por lo tanto incrementar la productividad del sistema.



*Figura 5.4 Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 1 sin equipo submarino de procesamiento.*

Para el escenario sin equipo de procesamiento submarino los datos de presión a lo largo de la línea de flujo oscilan de los 50 a 93 Kg/cm<sup>2</sup> como lo muestra la figura 5.4 por lo que la contrapresión en la cabeza de los pozos es mucho mayor que con equipo de procesamiento submarino; por otro lado, la ganancia de presión debido a las características del terreno del lecho marino en pendiente negativa ayuda a que la producción pueda subir a superficie sin la necesidad de equipo de procesamiento submarino.

Una vez analizados los perfiles de presión de los escenarios y vista las condiciones de generación del efecto sifón se realizarán las mismas simulaciones pero modificando las condiciones del terreno del lecho marino por las de un terreno sinuoso, con el objetivo de observar las variaciones de presión que ocurren en la línea de flujo y observar los beneficios o perjuicios en la productividad de los pozos.

En la figura 5.5 se presenta el perfil de presión de la línea de flujo bajo condiciones de terreno sinuoso, donde se aprecia que en las zonas altas de la línea de flujo donde influyen las condiciones del relieve del lecho marino son zonas de baja presión y donde se forman sifones.

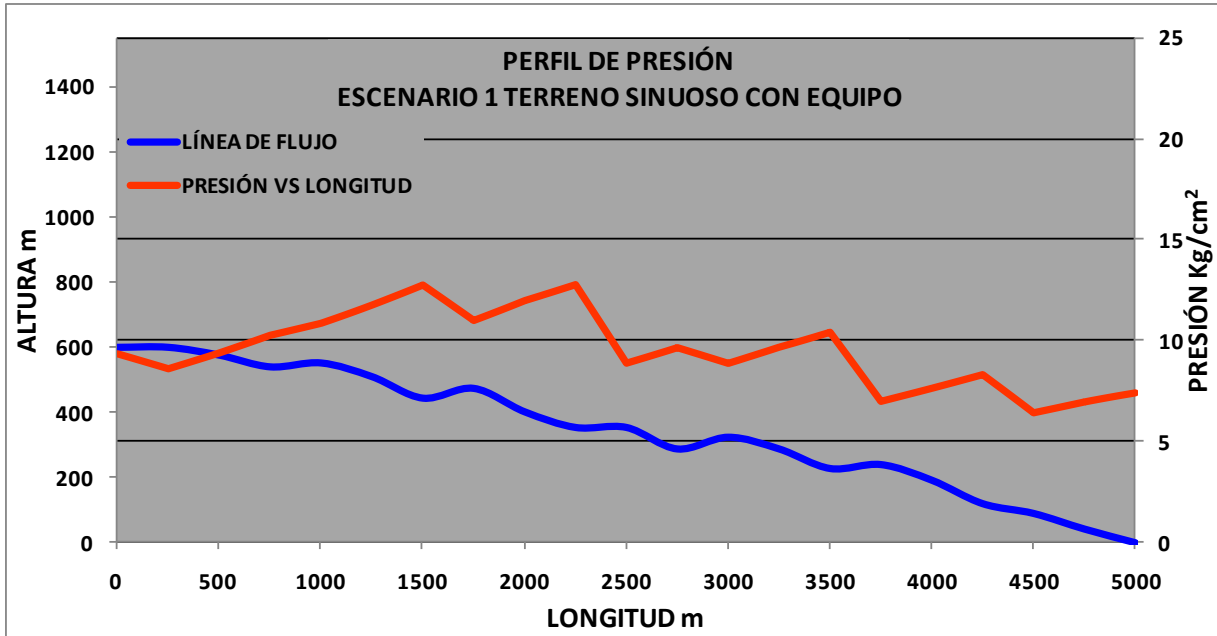


Figura 5.5 Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 1 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso.

Sin equipo de procesamiento submarino el perfil de presión que se presenta en la figura 5.6 continúan generando zonas de baja presión, no obstante las presiones no son lo suficientemente bajas como para contra restar la contrapresión de la columna de líquido acumulada en el riser de producción y que afecta de manera directa a la productividad de los pozos.

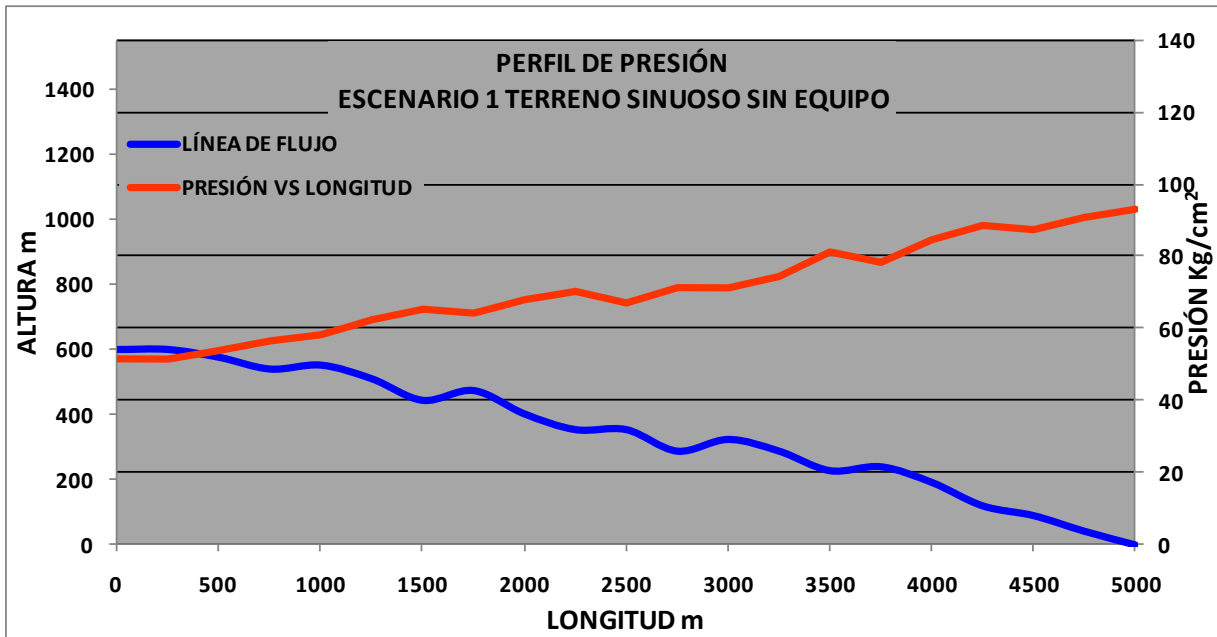


Figura 5.6 Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 1 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso.

## CAPÍTULO 5

En la tabla 5.1 se muestran las presiones en los diferentes nodos del sistema submarino de producción, donde se comparan las condiciones del terreno del lecho marino, en la tabla se aprecia que los valores de presión en sus diferentes nodos son muy semejantes.

*Tabla 5.1 Comparación de presiones en los elementos del sistema para el escenario 1.*

Elemento del sistema	Terreno suave		Terreno sinuoso	
	C/EQUIPO	S/EQUIPO	C/EQUIPO	S/EQUIPO
	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>
Presión Estática.	335	335	335	335
Presión de fondo fluyente.	300	308	300	308
Presión en cabeza de pozo.	41	60	43	61
Presión salida manifold.	4	50	9	51
Presión salida línea de flujo.	9	93	7	93
Presión llegada a FPSO.	2	4	3	4

En la tabla 5.2 se muestran los diferentes gastos de aceite producidos, con equipo submarino de procesamiento y con diferentes condiciones de terreno, en donde hay una diferencia de producción de aceite de aproximadamente de 1600 bpd a favor del terreno suave.

Lo que indica que a pesar de que a lo largo de la línea de flujo en el terreno sinuoso se formaron diferentes zonas de efecto sifón, no son claves para incrementar la productividad del sistema, sino que resulta contraproducente debido a que las secciones ascendentes de la línea de flujo implican una contrapresión que disminuye la productividad de los pozos en aproximadamente 1600 bpd.

En los resultados del terreno suave solamente se registra una zona de baja presión ubicada a 200 m de la cabeza de los pozos, lo que significa una condición ideal para la formación del efecto sifón y sobretodo que estas condiciones influyan a favor de la productividad del sistema.

## CAPÍTULO 5

Tabla 5.2 Comparación de gastos de aceite, gas y presiones en cabeza para los dos tipos de terreno con equipos de procesamiento para el escenario 1.

POZO	TERRENO SUAVE			TERRENO SINUOSO		
	CON EQUIPO SUBMARINO DE PROCESAMIENTO					
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
BETA-1	41.31	11314	1.378	43.75	11015	1.342
BETA-2	42.17	11416	1.39	44.56	11124	1.355
BETA-3	41.31	11314	1.378	43.75	11015	1.342
BETA-4	41.79	11368	1.385	44.19	11074	1.349
BETA-5	41.79	11368	1.385	44.19	11074	1.349
BETA-6	48.14	10685	1.301	49.59	10492	1.278
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		67465	8.217		65794	8.014

En lo que respecta al escenario sin equipo de procesamiento submarino se tienen los siguientes datos de presión en cabeza y gastos de aceite y gas, los que son muy semejantes entre ellos con solamente una diferencia de 246 bpd, lo que prácticamente significa ninguna diferencia en tre una condición y otra.

Tabla 5.3 Comparación de gastos de aceite, gas y presiones en cabeza para los dos tipos de terreno sin equipo de procesamiento para el escenario 1.

POZO	TERRENO SUAVE			TERRENO SINUOSO		
	SIN EQUIPO SUBMARINO DE PROCESAMIENTO					
	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
BETA-1	61.06	8611	1.049	61.39	8565	1.04
BETA-2	61.7	8785	1.07	61.81	8739	1.06
BETA-3	61.97	8450	1.029	61.84	8501	1.04
BETA-4	61.38	8698	1.059	61.44	8689	1.06
BETA-5	61.38	8698	1.059	61.44	8689	1.06
BETA-6	62.03	8708	1.061	63.28	8522	1.04
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		51949	6.327		51703	6.30

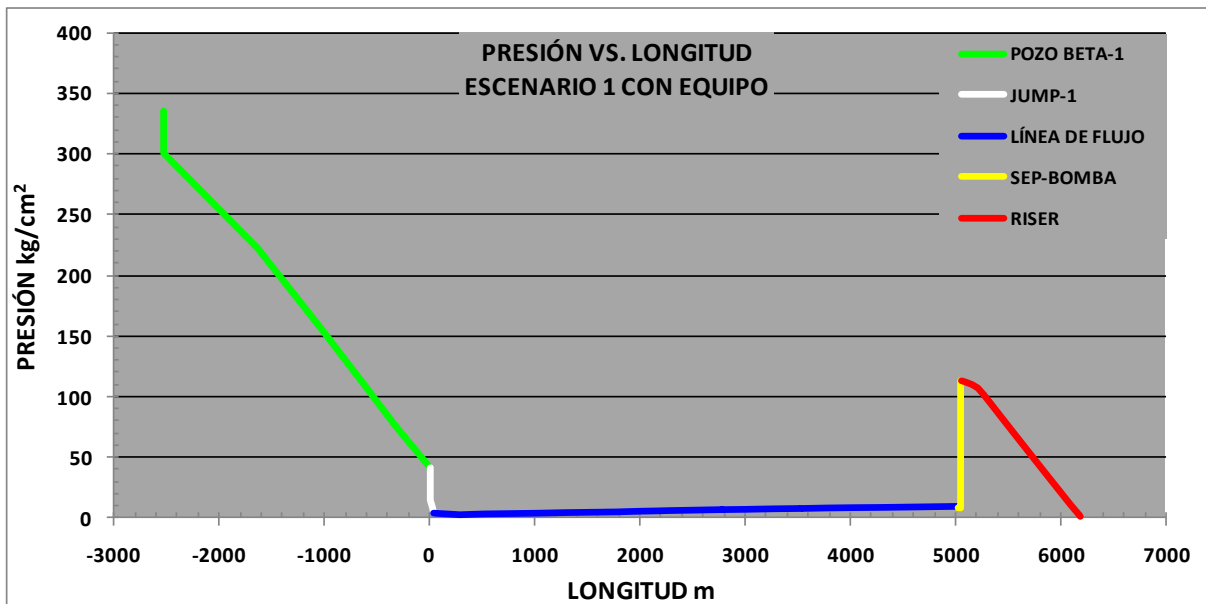


## CAPÍTULO 5

### 5.1.3 Escenario 2.

El escenario 2 como ya se mencionó es de baja productividad y de particular interés en la matriz de escenarios, debido a la importancia de conocer los factores que propician su comportamiento de baja productividad.

En la figura 5.7 se presenta el perfil de presión a lo largo de todo el sistema, donde se aprecia de inmediato que el sistema tiene mayores presiones a lo largo de todos sus elementos con excepción de la presión del yacimiento a pesar de implementar equipo de procesamiento submarino.



*Figura 5.7 Esquema de presión vs longitud para el escenario 2 con equipo submarino de procesamiento.*

En la figura 5.8 las condiciones de presión son más altas, debido a que no tiene equipo de procesamiento submarino, en prácticamente todo el sistema se registran presiones superiores a los 60 Kg/cm<sup>2</sup>, estas condiciones no son favorable para la productividad del pozo, este escenario produce aproximadamente 33500 bpd menos que el caso base; sin embargo, cuenta con la presión en la base del Riser para que la producción llegue a superficie sin la necesidad de equipo de bombeo.

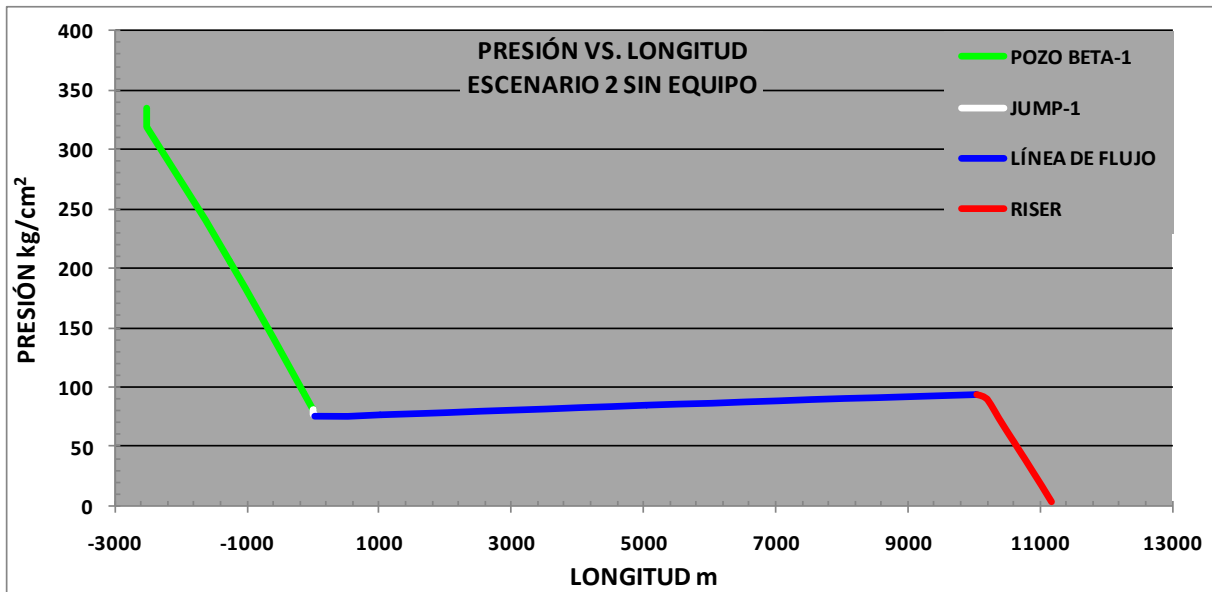


Figura 5.8 Esquema de presión vs longitud para el escenario 2 sin equipo submarino de procesamiento.

Bajo las condiciones de presión antes descritas es de particular interés conocer si se genera el efecto sifón como en el caso del escenario 1, por lo tanto se realizó un análisis detallado de la línea de flujo en sus perfiles de presión, con equipo y sin equipo, así como para las condiciones de terreno suave y terreno sinuoso.

En la siguiente figura 5.9 se tiene el perfil de presión a lo largo de la línea de flujo con equipo de procesamiento submarino. Debido a la gran distancia que abarca el escenario 2 (10000 m), los perfiles de presión en comparación con el escenario 1 mucho mayores y contrapresionan la cabeza de los pozos ocasionando menor productividad.

Cabe mencionar que aunque las presiones son más altas, en la línea de flujo se continua generando zonas de baja presión en los mismos puntos de la línea de flujo, lo que sugiere la generación del efecto sifón bajo otra escala, no obstante estos puntos de baja presión no repercute de manera notable en la disminución de la contrapresión en la cabeza de los pozos.

Otra característica visible de el perfil de presión de la línea de flujo en la figura 5.9 es notable como la presión disminuye cuando el fluido llega al equipo de procesamiento submarino, esto representa pérdidas de presión por fricción debido al diámetro de 16 pulga de la línea de flujo, esto se debe a la configuración de la línea de flujo la cual es prácticamente horizontal.

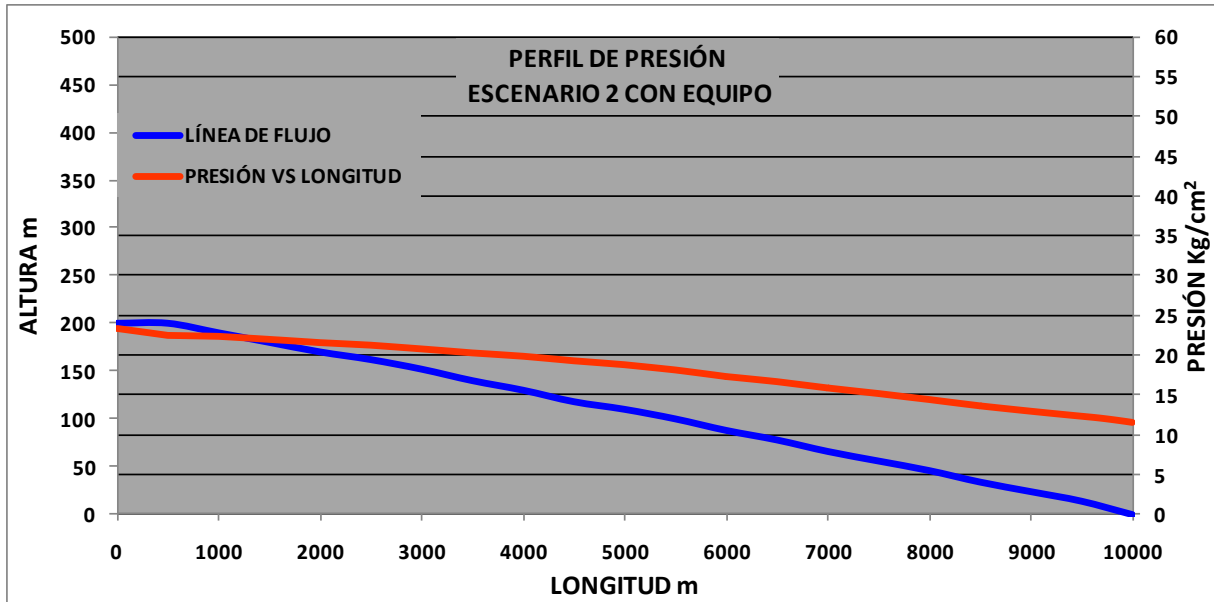


Figura 5.9 Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 2 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso.

En el caso sin equipo de procesamiento submarino el comportamiento de presión a lo largo de la línea de flujo registra un aumento de presión cercano a la base del riser de producción, lo que es propiciado en gran medida a la columna de líquido que se acumula en el riser teniendo presiones mayores a los 90 kg/cm<sup>2</sup>.

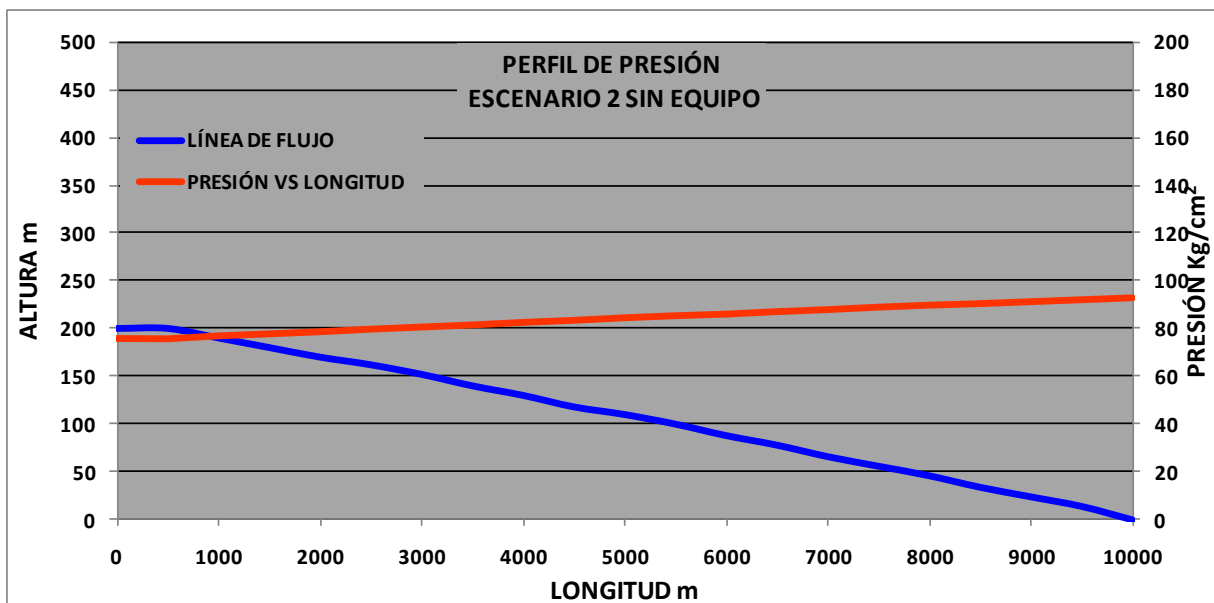
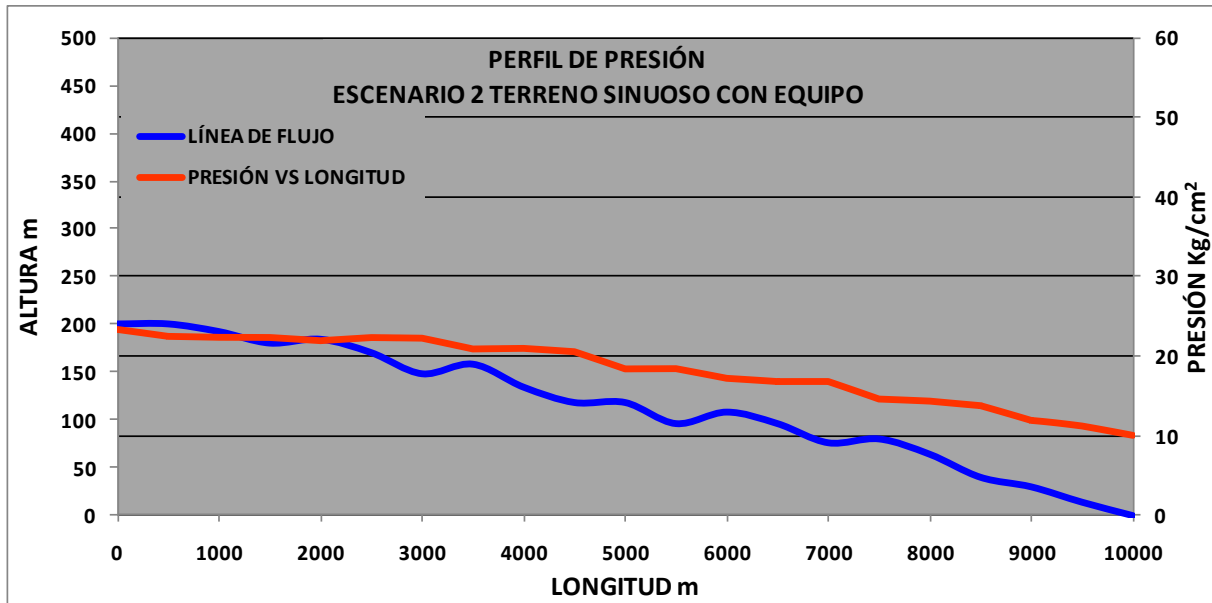


Figura 5.10 Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 2 sin equipo submarino de procesamiento.

## CAPÍTULO 5

Para el escenario 2 se cambiaron las condiciones del terreno a sinuoso, obteniéndose los perfiles de presión de las líneas de flujo esquematizadas en las figuras 5.11 y 5.12.

En la figura 5.11 hay diferentes zonas de baja presión, donde se genera el efecto sifón, los cuales ubican en los puntos más altos en la línea de flujo; sin embargo, no son lo suficientemente bajas las presiones en estos puntos como para disminuir la contrapresión cabeza de los pozos.



*Figura 5.11 Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 2 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso.*

En la figura 5.12 se presenta el perfil de presión sin equipo de procesamiento submarino en el que es notable que no hay zonas de baja presión a lo largo de toda la línea de flujo, pero la presión aumenta, lo suficiente como para que la producción logre subir a superficie sin la necesidad de equipo de procesamiento submarino.

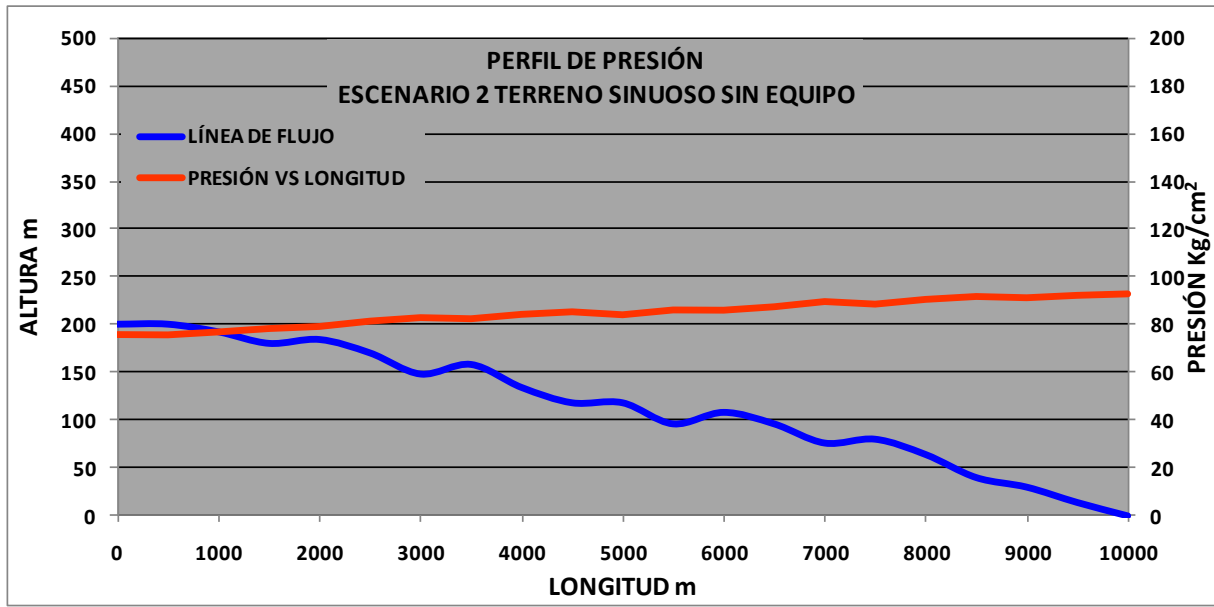


Figura 5.12 Perfil de presión vs longitud de línea de flujo para el escenario 2 con equipo submarino de procesamiento terreno sinuoso.

En la tabla 5.4 se muestran las presiones en los nodos de interés, comparando las condiciones del terreno suave y sinuoso, con y sin equipo de procesamiento submarino.

De los datos simulados es notable que las presiones en los nodos de interés son prácticamente los mismos de una condición de terreno suave a sinuoso como se puede apreciar.

Tabla 5.4 Comparación de presiones en los elementos del sistema para el escenario 2.

Elemento del sistema	Terreno suave		Terreno sinuoso	
	C/EQUIPO	S/EQUIPO	C/EQUIPO	S/EQUIPO
	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>
Presión Estática.	335	335	335	335
Presión de fondo fluyente.	304	319	304	319
Presión en cabeza de pozo.	51	81	51	81
Presión salida manifold.	23	76	23	76
Presión salida línea de flujo.	11	93	10	93
Presión llegada a FPSO.	4	3	3	3

Continuando con el ejercicio de comparación de los resultados de la simulación, en la tabla 5.5 se presentan los resultados de presión en cabeza de pozos y sus respectivos valores de gastos de gas y aceite para condiciones de terreno suave y sinuoso en el escenario 2 con equipo de procesamiento submarino.

## CAPÍTULO 5

*Tabla 5.5 Comparación de gastos de aceite, gas y presiones en cabeza para los dos tipos de terreno con equipo de procesamiento para el escenario 2.*

	TERRENO SUAVE			TERRENO SINUOSO		
	CON EQUIPO SUBMARINO DE PROCESAMIENTO					
POZO	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
BETA-1	51.29	10048	1.224	51.32	10044	1.223
BETA-2	51.84	10200	1.242	52.02	10177	1.240
BETA-3	51.3	10047	1.224	51.29	10048	1.224
BETA-4	51.67	10118	1.232	51.68	10117	1.232
BETA-5	51.67	10118	1.232	51.68	10117	1.232
BETA-6	56.45	9551.5	1.163	56.31	9571	1.166
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		60082.5	7.317		60075	7.317

La tabla 5.6 presenta la comparación de los datos presión y gasto de aceite y gas para condiciones de terreno suave y sinuoso sin equipo de procesamiento submarino en el escenario 2

*Tabla 5.6 Comparación de gastos de aceite, gas y presiones en cabeza para los dos tipos de terreno sin equipo de procesamiento para el escenario 2.*

	TERRENO SUAVE			TERRENO SINUOSO		
	SIN EQUIPO SUBMARINO DE PROCESAMIENTO					
POZO	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Qo bpd	Qg mmpcd
BETA-1	81.11	5183	0.6312	81.11	5182	0.63
BETA-2	82.03	5360	0.6538	82.03	5360	0.65
BETA-3	80.23	5332	0.6495	80.23	5332	0.65
BETA-4	81.57	5271	0.642	81.57	5271	0.64
BETA-5	81.57	5271	0.642	81.57	5271	0.64
BETA-6	83.29	5144	0.6266	83.30	5144	0.63
		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd		Qo Tot bpd	Qg Tot mmpcd
		31560.9	3.8451		31560	3.84

De todos los perfiles de presión presentados, se puede concluir que sí se pretende incrementar la productividad del sistema, aplicar equipos de procesamiento submarino, bombeo o compresión submarino es factor clave para lograrlo. En lo que se refiere al efecto sifón en la línea de flujo, este apoya a disminuir la contrapresión entre más cerca se genere de la cabeza de los pozos.

## CAPÍTULO 5

Por otra parte, las condiciones del terreno del lecho marino influyen en la generación del efecto sifón. Las secciones de la línea de flujo con mayor altura tienden a generar zonas de baja presión, como lo indican los perfiles de presión simulados (figura 5.11); sin embargo, estas condiciones de baja presión generadas por las condiciones del terreno conviene que se presenten en la cercanías de la cabeza del pozo si se pretende disminuir la contrapresión en la cabeza del pozo, de otra forma entre más alejadas se generen son irrelevantes para la productividad del pozo.

### **5.2 Capacidad de transporte del sistema submarino de producción simulado.**

Con el propósito de analizar cuál es el diámetro adecuado para la línea de flujo para transportar el mayor gasto de aceite posible con los menores requerimientos de presión a la salida del manifold de producción; se realizó un análisis de capacidad de transporte, donde se sensibilizaron cuatro diferentes diámetros de línea de flujo 16, 18, 20 y 24 pulgadas.

Para el caso base, se realizó otro análisis de capacidad de transporte pero enfocado al Riser de producción con diámetros que van de 12 , 14, 16 y 18 pulgadas.

A continuación se presentan los resultados de cada uno de los análisis de capacidad de transporte de los escenarios propuestos y caso base.

## CAPÍTULO 5

### 5.2.1 Caso base.

Para el análisis de capacidad de transporte del Riser de producción se muestra la figura 5.13 en donde el diámetro de 14 pulgadas transporta 65067 bpd con una presión de salida de manifold de 41 Kg/cm<sup>2</sup> y donde las pérdidas de presión se deben principalmente a la fricción el Riser de producción, y para una posterior etapa donde la producción disminuya, las pérdidas de presión serán consecuencia del colgamiento; por lo tanto el diámetro de 14 pulgadas resulta la mejor opción con una visión a futuro.

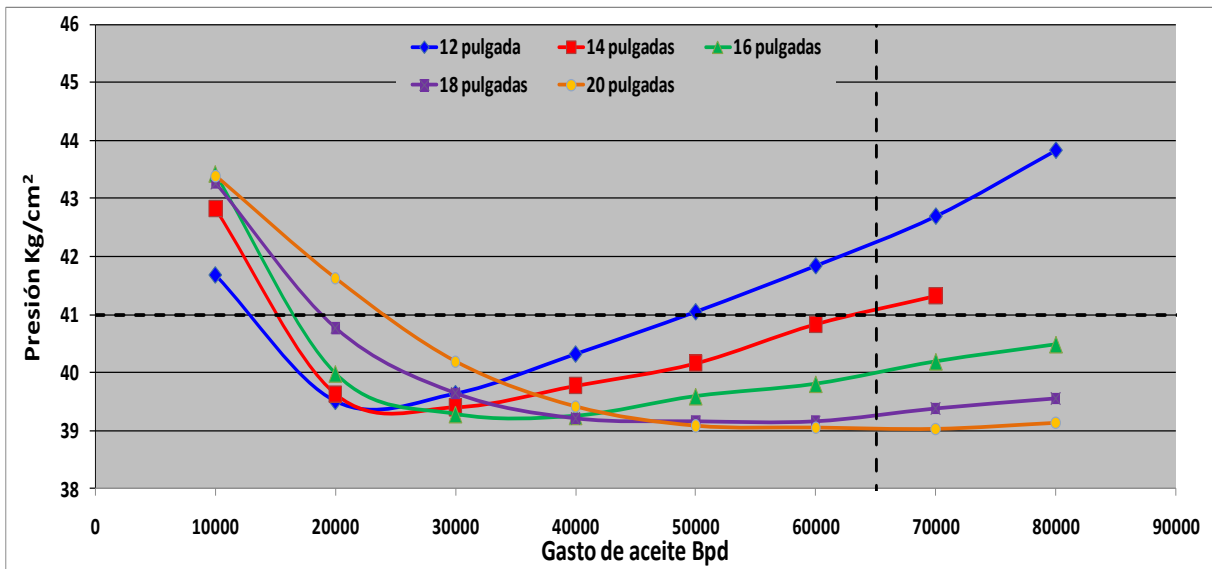


Figura 5.13 Análisis de capacidad de transporte para el escenario caso base.



5.2.2 Escenario 1.

La figura 5.14 se muestra la capacidad de transporte del escenario 1 para los cuatro diámetros propuestos para la línea de flujo, en el mismo gráfico se marca el dato de gasto producido para la presión de salida del manifold que calcula el simulador.

El diámetro de línea de flujo con el que se simulo fue de 20 pulgadas, analizando a la figura 5.14 demuestra que el diámetro de 24 pulgadas de línea de flujo es el que transportaría mayor producción con los mínimos requerimientos de presión a la salida del manifold, pues como se demuestra para producir 67465 bpd se necesitarían de 3.91 Kg/cm<sup>2</sup>.

La influencia del efecto sifón y el equipo de proceso de procesamiento se ven proyectadas en la capacidad de transporte de la línea de flujo del escenario 1, pues entre mayor sea el diámetro de la línea de flujo mayor producción aportaran los pozos; Sin embargo, al aumentar el diámetro de la línea de flujo existe mayor desprendimiento de gas y la posibilidad de que el efecto sifón se vea anulado.

En todos los casos analizados la dirección del flujo está en inclinación negativa, por lo que prácticamente las pérdidas de presión por fricción son nulas.

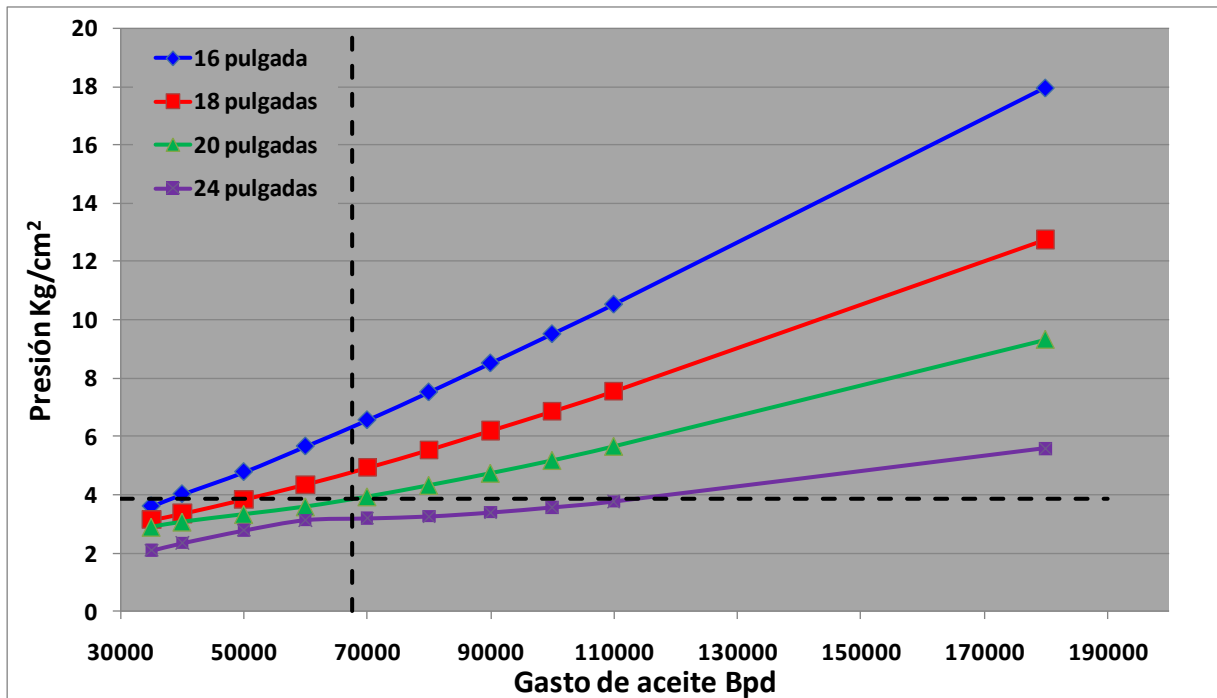


Figura 5.14 Análisis de capacidad de transporte para el escenario 1.

## CAPÍTULO 5

### 5.2.3 Escenario 2.

El factor que más influye en la capacidad de transporte del escenario 2 es la longitud de la línea de flujo (5,000 m). El diámetro con menores requerimientos de presión a la salida del manifold es el de 24 pulgadas debido a que es posible transportar 60,000 bpd con 13 Kg/cm<sup>2</sup> en la salida del manifold de producción.

Si se analiza a largo plazo la elección del diámetro de 24 pulgadas y si se toma en cuenta la declinación del yacimiento es posible predecir que llegara un momento en que la línea de flujo se encuentre muy sobrada y necesite en un futuro ser cambiada o reconfigurada.

Las condiciones del terreno en pendiente negativa representan un beneficio para la capacidad de transporte, en crudos extrapesados, especialmente si hay presencia de agua; pues los efectos gravitacionales influyen en que se requiera de un mínimo de presión de salida del manifold.

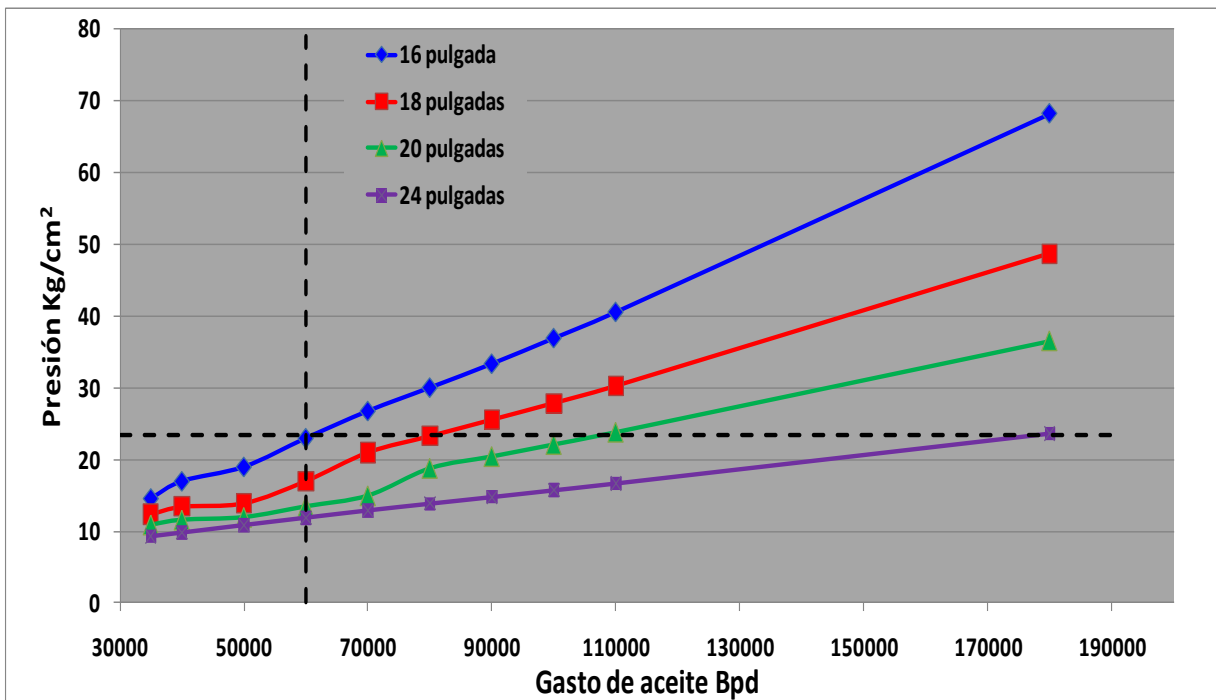


Figura 5.15 Análisis de capacidad de transporte para el escenario 2.

### **5.3 Aseguramiento de flujo del sistema submarino de producción simulado.**

Se entiende como aseguramiento de flujo el conjunto de actividades orientadas a la prevención control y remediación de obstrucciones y condiciones inestables en el flujo de hidrocarburos, con un alcance desde el yacimiento hasta el punto de entrega de los fluidos. Cabe señalar que el simulador utilizado no tiene activado los módulos adecuados para el cálculo o diseño de aseguramiento de flujo.

Algunos elementos que ofrece el simulador para estimar cuantitativamente la problemática del aseguramiento de flujo en los modelos de simulación es un archivo de Excel, que arroja algunos resultados como por ejemplo, los el régimen de flujo, los gradientes de temperatura y de presión, colgamiento, resbalamiento, viscosidad del aceite y del gas a lo largo de las líneas de flujo y riser, algunos de estos datos son de mucha utilidad; Sin embargo, no son suficientes para realizar un análisis completo de aseguramiento de flujo.

Se consultaron las referencias bibliográficas 35 (OTC 19262 How Subsea Processing Impacts Flow Assurance and Field Architecture in Ultra Deepwater), 36 (SPE 27061, Multiphase Transportation of High Waxy Crudes), 37 (OTC 18198, Application of Subsea Processing and Boosting in Campos Basin), y 38 (OCT 19880 Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-Salt Cluster,) las cuales están especializadas en la problemática de aseguramiento de flujo en aguas profundas.

De los principales aspectos que se recopilaron de esta bibliografía son los casos de estudio reales en campos desarrollados alrededor del mundo y cuyas experiencias son tomadas en consideración para este trabajo de tesis.

Para realizar un análisis de aseguramiento de flujo es necesario por comenzar por definir perfectamente las características del fluido producido, en el caso de este trabajo de tesis se cuenta con la información necesaria para obtener una idea aproximada de la problemática.

La forma en que se abordó el análisis de aseguramiento de flujo fue con el apoyo de los datos calculados por el simulador y considerando algunos de los conceptos teóricos planteados en la bibliografía especializada antes mencionada; sin embargo, debido a los pocos datos con los que se cuenta y las características del simulador y las licencias de algunos de sus modulos, el análisis de aseguramiento se limitó a tres diferentes análisis de aseguramiento de flujo:

- Formación de hidratos.
- Formación de parafinas.
- Altas viscosidades del aceite producido.

## CAPÍTULO 5

En el capítulo 3 se presentó la composición del fluido, algunos datos de su viscosidad a diferentes temperaturas a condiciones de aceite estabilizado. Las curvas de envolvente de fases y la curva de formación de hidratos, fueron calculada con ayuda de los programas PRO II y el programa de predicción de hidratos (por sus siglas en inglés HYDOFF) desarrollado en la Universidad de Colorado.

### 5.3.1 Formación de hidratos.

Para el análisis de formación de hidratos de gas en los escenarios propuestos se analizaron los perfiles de presiones y temperaturas que el simulador calculó a lo largo de todo el sistema submarino de producción.

Se consideró tomar al pozo Beta-1 como referencia para emprender el análisis de formación de hidratos de gas, el motivo se debe a que la configuración de los pozos son muy semejantes y es suficiente tomar un sólo pozo para entender el comportamiento de los demás y realizar el análisis de formación de hidratos de gas en línea de flujo y riser de producción para finalmente comparar como afecta el implementar equipo de bombeo y procesamiento submarino en los escenarios simulados.

Para tener una visión clara de la formación de hidratos de gas en el sistema, se compararon los perfiles de temperatura y presión del cada escenario simulado con la curva de formación de hidratos de gas y la envolvente de fase del hidrocarburo producido.

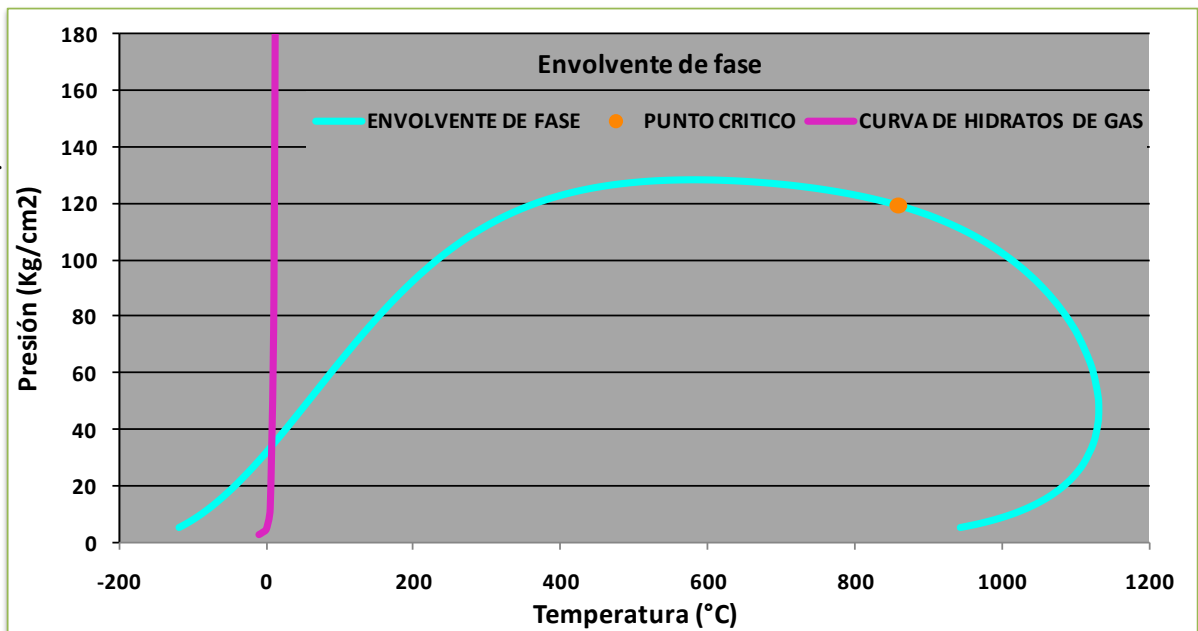


Figura 5.16 Envolverte de fases del hidrocarburo producido con su curva de formación de hidratos de gas.

## CAPÍTULO 5

En los puntos 5.3.1.1 al 5.3.1.3 se presentan el análisis y discusión de los resultados de los perfiles de temperatura y de presión de cada uno de los escenarios propuestos y caso base.

### 5.3.1.1 Caso base.

Para el caso base se presentan los siguientes perfiles de presión y temperatura del sistema, en donde destaca que la curva de formación de hidratos de gas está lejana de los perfiles de presión y temperatura del sistema para el caso base, donde se tienen temperaturas superiores a los 90 °C, y las presiones que se tienen a la llegada a superficie son bajas (4 kg/cm<sup>2</sup>), entrando a la región de dos fases.

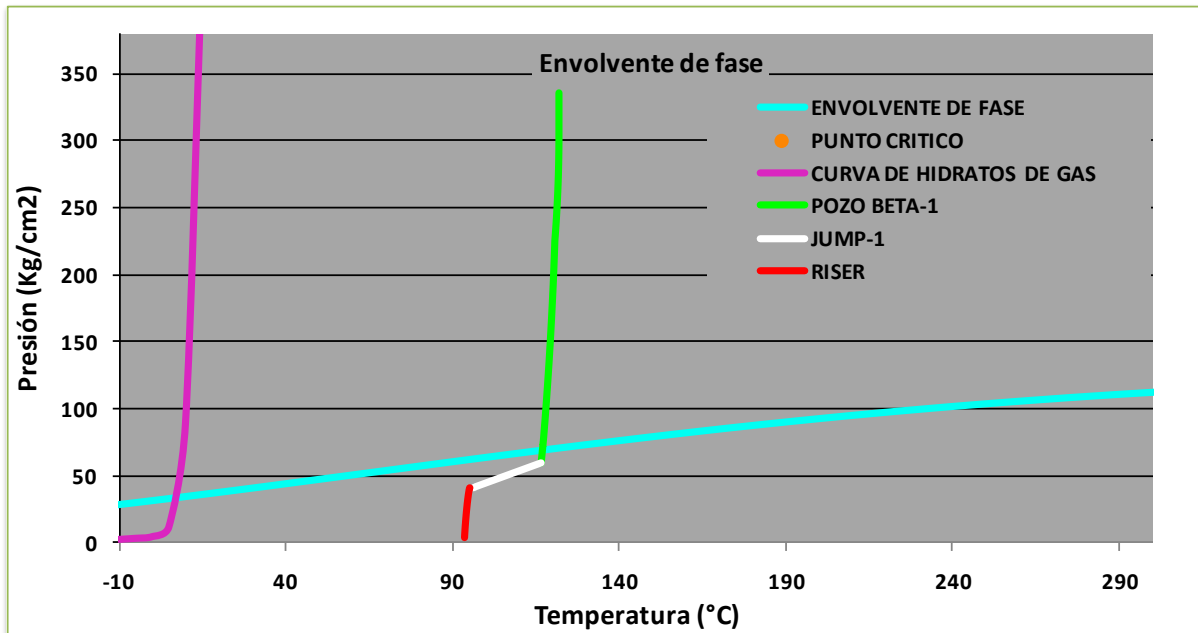


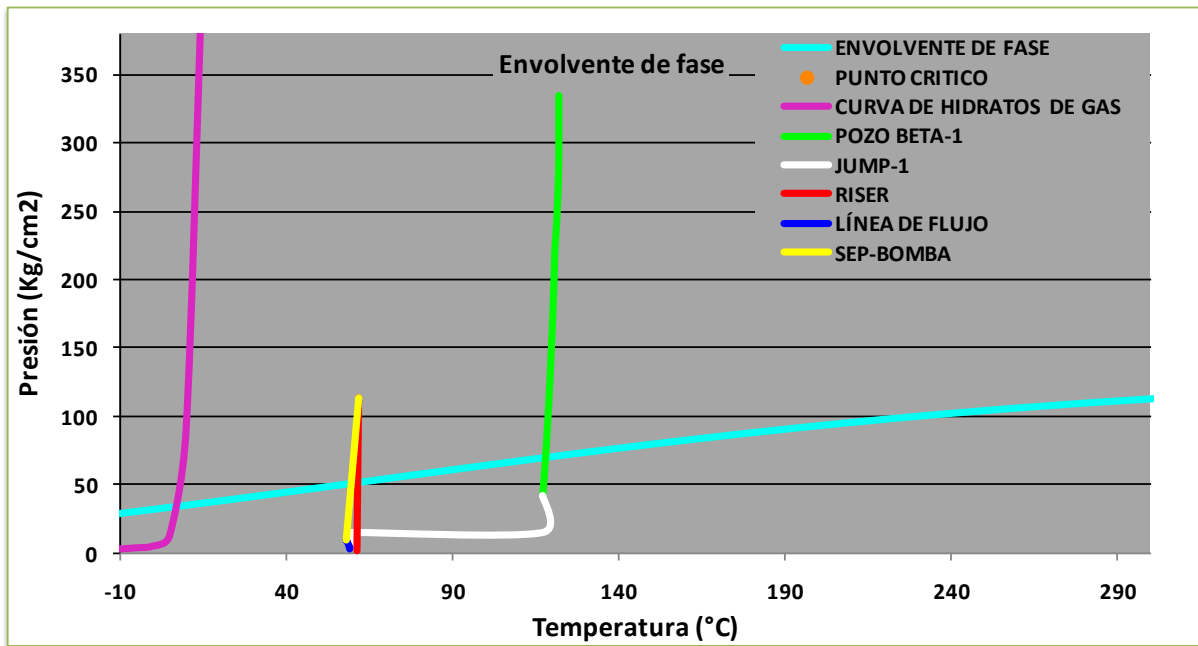
Figura 5.17 Perfiles de presión y temperatura.

Por lo que respecta al caso base en ninguna de los elementos del sistema submarino de producción simulado existe la posibilidad de formación de hidratos de gas debido a la corta distancia que tiene que cubrir el hidrocarburo para llegar a superficie y que los diferentes materiales propuestos para el aislamiento de Riser en su simulación.

## CAPÍTULO 5

### 5.3.1.2 Escenario 1.

En el escenario 1 con equipo de procesamiento submarino los perfiles de presión y temperatura se mantienen alejados de la curva de formación de hidratos de gas, pero se aprecia una considerable pérdida de temperatura en la zona del estrangulador del pozo, debido al efecto Jule-Thompson que se genera en el estrangulador, así como también que toda la línea de flujo se encuentra en la región de dos fases, lo que es un indicador de una zona de riesgo para la formación de hidratos de gas, así también la temperatura en la línea de flujo es más baja que en el escenario que no cuenta con equipo de procesamiento submarino, esto se debe al desprendimiento de gas en la línea de flujo.



*Figura 5.18 Perfiles de presión y temperatura para el escenario 1 con equipo de procesamiento submarino.*

Para el caso sin equipo de procesamiento se presenta que los perfiles de presión y temperatura son mayores por lo que en la línea de flujo a la salida el estrangulador se presenta un desprendimiento de gas, pero que al llegar a la parte final de la línea de flujo donde se deja de desprender gas para estar en una sola fase líquida como lo muestra la figura 5.2 ante lo antes mencionado la zona de mayor riesgo de formación de hidratos es la cabeza y estrangulador del pozo.

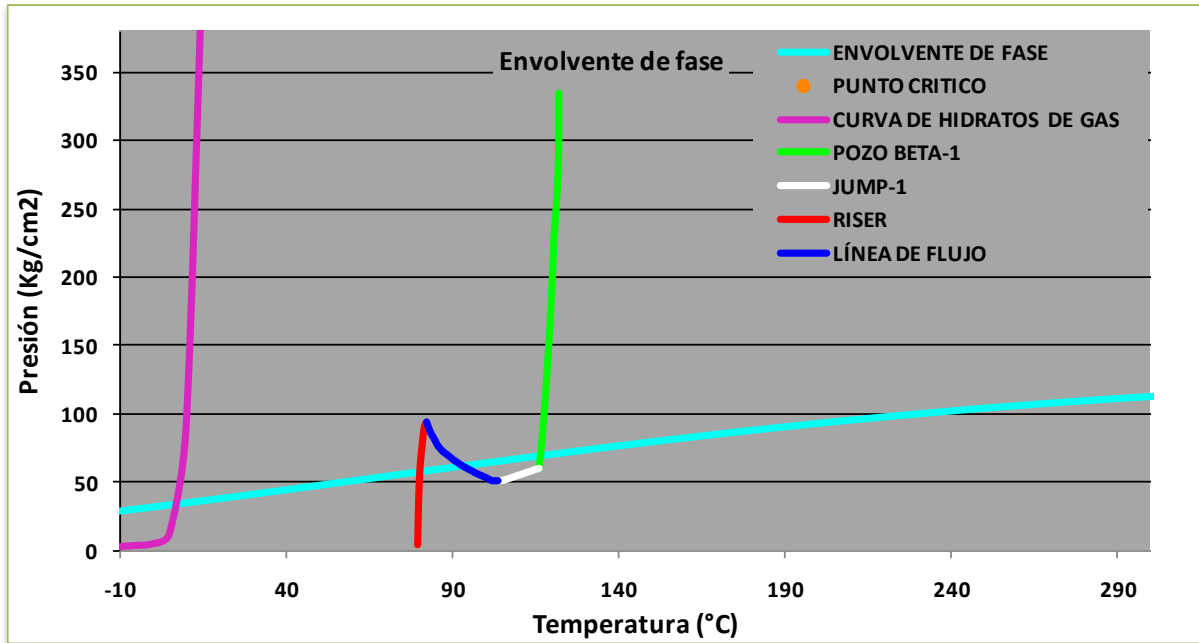


Figura 5.19 Perfiles de presión y temperatura para el escenario 1 sin equipo de procesamiento submarino.

### 5.3.1.3 Escenario 2.

El perfil de presión y temperatura que se presenta en el escenario 2 con equipo de procesamiento submarino, no indica la posibilidad de formación de hidratos de gas en el sistema, no obstante en la cabeza del pozo el fluido se encuentra en la región de dos fases, y existe pérdida de presión en el estrangulador lo cual se convierte en un elemento con altas posibilidades de formación de hidratos de gas, así también la línea de flujo y Riser de producción son puntos críticos para la formación de hidratos de gas.

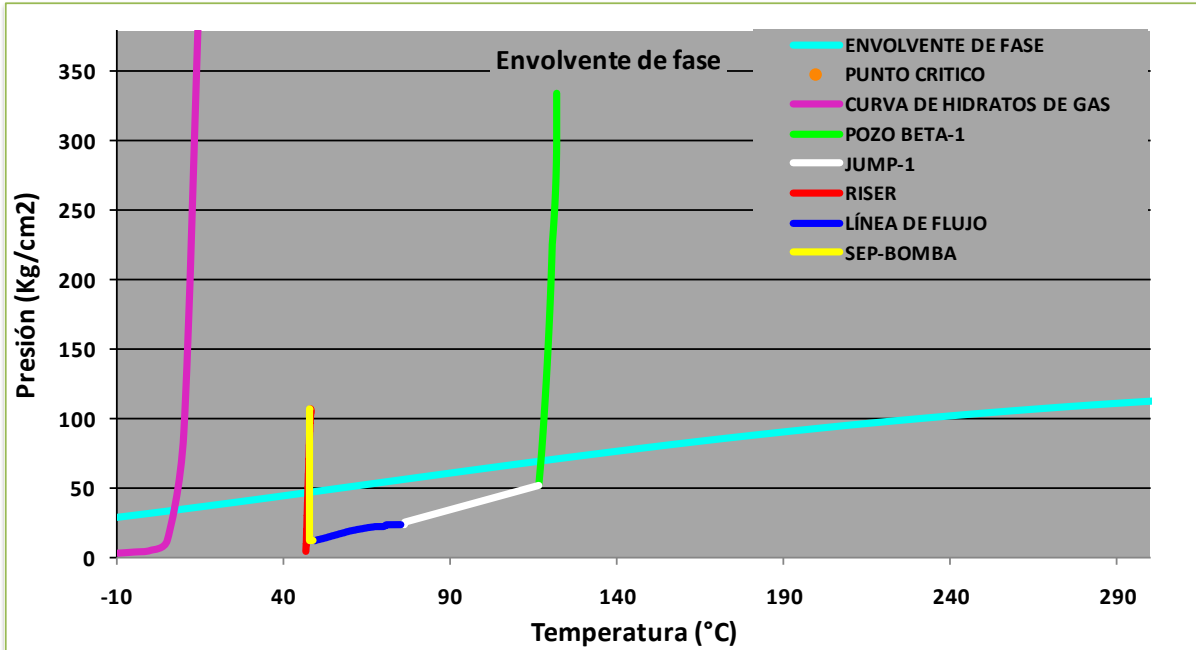


Figura 5.20 Perfiles de presión y temperatura para el escenario 2 con equipo de procesamiento submarino.

Para el escenario 2 sin equipo de procesamiento submarino a lo largo de prácticamente todo el sistema se mantiene en fase líquida teóricamente hablando como lo describe el diagrama de fases y manteniendo valores de temperatura por encima de los de formación de hidratos de gas a pesar de que tiene una longitud de 10000 m lo que indica una baja transferencia de calor por parte del sistema simulado debido a la poca desprendimiento de gas en la línea de flujo.

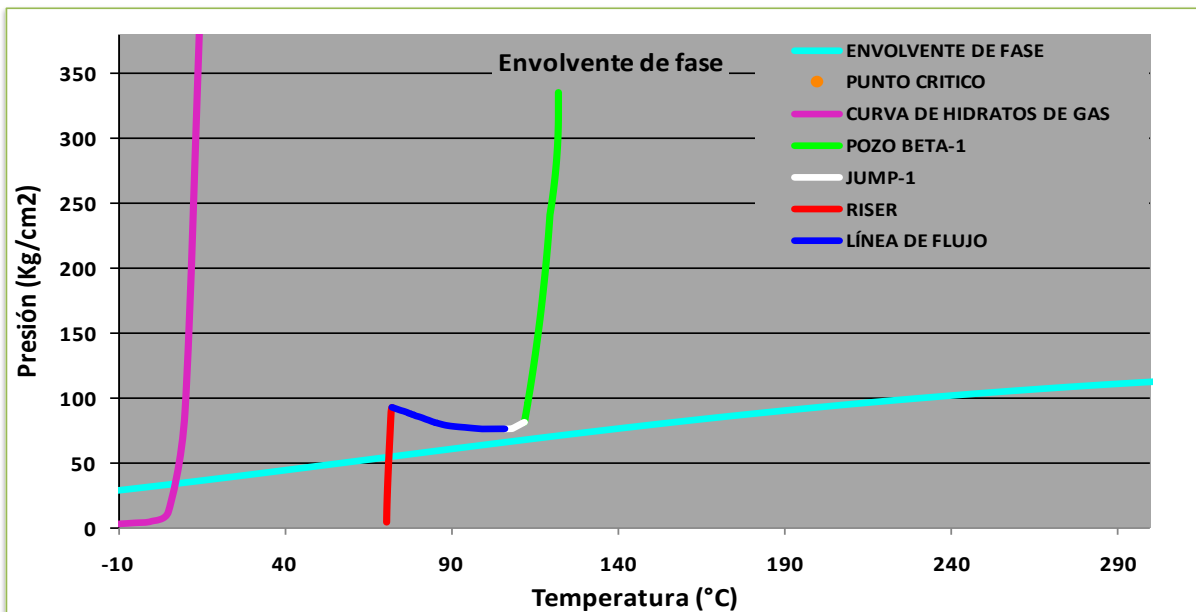


Figura 5.21 Perfiles de presión y temperatura para el escenario 2 sin equipo de procesamiento submarino.



### 5.3.2 Precipitación de parafinas.

Debido a que el simulador no cuenta con los módulos para calcular y predecir la formación de sólidos en el hidrocarburo a lo largo del sistema y además de no contar con un análisis de la caracterización del fluido adecuada en este caso, un análisis de porcentaje de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA por sus siglas), no se podrá realizar un análisis cuantitativo y exacto de las condiciones del modelo de simulación.

No obstante tomando la consideración de que se trata de un hidrocarburo de características extrapesado con una tendencia a la formación y precipitación de parafinas, susceptibles a los cambios de temperatura; se realizó un análisis con una idea aproximada de lo que ocurre en el sistema.

Tomando en cuenta el estudio realizado por Jessen y Howell donde analizaron el efecto de los gastos de flujo en la depositación de parafinas y en donde concluyeron que la depositación de parafinas aumenta con los incrementos de los gastos de flujo dentro de un régimen de flujo laminar ( $Re < 4000$ ) y alcanza su máximo en cuanto alcanza la transición a régimen turbulento. La depositación de parafinas disminuye cuando incrementan los gastos de flujo alcanzan el régimen de flujo turbulento ( $Re > 4000$ ).

Estos estudios se llevaron por debajo del punto de formación de parafinas, donde se confirmó que la depositación de parafinas son bajas en altas velocidades y altas en velocidades intermedias; No obstante, el incremento de los gastos de producción aumenta los riesgos de depositación de parafinas.

Mencionado lo anterior, es posible realizar un análisis de una primera aproximación en la predicción de precipitación de parafinas con ayuda de los cálculos efectuados por el simulador en parámetros como las velocidades y el número de Reynold.

Las siguientes puntos se muestran los diferentes perfiles del número de Reynolds a lo largo de todo el sistema submarino de producción, de la misma forma que en el análisis de formación de hidratos se tomará al pozo Beta-1 como referencia para emprender el análisis, así como la comparación de los escenarios con equipo de procesamiento submarino y sin equipo.

5.3.2.1 Caso base.

Para el análisis de precipitación de parafinas se considera a todo el sistema submarino de producción y de acuerdo a la referencia 36 se estima la posibilidad de precipitación en base al número de Reynolds.

Para el análisis de precipitación de parafinas se tiene al caso base, para el cual los valores de número de Reynolds son mayores a los 4000, lo que indica teóricamente un régimen de flujo turbulento en prácticamente todo el sistema, no obstante en la base del riser y salida del estrangulador se presenta un número de Reynolds cercano a los 4000, con lo que se considera a esta zona del sistema como propensa a la precipitación de parafinas.

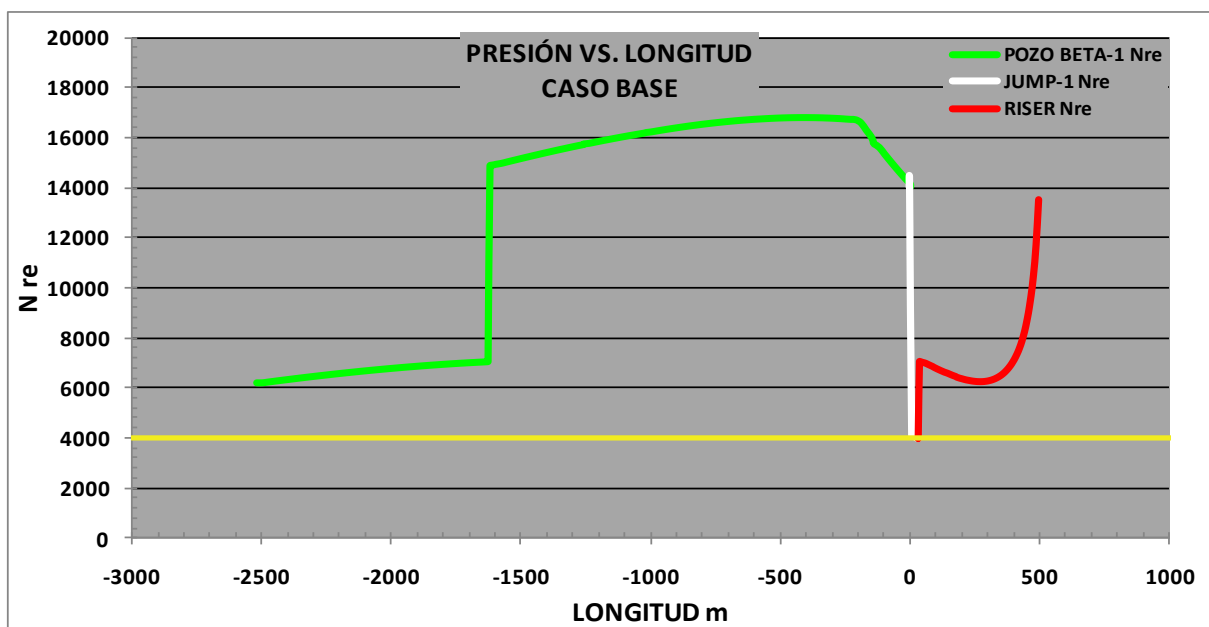


Figura 5.22 Número de Reynolds para escenario caso base.

## CAPÍTULO 5

### 5.3.2.2 Escenario 1.

En la figura 5.23 se ilustran los valores del número de Reynolds a lo largo de todo el sistema, en el cual todo Nre menor a 4000 indica zonas con posible precipitación de parafinas. Se analizará el escenario 1, con aplicación y sin aplicación de equipo de procesamiento submarino.

En la figura 5.23 se aprecia que el régimen de flujo es teóricamente laminar a partir de que la producción sale del pozo hasta la salida del estrangulador donde el régimen de flujo se vuelve prácticamente laminar, lo que significa teóricamente que el estrangulador está propenso a la precipitación y acumulación de parafinas, así como gran parte de la línea de flujo.

Para el caso donde no se aplica equipo de procesamiento submarino se tiene la misma tendencia de precipitación de parafinas, sin embargo esta tendencia comienza un poco antes de los 2000 metros de la línea de flujo.

Por lo que respecta al comportamiento en pozo donde es notable un súbito incremento en el número de Reynold, esto se debe a una disminución del diámetro de pasar de un diámetro de 7 pulgadas en liner a la T.P. de 4 ½ pulgadas; así también se notan que las condiciones de contrapresión en pozo repercuten en el comportamiento del régimen de flujo, pues en el sistema de más presión se tienen valores menores de Nre.

Es de mencionar que en la zona donde se genera el efecto sifón el número de Reynolds tiende a aumentar, pero sin tener una fuerte influencia en el comportamiento de todo el sistema.

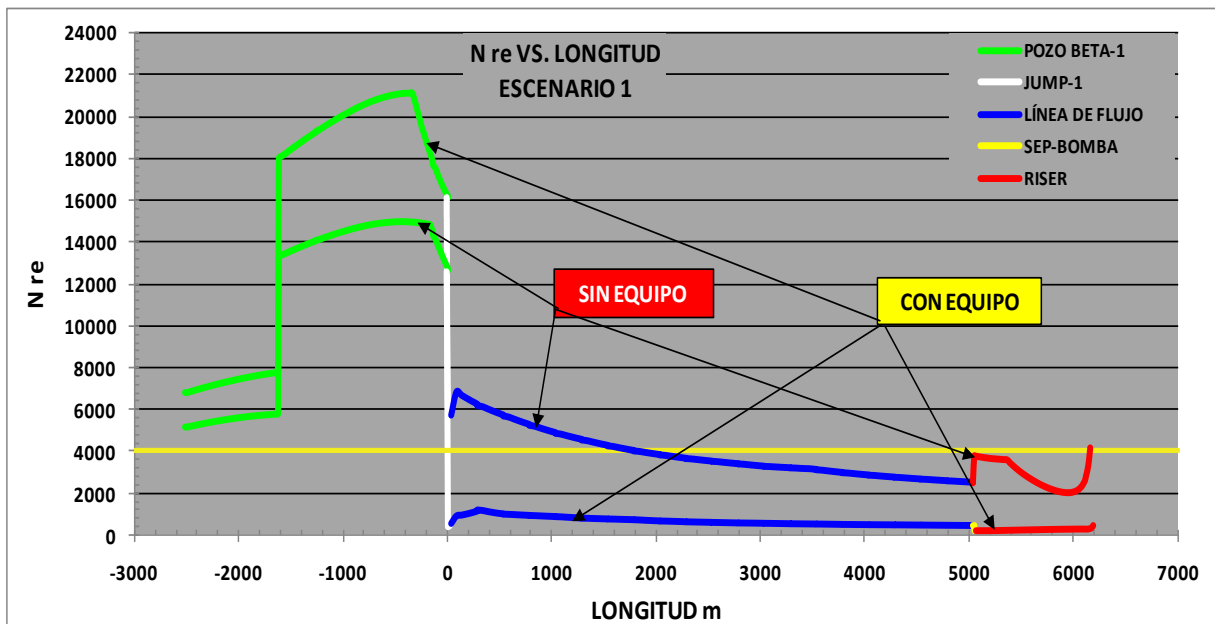


Figura 5.23 Comparación del número de Reynolds para escenario 1.

5.3.2.3 Escenario 2.

Para el escenario 2 el comportamiento de régimen de flujo es semejante al del escenario 1 pues el aplicar equipo de procesamiento submarino como se observa en la figura 5.24 genera régimen de flujo laminar en prácticamente toda la línea de flujo y Riser de producción con excepción del pozo donde se tienen regímenes de flujo turbulentos debido al cambio de diámetro de pasar de liner de 7 pulgadas a T.P. 4 ½ pulgadas, no obstante a la llegada al estrangulador los valores de Nre caen drásticamente por debajo de 4000.

Para el caso 2 se hace constatar que la distancia al punto de entrega influye en gran manera en las características de los regímenes de flujo y en la posibilidad de precipitación de parafinas en el sistema, por lo tanto a mayor distancia al punto de entrega, mayor será la posibilidad de la precipitación de parafinas en el sistema sobre todo en línea de flujo y riser de producción.

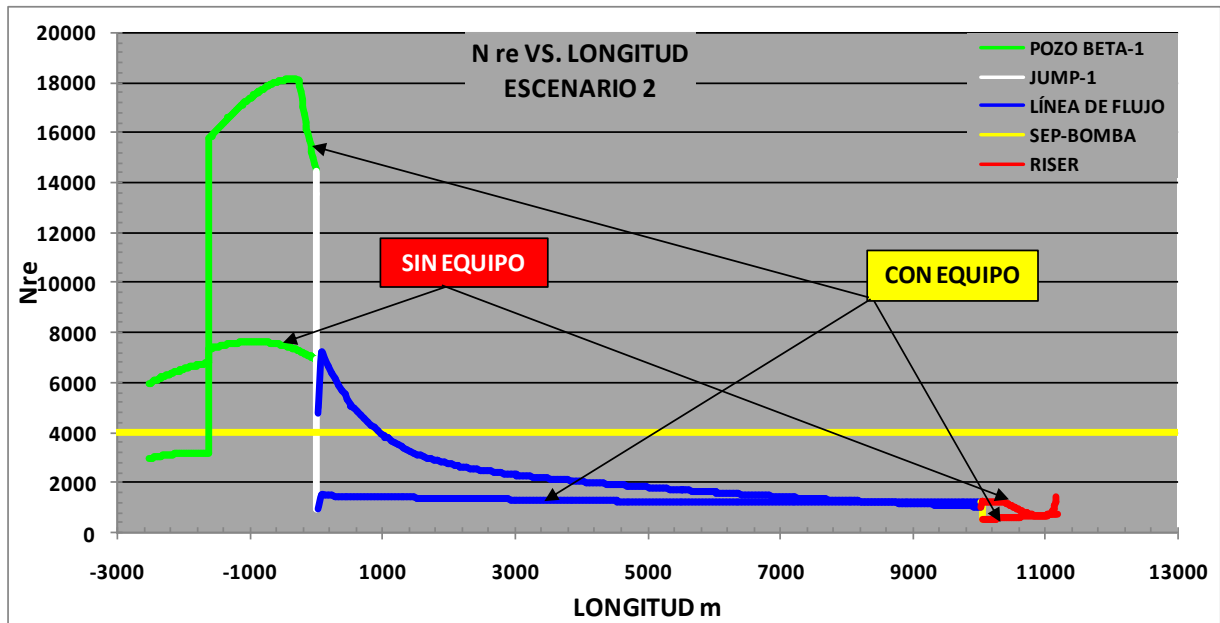


Figura 5.24 Comparación del número de Reynolds para escenario 2.

### 5.3.3 Viscosidad del hidrocarburo.

La viscosidad del hidrocarburo es el principal factor en el manejo en el aseguramiento de flujo para el diseño de instalaciones y operación de proyectos en aguas profundas. Una serie de datos de viscosidades medidos a diferentes temperaturas y presiones son herramientas indispensables en los cálculos de viscosidad, mediante correlaciones PVT; cabe mencionar que la correlación con que se realizaron los cálculos de viscosidad es la de Vázquez.

Ante las bajas temperaturas en aguas profundas, los valores de viscosidad tienden a ser calculados con más dificultad, debido al comportamiento fisicoquímico del fluido producido y por una posible precipitación de parafinas y la tendencia del fluido a comportarse como un fluido no newtoniano.

Para el análisis de aseguramiento de flujo es necesario tener datos de la viscosidad del aceite a condiciones estables (muerto) o a condiciones de flujo (vivo), para el caso del análisis de este sistema se cuenta con datos de viscosidad del aceite a condiciones estándar.

Las siguientes figuras presentan los calculados de viscosidad de la fase líquida a lo largo del sistema submarino de producción, tomando al pozo BETA-1 para el análisis. La línea de flujo y raiser de producción fueron tomados para la realización del análisis, así también se compararon los valores de viscosidad con equipo de procesamiento submarino y sin equipo para analizar cómo éste afecta en la viscosidad del fluido.

5.3.3.1 Caso base.

Para el análisis de la viscosidad del fluido se elaboraron una serie de gráficos donde se muestra viscosidad vs longitud total del sistema, para el caso base y escenarios propuestos, así también se comparó la viscosidad con equipo y sin equipo submarino de procesamiento, de igual forma que en los anteriores análisis se tomo al pozo BETA-1 como referencia para el análisis de viscosidad.

Para el escenario caso base se tienen que los valores de viscosidad en el pozo no son mayores a los 25 Cp, debido a la poca transferencia de calor en el sistema, no obstante es notable el incremento de 77 Cp en el estrangulador, debido al efecto Joule-Thompson, donde la disminución de la temperatura provoca un aumento en los valores de viscosidad del fluido; en lo que respecta al riser de producción, hay aumento de la viscosidad a 155 Cp debido a la mayo transferencia de calor del riser al medio ambiente, no obstante los valores de viscosidad del fluido permiten que este logre subir a superficie sin ningún problema.

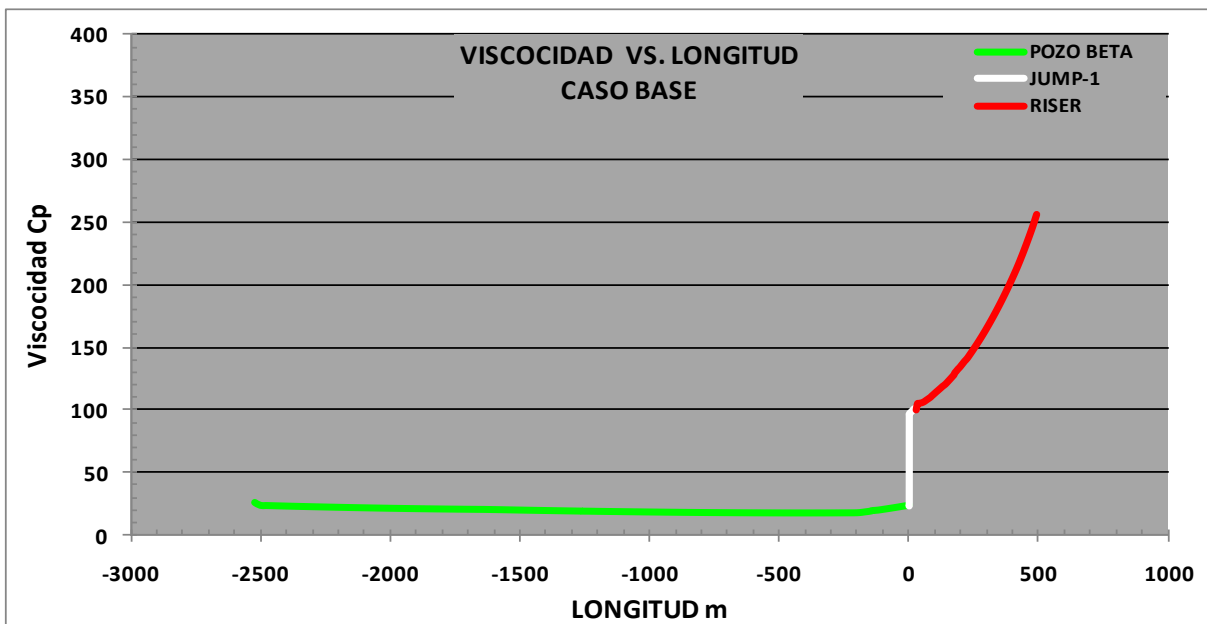


Figura 5.25 Comparación de la viscosidad para escenario caso base.

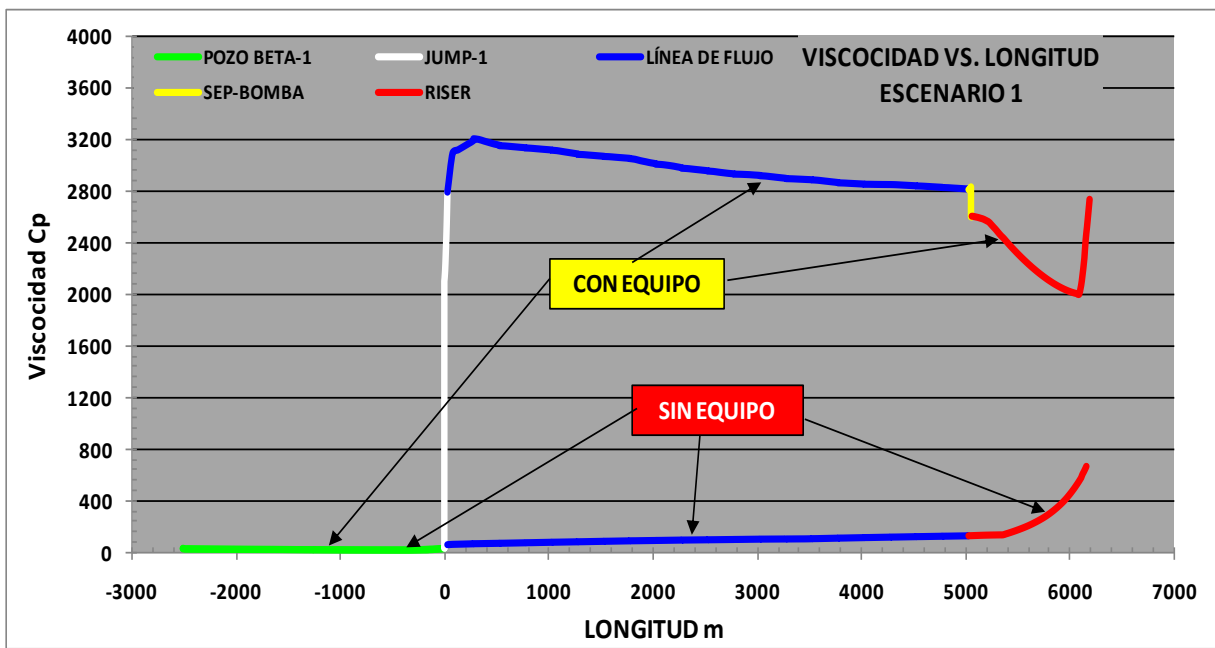
**5.3.3.2 Escenario 1.**

Para el escenario 1 se tiene a la figura 5.26 donde se comparan los valores de viscosidad con equipo de procesamiento submarino y sin equipo; analizando el comportamiento de viscosidades, se aprecia que con la aplicación del equipo de procesamiento submarino incrementan los valores de viscosidad en más de 2500 Cp a la salida del estrangulador, donde la temperatura es de 59 °C, mientras que en el caso sin equipo de proceso la temperatura está 103 °C; por lo que se puede concluir que la temperatura influye en gran manera en sus valores de viscosidad.

Es necesario recalcar que la forma en que se calculó la viscosidad del hidrocarburo fue mediante la correlación de Vázquez; además de la influencia de la temperatura, los valores de presión en el sistema influyen en gran medida debido a las propiedades del fluido producido.

Con equipo de procesamiento submarino se tienen presiones en la línea de flujo por debajo de los 10 Kg/cm<sup>2</sup>, lo que propicia el desprendimiento de los componentes más ligeros de la mezcla de hidrocarburos en forma de gas para dejar a los componentes pesados en la fase líquida y de esta forma se incrementa la viscosidad de la mezcla de hidrocarburos.

Por otro lado la presencia de agua en la producción de hidrocarburo en línea de flujo más el equipo de procesamiento submarino en la base del Riser ayuda a que la viscosidad del hidrocarburo en fase líquida pueda llegar a equipo de procesamiento submarino y subir a superficie.



*Figura 5.26 Comparación de la viscosidad para escenario 1.*

5.3.3.3 Escenario 2.

Para el escenario 2, el comportamiento de viscosidad tiene la misma tendencia que el escenario 1, pero sus valores de viscosidad son menores por 2000 Cp con respecto al escenario 1; no obstante que el escenario 2 maneja valores de temperatura que oscilan entre los 42 y 120 °C, los cuales son menores al escenario 1 y deberían de tener valores de viscosidad mayores que los del escenario 1; No obstante, los rangos de presión también juegan un factor importante en el sistema, debido a las propiedades del fluido producido, pues el desprendimiento de los componentes más ligeros de la mezcla de hidrocarburos consecuencia de las bajas presiones durante su traslado afecta notablemente a la viscosidad del fluido.

Si se comparan las presiones que maneja el escenario 1 con respecto al escenario 2, el escenario 2 tiene valores de presión mayores que oscilan entre 20 Kg/cm<sup>2</sup> ; por lo tanto, la presión en el sistema es un factor determinante en el comportamiento de viscosidad del caso 2 también, Lo anterior se esquematiza con la 5.27.

Los valores de viscosidad obtenidos de las simulaciones tienen un cierto grado de incertidumbre, sin embargo el comportamiento de viscosidad descrito por el simulador en teoría refleja como en realidad el fluido actúa, una vez que se compararon los cálculos del simulador con correlaciones de viscosidad como Chaw y Connolly, Petrosky, Beggs y Robinson, beal y Khan.

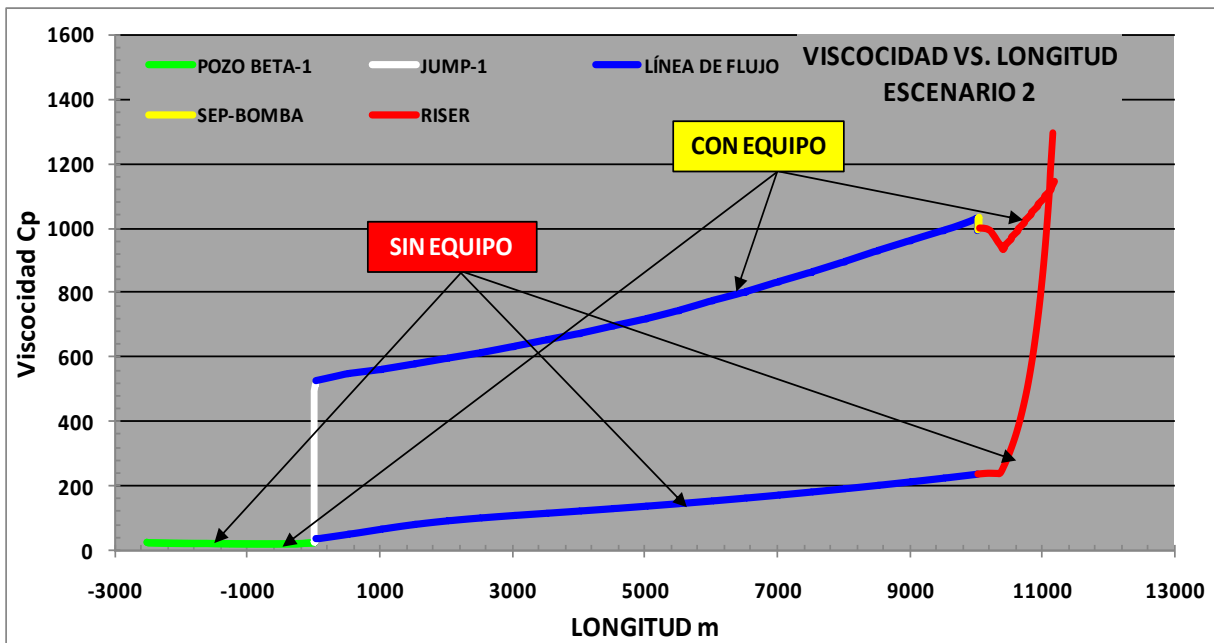


Figura 5.27 Comparación de la viscosidad para escenario2.



### **5.4 Evaluación costos beneficio y costo de producción del sistema submarino de producción simulado.**

Analizados los aspectos técnicos del caso base y escenarios propuestos es necesario realizar el análisis económico, ya que este renglón determina la factibilidad para la aplicación de un proyecto.

En este punto se analizaron los elementos de cada uno de los escenarios simulados del campo hipotético, pero solamente los elementos que tienen que ver con los gastos de capital; es decir, los costos asociados a la adquisición de equipos, la perforación y terminación de pozos. Los equipos estimados para la evaluación son árboles mojados, líneas de flujo, manifolds, jumpers, umbilicales y sistemas de control.

Para la realización de la evaluación costo beneficio y costo producción no se tienen considerados todos los indicadores económicos como para dar respuesta a todas las interrogantes que pudieran surgir respecto a su viabilidad, por lo tanto no deberá de tomarse como una evaluación económica concluyente, sino más bien como una primera aproximación de la rentabilidad de la inversión de los escenarios propuestos.

De los indicadores económicos que se han tomado, ninguno de ellos está en función del tiempo total que dure el proyecto, sino solamente la infraestructura que esté en tiempo presente.

La razón beneficio costo tiene el objetivo de conocer cuantos dólares se recuperarán por cada dólar invertido, esto refleja la rentabilidad del capital que se invierte sin mezclarse con el capital de trabajo lo que representa una buena medida de la rentabilidad de la inversión; para llevar a cabo dicha evaluación se considerará un año de producción a ritmo constante de producción.

El costo de producción da como resultado un costo global de la producción, es decir el costo en dólares por cada barril de aceite equivalente producido. Es bueno tener presente la razón beneficio costo y el costo de producción como indicadores de rentabilidad o eficiencia financiera, entre ellos guardan diferencia sustanciales, las cuales son descritas a continuación.

El que la razón beneficio costo sea grande o pequeña depende en gran medida de los precios de los hidrocarburos que manejan los mercados internacionales, mientras que el costo de producción sólo puede ser abatido por la disminución de los gastos de aceite o por el aumento de la producción de aceite.

## CAPÍTULO 5

La generación de opciones de inversión y su rigurosa evaluación técnica, económica y financiera constituyen una actividad crucial para la supervivencia del negocio y para que los proyectos sean verdaderamente rentables.

En los siguientes puntos se muestran las evaluaciones costo beneficio y costo producción de cada uno de los escenarios propuesto y caso base, para comparar los escenarios, se considera las premisas de **62.53 dls/bl** de aceite de calidad de 21 °API, se toma este precio porque es el precio aproximado de la mezcla mexicana y un ritmo de producción constante de aceite durante un año de acuerdo a lo producido por cada escenario evaluado.

La metodología empleada para la realización de las proyecciones económicas de ingresos, razón beneficio costo y costo unitario de la producción, se describen mediante las siguientes expresiones.

### Ingresos:

(Producción de aceite durante 1 año) × (Precio de barril de aceite) = Ingresos durante 1 año.

### Razón beneficio-costo:

$$\frac{\text{(Ingresos durante 1 año)}}{\text{(Inversión total de infraestructura)}} = \text{Razón beneficio costo.}$$

### Costo unitario de producción:

$$\frac{\text{(Inversión total de infraestructura)}}{\text{(Producción de aceite durante 1 año)}} = \text{Costo unitario de producción.}$$

*Tabla 5.7 ejemplo numérico de proyecciones económicas para caso base.*

<b>Producción de aceite.</b>	$\left( 65067 \frac{\text{blls}}{\text{día}} \right)$
<b>Costo de barril</b>	$\left( 62.53 \frac{\text{dlls}}{\text{bl}} \right)$
<b>Ingresos por año</b>	$\left( 65067 \frac{\text{blls}}{\text{día}} \right) \times \left( 62.53 \frac{\text{dlls}}{\text{bl}} \right) \times \left( \frac{365 \text{días}}{1 \text{año}} \right) = 1,485,053,421 \frac{\text{dlls}}{\text{año}} = 1485.053 \frac{\text{mdd}}{\text{año}}$
<b>Razón beneficio costo.</b>	$\left( \frac{1485.053 \frac{\text{mdd}}{\text{año}}}{754.96 \text{mdd}} \right) = 1.97$
<b>Costo unitario de producción. (barril de aceite)</b>	$\left( \frac{754.96 \text{mdd}}{65067 \frac{\text{blls}}{\text{día}} \times \frac{365 \text{días}}{1 \text{año}}} \right) = 31.79$

*Nota\*. Para los cálculos se considera un gasto de producción y precio de barril de aceite a nivel constante durante 1 año.*

## CAPÍTULO 5

### 5.4.1 Caso base.

Para el caso base se presenta la tabla 5.7 y 5.8 donde se resume la información de costos y la evaluación costo beneficio y costo producción. La tabla 5.7 presenta los costos de la infraestructura básica y pozos para la explotación del caso base, calculando un total de 754.96 mdd.

*Tabla 5.8 Costos para escenario caso base.*

CASO BASE			COSTO (MM dolares)	
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	UNITARIO	TOTAL
<b>Infraestructura</b>				<b>211.00</b>
Riser Flexible	1	PIEZA	23	23
Manifold (6 POZOS)	1	PIEZA	50	50
Jumper (Rigido)	6	PIEZA	3	18
Arbol Mojado Horizontal	6	PIEZA	20	120
<b>Pozos (Perforación, terminación)</b>				<b>543.96</b>
BETA-1	6	POZOS	90.66	543.96
BETA-2				
BETA-3				
BETA-4				
BETA-5				
BETA-6				
<b>Caso base</b>			<b>Total MM de Dolares</b>	<b>754.96</b>

La tabla 5.9 presenta la evaluación de la razón beneficio costo y costo unitario de producción, así como el cálculo de ingresos totales durante un año.

*Tabla 5.9 Evaluación beneficio costo y costo producción para el escenario base.*

<b>Producción de aceite</b>	<b>65067</b>	<b>Bpd</b>
<b>Ingresos</b>	<b>1485.05</b>	<b>MM de Dolares al año</b>
<b>Razon beneficio costo</b>	<b>1.97</b>	<b>Por cada dolar invertido en conceptos se obtendrán</b>
<b>Costo unitario de producción</b>	<b>31.79</b>	<b>Dolares por barril de petroleo crudo equivalente</b>

De acuerdo a los resultados obtenidos el caso base presenta un buen margen de razón beneficio costo y costo unitario del precio de barril de aceite en el mercado; prácticamente se obtiene el doble de lo invertido y manteniéndose a la mitad del costo de barril (62.53 dls/bll), lo que es un buen indicador de la factibilidad económica del escenario caso base.

## CAPÍTULO 5

### 5.4.2 Escenario 1.

Para el escenario 1 se muestran los análisis económicos con aplicación de equipo de procesamiento submarino y sin equipo de procesamiento, de esta manera es posible tener un panorama económico más completo para conocer la manera en que afecta tener o no tener equipo de procesamiento submarino.

La tabla 5.10 presenta la inversión en infraestructura del sistema submarino de producción donde la inversión en línea de flujo y riser de producción representan la principal diferencia con respecto al caso base y escenario 2.

*Tabla 5.10 Costos totales de los elementos del escenario 1 con equipo submarino.*

ESCENARIO 1 CON EQUIPO SUBMARINO			COSTO (MM dolares)	
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	UNITARIO	TOTAL
<b>Infraestructura</b>				<b>215.22</b>
Riser Flexible	1	PIEZA	23	23
Línea de Flujo 16" $\phi$	5000	m	0.0008438	4.22
Manifold (6 POZOS)	1	PIEZA	50	50
Jumper (Rigido)	6	PIEZA	3	18
Arbol Mojado Horizontal	6	PIEZA	20	120
<b>Pozos (Perforación,terminación)</b>				<b>543.96</b>
BETA-1	6	POZOS	90.66	543.96
BETA-2				
BETA-3				
BETA-4				
BETA-5				
BETA-6				
<b>Equipo de proceso submarino</b>				<b>35.00</b>
Bombeo y Separación Submarina.	1	PIEZA	35	35
<b>Escenario 1 Con Equipo Submarino</b>			<b>Toltal MM de Dolares</b>	<b>794.18</b>

Analizando los resultados proyectados en la tabla 5.11 se aprecia que la razón costo beneficio es ligeramente menor al caso base, lo cual implica que la distancia al punto de entrega implica mayor costo por barril a pesar de tener más de 2398 bpd que el caso base.

*Tabla 5.11 Evaluación costo beneficio y costo producción para el escenario 1 con equipo de procesamiento submarino.*

Producción de aceite	67465	Bpd
Ingresos	1539.78	MM de Dolares al año
Razon beneficio costo	1.94	Por cada dolar invertido en conceptos se ontendrán
Costo unitario de producción	32.25	Dolares por barril de petroleo crudo equivalente

## CAPÍTULO 5

El escenario 1 sin equipo de procesamiento los costos del sistema submarino de producción son menores por 35 MMDD, pero que al mismo tiempo significa una disminución en la producción si se compara con el escenario implementándole equipo de procesamiento submarino, esto influye de manera notable en los parámetros económicos analizados de la tabla 5.12.

*Tabla 5.12 Costos totales de los elementos del escenario 1 sin equipo submarino.*

ESCENARIO 1 SIN EQUIPO SUBMARINO			COSTO (MM dolares)	
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	UNITARIO	TOTAL
<b>Infraestructura</b>				<b>215.22</b>
Riser Flexible	1	PIEZA	23	23
Línea de Flujo 16" $\phi$	5000	m	0.0008438	4.22
Manifold (6 POZOS)	1	PIEZA	50	50
Jumper (Rigido)	6	PIEZA	3	18
Arbol Mojado Horizontal	6	PIEZA	20	120
<b>Pozos (Perforación,terminación)</b>				<b>543.96</b>
BETA-1	6	POZOS	90.66	543.96
BETA-2				
BETA-3				
BETA-4				
BETA-5				
BETA-6				
<b>Escenario 1 Sin Equipo Submarino</b>			<b>Total MM de Dolares</b>	<b>759.18</b>

La tabla 5.13 indica que el escenario sin equipo de procesamiento submarino no ofrece los mejores márgenes de ganancias, ante esto es definitivo que si se quiere obtener buenos resultados, es necesario implementar un equipo submarino de procesamiento pues este ofrece mejores resultados en productividad.

*Tabla 5.13 Evaluación costo beneficio y costo producción para el escenario 1 sin equipo de procesamiento submarino.*

Producción de aceite	51949	Bpd
Ingresos	1185.66	MM de Dolares al año
Razon beneficio costo	1.56	Por cada dolar invertido en conceptos se obtendrán
Costo unitario de producción	40.04	Dolares por barril de petroleo crudo equivalente

## CAPÍTULO 5

### 5.4.3 Escenario 2.

El escenario dos presenta el peor escenario económicamente hablando pues es el que mayores costos de infraestructura requiere y peor productividad tiene aún en el caso de tener equipo de procesamiento submarino éste no influye para mejorar los indicadores económicos, al comparar este escenario con el caso base y escenario 1 queda claro que el escenario 2 tiene los peores argumentos económicos como propuesta de proyecto.

Tabla 5.14 Costos totales de los elementos del escenario 2 con equipo submarino.

ESCENARIO 2 CON EQUIPO SUBMARINO			COSTO (MM dolares)	
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	UNITARIO	TOTAL
<b>Infraestructura</b>				<b>219.44</b>
Riser Flexible	1	PIEZA	23	23
Línea de Flujo 16" φ	10000	m	0.0008438	8.44
Manifold (6 POZOS)	1	PIEZA	50	50
Jumper (Rigido)	6	PIEZA	3	18
Arbol Mojado Horizontal	6	PIEZA	20	120
<b>Pozos (Perforación,terminación)</b>				<b>543.96</b>
BETA-1	6	POZOS	90.66	543.96
BETA-2				
BETA-3				
BETA-4				
BETA-5				
BETA-6				
<b>Equipo de proceso submarino</b>				<b>35.00</b>
Bombeo y Separación Submarina.	1	PIEZA	35	35
<b>Escenario 2 Con Equipo Submarino</b>			<b>Total MM de Dolares</b>	<b>798.40</b>

La tabla 5.15 presenta la evaluación económica de la razón beneficio costo la ganancia es de 0.71 dólar por cada dólar de inversión, lo que resulta un proyecto poco factible a pesar de contar con equipo de procesamiento submarino.

Tabla 5.15 Evaluación costo beneficio y costo producción para el escenario 2 con equipo de procesamiento submarino.

Producción de aceite	60087.5	Bpd
Ingresos	1371.40	MM de Dolares al año
Razon beneficio costo	1.72	Por cada dolar invertido en conceptos se obtendrán
Costo unitario de producción	36.40	Dolares por barril de petroleo crudo equivalente

## CAPÍTULO 5

El escenario 2 sin equipo presenta los peores resultados de productividad pues tiene una diferencia de 35904 bpd en comparación con el escenario 1 con equipo de procesamiento submarino, lo cual por demás indica que económicamente no es viable.

*Tabla 5.16 Costos totales de los elementos del escenario 2 sin equipo submarino.*

ESCENARIO 2 SIN EQUIPO SUBMARINO			COSTO (MM dolares)	
CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	UNITARIO	TOTAL
<b>Infraestructura</b>				<b>219.44</b>
Riser Flexible	1	PZA	23	23
Línea de Flujo 16" φ	10000	m	0.0008438	8.44
Manifold (6 POZOS)	1	PZA	50	50
Jumper (Rigido)	6	PZA	3	18
Arbol Mojado Horizontal	6	PZA	20	120
<b>Pozos (Perforación,terminación)</b>				<b>543.96</b>
BETA-1	6	POZOS	90.66	543.96
BETA-2				
BETA-3				
BETA-4				
BETA-5				
BETA-6				
<b>Escenario 2 Sin Equipo Submarino</b>			<b>Tolal MM de Dolares</b>	<b>763.40</b>

Continuando con el análisis del escenario en la tabla 5.17, se presenta la razón beneficio costo donde existe una pérdidas de 0.06 dólares por cada barril de aceite producido y un costo unitario de producción superior por 3.74 dólares en comparación al valor fijado para su venta en el mercado de 62.53 dlls/bll,

*Tabla 5.17 Evaluación costo beneficio y costo producción para el escenario 2 sin equipo de procesamiento submarino.*

<b>Producción de aceite</b>	<b>31560.9</b>	<b>Bpd</b>
<b>Ingresos</b>	<b>720.33</b>	<b>MM de Dolares al año</b>
<b>Razon beneficio costo</b>	<b>0.94</b>	<b>Por cada dolar invertido en conceptos se ontendrán</b>
<b>Costo unitario de producción</b>	<b>66.27</b>	<b>Dolares por barril de petroleo crudo equivalente</b>

## CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES.

Como resultado de este trabajo, se emiten una serie de conclusiones y recomendaciones, con la finalidad de que sean consideradas durante la etapa de planeación y visualización de proyectos.

### **Las conclusiones de este trabajo de tesis son las siguientes:**

- El efecto sifón es un fenómeno hidráulico que se genera en zonas de baja presión, lo que ocasiona un efecto de succión y tiene mejores resultados entre más cerca se genere de la cabeza del pozo disminuyendo la contrapresión e incrementando su productividad.
- Es posible aprovechar las condiciones del terreno en pendiente negativa para incrementar la productividad de los pozos mediante el efecto sifón, siempre y cuando se cuente con equipo de procesamiento submarino.
- Las características de los escenarios, influyen de manera importante en el comportamiento hidráulico, así como en la productividad del sistema.
  - ✓ A menor distancia se encuentre el punto de entrega, mayores pueden ser los beneficios en la productividad de los pozos debido al efecto sifón.
  - ✓ A mayor distancia este el punto de entrega, el efecto sifón disminuirá o muy posiblemente sea anulado.
- El efecto sifón tiene un mejor desempeño en hidrocarburos de bajo encogimiento, debido al menor desprendimiento de gas el cual a grande volúmenes que anularía su generación.
- De acuerdo a los resultados de las simulaciones y con apoyo del programa HYDOFF, ninguno de los escenarios presenta problemas de formación de hidratos de gas en alguno de sus componentes.
- De acuerdo a los perfiles de número de Reynolds, todos los escenarios simulados presentan tendencia a la precipitación y adhesión de parafinas, principalmente en la línea de flujo y Riser de producción debido a que presentan régimen de flujo laminar. Este comportamiento de acentúa con la aplicación de equipo de procesamiento submarino.
- Con la aplicación de equipo de procesamiento submarino y la generación del efecto sifón existen beneficios en la capacidad de transporte de la línea de flujo, pues es posible transportar más volumen de hidrocarburos con menor presión de la salida del manifold de producción.
- No utilizar equipo de procesamiento submarino ocasiona que la columna de líquido se acumule en el Riser y se produzca contrapresión a la línea de flujo y



cabeza de pozos, afectando la productividad de manera negativa y anulando el efecto sifón.

- El factor que influye más en la productividad de los escenarios 1 y 2 no es el efecto sifón, sino la aplicación de equipo de procesamiento submarino el cual amplifica las bajas presiones del efecto sifón.
- De acuerdo a la evaluación de costo beneficio y costo unitario, el margen de ganancia para el escenario caso base es el mejor si se compara con los escenarios 1 y 2; no obstante, no se cuenta con los suficientes indicadores económicos para determinar si es rentable la aplicación de aprovechar el efecto sifón en condiciones de pendiente negativa del relieve del lecho marino, por lo tanto es necesaria una evaluación más amplia para determinar si es viable su aplicación.
- La aplicación de los sistemas submarinos de producción se encuentran en constante desarrollo y representan una gran oportunidad para maximizar las oportunidades de éxito en los proyectos de aguas profundas; por lo tanto, es importante tener un pleno dominio y conocimiento de ellos.

**Las recomendaciones emitidas a partir de este trabajo de tesis se presentan en los siguientes puntos:**

- El aprovechamiento del relieve del lecho marino mediante el efecto sifón tiene como limitantes de aplicación a los campos o pozos en etapas de explotación final, debido a que estos han alcanzado su presión de burbuja y su relación gas aceite aumenta, aportando mayor volumen de gas y nulificando el efecto sifón, así como también está limitado para fluidos con características de alto encogimiento como, condensados y ligeros.
- Se recomienda aplicarse en pozos con alta energía en el yacimiento es decir que sean pozos fluyentes, debido a que los sistemas artificiales de producción impulsados por gas anularan al el efecto sifón debido a la alta cantidad de gas disuelto en el aceite.
- Se deberá tener bien conocida las propiedades reológicas del aceite, así como las propiedades de los fluidos producidos, debido a las posibles contingencias u operaciones especiales (Paros y arranques, corridas de diablo) que se realicen en aguas profundas, además de conocer las aplicaciones técnicas disponibles en caso de una contingencia.
- Emplear software especializado en el transporte de hidrocarburos en líneas multifásicas, preferentemente simuladores en estado transitorio para la predicción de posibles problemas de inestabilidad hidráulica en pozos, líneas de flujo y riser de producción.

- Se recomienda calibrar o manejar otros factores para el manejo de la viscosidad de acuerdo al simulador utilizado, debido a que prácticamente todos ellos tienen severas deficiencias en sus cálculos de viscosidad.
- Aplicar métodos de flujo multifásico que mejor se ajusten a las propiedades de los crudos pesados y extrapesados, en este renglón es difícil encontrar métodos específicamente diseñados para crudos extrapesados pero Beggs y Brill es recomendable bajo las condiciones de los modelos propuestos.
- Se recomienda realizar estudios geológicos de las zonas para la detección de posibles riesgos como deslaves o deslizamientos de las superficies donde se instalen las líneas de flujo y se lleve a cabo su puesta en operación.
- Realizar estudios ambientales del ecosistema en las zonas donde se planea instalar las líneas de flujo con el objetivo de no provocar daños al medio ambiente y que a su vez el medio ambiente no cause estragos a las instalaciones.
- Tener bien definido la forma en que se procesará el hidrocarburo, se recomienda se emplee de ser posible un equipo de procesamiento submarino, debido a su mayor cercanía con los pozos productores y los beneficios que esto trae en su separación en lo que refiere a la menor pérdida de presión a lo largo de la línea de flujo.
- El simulador empleado para la elaboración de las simulaciones de esta tesis es recomendable para condiciones semejantes a las descritas en este trabajo de tesis, pero deberá de tenerse bien definida las propiedades de transferencia de calor a lo largo de todo el sistema.

## BIBLIOGRAFIA.

1. *Transporte de hidrocarburos por ductos. Garaicochea Petrirena, Francisco, Bernal Huicochea, César. López Ortiz, Oscar. Colegio de Ingenieros Petroleros, A.C. México D. F. 1991.*
2. *Conceptos básicos para la técnica de análisis nodal, M.I Cesar Nájera Moreno, Activo Integral Samaria Luna, Septiembre 2006.*
3. *Optimización de la producción, Msc. Ricardo Maggiolo , Taller de capacitación ESP OIL INTERNATIONAL Training Group 7-11 Julio 2008 Lima Perú.*
4. *Multiphase Design Manual,(A referente manual of design methods for multiphase oil ang gas production systems), British Petrol Exploration Diciembre 1994.*
5. *Production Optimization Using Nodal<sup>TM</sup> Análisis, H.Dale Beggs Segunda edición 2003, OGCI and Petroskills Publication, Tulsa Oklahoma.*
6. *Tesis para obtener el titulo de Ing. Químico “Construcción y aplicación de un modelo de simulación de flujo bifásico en régimen transitorio en tuberías de un sistema de transporte costa afuera mediante el uso del simulador OLGA” Carlos Corsi Regalado ENEP Acatalan, UNAM, Cuatitlan Izcalli Edo Mex 2009.*
7. *“A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes” Dale Beggs, H., P. Brill, James. Journal of Petroleum Technology. Mayo, 1973. Págs.: 607-617.*
8. *“Evaluation of inclined-pipe, two-phase Liquid Holdup and Pressure- Loss Correlations Using Experimental Data” Payne et al, C.M. Palmer, J.P. Brill, H.D. Beggs, Septiembre, 1979 JPT, Págs: 1198-1208.*
9. *“Liquid Holdup correlations for inclined Two- Phase Flow” Hemanta Mukherjee, Journal of Petroleum Technology.. Brill, JPT ,Mayo, 1983. Págs: 1003-1008.*
10. <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/conceptosbasicosmfluidos/numerofroude/numerofroude.html>
11. *. Transferencia tecnológica IMP 2008 proyecto D.00384.*
12. *. Tesis para obtener el título de Ing. Petrolero, “Criterios para la selección de la arquitectura en campos de aguas profundas”, Carlos Antonio Juárez Talancón, Facultad de Ingeniería C.U. UNAM México D.F. 2009.*

13. *Tesis para obtener el título de Ing. Petrolero, "Soluciones de producción para campos en aguas profundas", Ávalos García Marcos, Contreras Estrella Juan Manuel, Facultad de ingeniería C.U. UNAM México.*
14. *Programa de residencias profesionales de especialidades de Pemex Exploración y Producción e IMP, Compañía Cameron 2007.*
15. *Programa de exploración de campos en aguas profundas, "Aplicación de vehículos operados a control remoto (ROV's)" proyecto D.00384 Febrero 2008.*
16. *Specifications for subsea umbilicals, API specification 17-E, Third edition, July 2003*
17. *Remotly Operated Vehicle (ROV) interface on subsea production systems, ANSI/API Recommended practice 17H, first edition, July 2004, Identical to ISO 13628-8:2002.*
18. *Glosario aguas profundas, Cameron, Glosario de sistemas submarinos, Cameron, Axel Eggerman Octubre 2006.*
19. *Transferencia tecnológica IMP Junio 2008 Proyecto D.00378, "Metodología de análisis e ingeniería conceptual de sistemas flotantes de producción en aguas profundas".*
20. *"Primer ciclo de visualización", presentación capítulo VIII Estudio especial de sistemas submarinos.*
21. *. [www.c-a-m-.com/content/dps/sub/index](http://www.c-a-m-.com/content/dps/sub/index).*
22. *Offshore engineer, April 2009, Volume 34, Number 4, Commanding the deeps, Pag. 36-67.*
23. *"Apuntes de la asignatura de comportamiento de pozos" mayo 1995 Facultad de ingeniería*
24. *Heavy oils: a worldwide overview. Amy Hinkley, M. Batzle, Colorado School of Mines, Golden U.S.A. The leading edge, volumen 25 pag 742-749 Junio 2006.*
25. *BP exploration multiphase design manual. A reference manual of design methods for multiphase oil and gas production sistems. Section 1 multiphase fundamets, section 20 multiphase flow through deepwater systems.*
26. *. Advances in deepwaer-pipelines route selection – a gulf of Mexico case study. N.P. Tootill, intec engineering partnership; M.P. Vandenbassche, BP America Inc.*

27. *Effects of subset processing on deepwater environments in the gulf of Mexico OCS study MMS 2008-022 U.S. department of interior, minerals, management service gulf of Mexico OCS region.*
28. *.Programa de exploración de campos en aguas profundas, proyecto D.00378. Transferencia tecnológica del proyecto “asesoría especializada para la optimización en tiempo real de sistemas de producción en aguas profundas” junio 2008 IMP.*
29. *Proyecto D.00278 Raíz de aseguramiento de flujo. Producto integral de aseguramiento de flujo.*
30. *Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso Armin Amin, Mark Riding, Randy Shepler, Eric Sirmedstard Roshuron, Texas E.U.A.*
31. *Curso de olga Enero 2010 IMP Ing Carlos Corsi Regalado.*
32. *Conceptos básicos para la técnica de análisis nodal M.I. César Eugenio Najera Moreno, Septiembre de 2006 Activo integral Samaria Luna Región Sur Villahermosa Tabasco.*
33. *.Offshore Pipelines. Dr Boyung Guo, Dr Shanhong Song, Jacob Chaco, Dr. Ali Ghalambor Elsevier 2008.*
34. *OTC 15281 Technical Challenges for offshore heavy oil field development C.D. Wehunt, N.E. Burke, S.G. Noonan, Chevron Texaco exploration & Production technology Co. and T.R. Bard, Chevron Texaco Overseas Petroleum, Inc.*
35. *OTC 19262 How Subsea Processing Impacts Flow Assurance and Field Architecture in Ultra Deepwater J.F. Saint-Marcoux, ASME and T. Fontfreyde, Acergy*
36. *SPE 27061, Multiphase Transportation of High Waxy Crudes R. Rai, SPE, and B. Sarkar, and V. Dalal, KEPT, ONGC*
37. *OTC 18198, Application of Subsea Processing and Boosting in Campos Basin M.W. Figueiredo, C. Kuchpil, and E.F. Caetano, Petrobrás.*
38. *OCT 19880 Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-Salt Cluster, Santos Basin, Brazil, R.L.C. Beltrao, C.V.M. Lange, J.R. Fangudes Netto and C.C.D. Henriques; PETROBRAS.*
39. *OCT 20134 Sirio Pilot- Projeet-First Offshore Extra Heavy and Viscous Oil (12.3 API) Ever Produced, Alexandre Dutra Sayd, Andre Luiz B, Marcelo Brennand.*

40. *OTC 15281, Technical Challenges for Offshore Heavy Oil Field Developments*  
C.D. Wehunt\*, N.E. Burke\*, S.G. Noonan\*, ChevronTexaco Exploration & Production Technology Co., and T.R. Bard, ChevronTexaco Overseas Petroleum, Inc.
41. *OTC 15283, Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras Experience*  
A.C. Capeleiro Pinto, C.C. M. Branco; J.S. de Matos; P.M. Vieira, S. da Silva Guedes ; C. Pedroso Jr.; A.C. Decnop, Coelho; M.M. Ceciliano, Petrobras S. A.
42. *OTC 16682,Unlocking Deepwater Heavy Oil Reserves - A Flow Assurance Perspective* Ajay P. Mehta, George J. Zabaraz, Wade Schoppa, David J. Peters, Shell Global Solutions (US) Inc.
43. *OTC 16687,A Perspective View of Flow Assurance in Deepwater Fields in Brazil*  
R.M.T. Camargo, Petrobras; M.A.L. Gonçalves, Petrobras; J.R.T. Montesanti, Petrobras; C.A.B.R. Cardoso, Petrobras; and K. Minami, Petrobras