



01174
6

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN
ECONÓMICAMENTE RENTABLES PARA LOS PROSPECTOS PETROLEROS EN
AGUAS PROFUNDAS: APLICACIÓN AL ACTIVO KU MALOOB ZAAP.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
**MAESTRO EN INGENIERÍA
(PETROLERA)**

PRESENTA:

ING. FERNANDO JUÁREZ SÁNCHEZ

DIRECTORES DE TESIS:

DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO
M. I. LUZBEL NAPOLEÓN SOLÓRZANO
M. C. RAFAEL NAVARRO ROSALES



MÉXICO, D.F.

2003



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

**A mí esposa Blanca Estela,
por su apoyo y comprensión
en los momentos difíciles.**

Autor: Biblioteca Central de Bibliotecas de la
UNAM a través en formato electrónico e impreso el
contenido de mi trabajo personal.

NOMBRE: Fernando Juárez

Sanahoy

FECHA: 24/Sept/05

FIRMA: Fernando Juárez

**A mis hijos: Blanquita y Fernando,
porque maravillosamente esparcen alegría y felicidad
en nuestro hogar.**

**A mis padres, a quien debo los valores
que me han guiado en la vida.**

**Al Lic. Luis Montes González,
quien además de tío ha sido el maestro
que orienta y apoya.**

Mi especial agradecimiento a los profesores:

Dr. Fernando Samaniego Verduzco,

M. I. Luzbel Napoleón Solórzano,

M. C. Rafael Navarro Rosales,

por la dirección del presente trabajo.

A los profesores:

Dr. Guillermo Domínguez Vargas,

Dr. Daniel García Gavito,

por sus comentarios y sugerencias.

A las autoridades de la Región Marina Noreste de Pemex Exploración y Producción, por haberme dado la oportunidad de conocer más disciplinas relacionadas con la Ingeniería Petrolera.

CONTENIDO

	Páginas
RELACIÓN DE TABLAS	II
RELACIÓN DE FIGURAS	IV
RESUMEN	VIII
INTRODUCCIÓN	XI
CAPITULO 1	1
DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES MARINAS Y SU EQUIPO DE FONDO	1
1.1.- PLATAFORMAS	1
1.1.1.- PLATAFORMAS FIJAS	4
1.1.2.- TORRES FLEXIBLES	5
1.1.3.- PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES	7
1.1.4.- PLATAFORMAS DE PIERNAS TENSADAS (TLP)	8
1.1.5.- SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y DESCARGA (FPSO)	11
1.1.6.- BARCAZAS Y BARCOS	12
1.2.- EQUIPO DE FONDO	14
1.2.1.- TEMPLETES	14
1.2.2.- CABEZALES SUBMARINOS	15
1.2.3.- ARBOLES DE PRODUCCIÓN SUBMARINOS	16
1.2.4.- MANIFOLDS	18
1.2.5.- RISERS	20
1.2.6.- LÍNEAS FLEXIBLES	22
1.2.7.- SISTEMAS DE AMARRE	24
1.2.8.- SISTEMAS DE CARGA COSTA AFUERA	25
1.2.9.- SISTEMAS DE CONTROL REMOTO (ROV)	28
CAPITULO 2	30
PROCESO PARA LA SELECCIÓN DE ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN EN PROSPECTOS PETROLEROS	30
2.1.- CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	31
2.2.- LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES	33
2.2.1.- CORRIENTES	33
2.2.2.- OLAS	34
2.2.3.- VIENTO	35
2.2.4.- MAREA	35
2.3.- FILOSOFÍA DEL DISEÑO Y REGULACIONES	36
2.4.- REQUERIMIENTOS FUNCIONALES	37
2.5.- ESQUEMAS DE DESARROLLO	38
2.5.1.- TECNOLOGÍA DISPONIBLE	39
2.5.2.- TIPO DE DESARROLLO	40
2.5.3.- REQUERIMIENTOS DEL PROCESO	42
2.6.- PROCESO DE SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN MARINOS	43
CAPITULO 3	62
EVALUACION ECONÓMICA Y PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA PROYECTOS ECONÓMICAMENTE RENTABLES	62
3.1.- ANÁLISIS DE RIESGO	63
3.2.- PROGRAMA DE CÓMPUTO	67
3.3.- PERFILES DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS	75
3.4.- COSTOS	85
3.5.- ESTADO DE RESULTADOS	93
CAPITULO 4	98
APLICACIÓN DE UN CASO PARA EL DESARROLLO DE PROSPECTOS EN EL ACTIVO KU MALOOB ZAAP	98
4.1.- LOCALIZACIÓN DE PROSPECTOS	103
4.2.- ESQUEMAS DE DESARROLLO	107
4.3.- BASES DE ESTUDIO	111
4.4.1.- INVERSIONES	116
4.4.2.- INDICADORES ECONOMICOS	133
4.4.3.- OBSERVACIONES	158
CONCLUSIONES	161
NOMENCLATURA	163
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	164
ANEXOS	166

RELACION DE TABLAS

No.		Pag.
1	APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE DIFERENTES TIRANTES DE AGUA	2
2	RESERVAS DE LOS 10 PROSPECTOS	71
3	NUMERO DE POZOS PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS	72
4	RESERVA PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS	73
5	RITMOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS	74
6	RITMOS DE PRODUCCION DE GAS POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS	75
7	COSTO DE PERFORACIÓN DE POZOS PARA DIFERENTES PLATAFORMAS	87
8	COSTO DE PLATAFORMAS PARA DIFERENTES TIRANTES DE AGUA	88
9	COSTOS DE LA OBRA ASOCIADA POR POZO, A DIFERENTES TIRANTES DE AGUA	89
10	COSTO DE DUCTOS	90
11	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	91
12	COSTO DE EQUIPO DE PROCESO	92
13	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	113
14	INVERSIONES PLATAFORMAS FIJAS T.A. 125 M	117
15	INVERSIONES GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS FIJA T.A. 125 M.	117
16	INVERSIONES PLATAFORMAS SS T.A. 125 M	118
17	INVERSIONES GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS, SS T.A. 125 M	118
18	INVERSIONES PLATAFORMAS FPSO T.A. 125 M	119
19	INVERSIONES PLATAFORMAS PF, SS, FPSO T.A. 125 M	119
20	INVERSIONES PLATAFORMAS PF, SS, FPSO T.A. 125 M	120
21	INVERSIONES PLATAFORMAS PF, SS, FPSO T.A. 125 M	120
22	INVERSIONES GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS, FPSO T.A. 125 M	120
23	INVERSIONES PLATAFORMA FIJA T.A. 350 M	121
24	INVERSIONES OPERACIÍN Y MANTTO. PLATAFORMAS PF. T.A. 350 M	121
25	INVERSIONES PLATAFORMAS SS T.A. 350 M	122

26	INVERSIONES OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS SS. T.A. 350 M	122
27	INVERSIONES PLATAFORMAS FPSO T.A. 350 M	123
28	INVERSIONES OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS FPSO. T.A. 350 M	123
29	INVERSIONES PLATAFORMAS CPT T.A. 350 M	124
30	INVERSIONES OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS TF. T.A. 350 M	124
31	INVERSIONES PLATAFORMAS TLP T.A. 350 M	125
32	INVERSIONES OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS TLP. T.A. 350 M	125
33	INVERSIONES PLATAFORMAS PF, SS, FPSO, TF, TLP. T.A. 350 M	126
34	INVERSIONES PLATAFORMAS PF, SS, FPSO, TF, TLP. T.A. 350 M	126
35	INVERSIONES PLATAFORMAS PF, SS, FPSO, TF, TLP. T.A. 350 M	126
36	COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS	128
37	COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS	128
38	COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS	129
39	COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS	130
40	COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS	130
41	COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS	131
42	COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS	132
43	COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS	132
44	COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS	133

RELACION DE FIGURAS

No.		Pag.
1	DIFERENTES PLATAFORMAS CENTRALES PARA DISTINTOS ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN EN CAMPOS MARINOS	3
2	PLATAFORMA FIJA (OCTÁPODO)	4
3	TORRE FLEXIBLE	6
4	PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE (FLOTANTE)	8
5	PLATAFORMA DE PIERNAS TENSADAS (TLP)	10
6	TIPOS DE SISTEMAS FLOTANTES PARA LA PERFORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MARINOS	12
7	BARCO PERFORADOR	13
8	TEMPLETE DE PERFORACIÓN	15
9	CABEZAL DE PRODUCCIÓN SUBMARINO	16
10	ÁRBOL MOJADO CON EL APAREJO DE PRODUCCIÓN	17
11	MANIFOLD RECOLECTOR PARA 7 POZOS PRODUCTORES	19
12	RISERS VERTICAL SUMINISTRANDO PRODUCCIÓN A EMBARCACIÓN	21
13	ELEMENTOS QUE COMPONEN UNA LÍNEA FLEXIBLE PARA APLICACIÓN DINÁMICA	23
14	BARCO PARA TENDER LÍNEAS FLEXIBLES	24
15	SISTEMAS DE CARGA EN MAR ABIERTO	26
16	MOVIMIENTOS DE LAS UNIDADES FLOTANTES	36
17	ESQUEMAS DE DESARROLLO EN CAMPOS MARINOS	46
18	SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CONTRA EL TIRANTE DE AGUA	49
19	SISTEMA DE PRODUCCIÓN EMPLEANDO PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE	51
20	SISTEMA DE PRODUCCIÓN EMPLEANDO FPSO	52
21	SISTEMA DE PRODUCCIÓN EMPLEANDO PLATAFORMA FIJA	55
22	SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON "TIE IN"	60
23	DATOS DE ENTRADA DEL PROGRAMA DE COMPUTO	70
24	PERFILES DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	76

25	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	77
26	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	77
27	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE GAS POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	78
28	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE GAS POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	79
29	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE GAS POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	79
30	TENDENCIAS DE LOS COSTOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS	87
31	TENDENCIAS DE COSTOS DE PLATAFORMAS	88
32	TENDENCIAS DEL COSTO DE OBRA ASOCIADA AL POZO	89
33	TENDENCIA DE COSTOS DE OLEODUCTOS Y GASODUCTOS	90
34	TENDENCIAS DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	91
35	TENDENCIAS DEL COSTO DE EQUIPO DE PROCESO	92
36	REQUERIMIENTOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y GAS 2002-2010	99
37	REQUERIMIENTOS NACIONALES DE HIDROCARBUROS EN FUNCIÓN DEL CRECIMIENTO INTERNO	100
38	TENDENCIA DE LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS Y REQUERIMIENTOS FUTUROS	101
39	REGIÓN MARINA EN LA SONDA DE CAMPECHE	102
40	LOCALIZACIÓN DE LOS DIEZ PROSPECTOS	104
41	LECHO MARINO DE LA SONDA DE CAMPECHE	105
42	LOCALIZACIÓN DE LOS DIEZ PROSPECTOS LOCALIZADOS EN LAS INMEDIACIONES AL ACTIVO KU-MALOOB-ZAAP	106
43	ALTERNATIVAS 1 DE LÍNEAS	108
44	LECHO MARINO DE LA SONDA DE CAMPECHE	109
45	ALTERNATIVAS 2 DE LÍNEAS	110
46	ALTERNATIVAS 3 DE LÍNEAS	111
47	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE REGIONAL, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	134
48	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIAVA 1 DE LÍNEAS	136
49	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIAVA 2 DE LÍNEAS	136

50	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIAVA 3 DE LÍNEAS	137
51	COSTO PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	138
52	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	139
53	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	140
54	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO REGIONAL, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	141
55	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	142
56	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	142
57	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	143
58	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	143
59	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	144
60	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO REGIONAL, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	144
61	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	145
62	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	145
63	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	146
64	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	146
65	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	147
66	COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 LÍNEAS	147
67	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	149
68	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	149
69	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	150
70	TASA DE RENDIMIENTO PROMEDIO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	151
71	TASA DE RENDIMIENTO PROMEDIO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	151
72	TASA DE RENDIMIENTO PROMEDIO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	152
73	TASA INTERNA DE RETORNO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	153

74	TASA INTERNA DE RETORNO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	153
75	TASA INTERNA DE RETORNO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	154
76	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	155
77	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	156
78	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	156
79	RAZÓN BENEFICIO COSTO DE DIEZ PROSPECTOS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	157

RESUMEN

En el presente trabajo se establece una metodología para seleccionar esquemas de explotación económicamente rentables para desarrollar prospectos petroleros costa afuera; en el estudio se determinan los indicadores económicos de cinco sistemas de producción en tirantes de agua entre 125 y 500 metros, considerando las inversiones y gastos necesarios desde la ingeniería de diseño, administración del proyecto e incluyendo el abandono del campo.

En la Sonda de Campeche a pesar de que se han perforado pozos exploratorios en tirantes de agua de aproximadamente 400 metros, la terminación y explotación de hidrocarburos se ha circunscrito en tirantes de agua menores a 100 metros; donde se han empleado sistemas de producción fijos y de almacenamiento (FSO) con fines de exportación.

Sin embargo, debido a que la demanda interna de hidrocarburos va aumentando con el tiempo, es necesario incrementar el ritmo de reposición de las reservas, para no tener que importar crudo, ya que actualmente el volumen de extracción es superior al primero; no obstante lo anterior, a pesar de nuevos desarrollos tecnológicos y nuevos descubrimientos, el reto es grande para abastecer la demanda interna.

Es importante señalar que para disponer de la producción de un nuevo yacimiento, al menos se requiere de dos a cinco años, tiempo que puede incrementarse, ya que los procesos de producción son más complejos en la medida en que se incrementa el tirante de agua, sobre todo cuando no se cuenta con experiencia en determinada tecnología.

En el estudio de factibilidad de un proyecto se necesita recolectar y analizar la información, identificar las posibilidades técnicas, seleccionar las alternativas y

calcular los beneficios económicos. Las imprecisiones o defectos del estudio pueden traducirse en la ruina del proyecto; por ello, es responsabilidad de la administración la decisión final de invertir o cancelar el proyecto.

En prospectos donde el volumen de reservas es menor a 100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las inversiones enormes, el riesgo se hace presente ya que el valor en determinados parámetros no es único, de ahí la importancia de conocer el comportamiento de las diferentes variables en un determinado rango y sus efectos en los resultados.

Debido a lo anterior se elaboró un programa de cómputo con el fin poder evaluar el desarrollo y explotación de prospectos costa afuera, obteniéndose el valor de las variables a través de la técnica de Monte Carlo y así poder seleccionar el sistema de explotación más apropiado en un determinado escenario.

El presente estudio se enfocó a prospectos exploratorios del proyecto denominado Campeche Oriente, el cual está asociado al Activo Ku Maloob Zaap (KMZ), cuyos límites alcanzan tirantes de agua de hasta 500 metros, estas son las razones principales por las cuales se determinó el tirante de agua máximo de 500 metros.

Con esta técnica y mediante simulaciones se pudo obtener diferentes posibilidades dentro de los rangos establecidos con la idea de obtener el valor más probable; los indicadores económicos obtenidos corresponden a valores medios y el método también permite conocer la influencia de cada variable en los resultados finales.

Aunque el propósito fundamental de este trabajo es técnico, también da lugar a reflexionar acerca de la importancia de administrar adecuadamente esta clase de proyectos, de las grandes inversiones requeridas para extraer los recursos petroleros localizados a mayores profundidades en el Golfo de México, de los retos tecnológicos y de la disciplina financiera.

Para la explotación de prospectos que contienen reservas entre 50 y 100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y localizados en tirantes de agua menores a 200 metros, el desarrollo con plataformas fijas presenta los mejores indicadores económicos; pero al disminuir las reservas e incrementarse las distancias, el sistema de almacenamiento y descarga (FPSO) es el que presenta mayores beneficios. Sin embargo, después de los 350 metros de tirante de agua se observa que los sistemas de explotación flotantes resultan más rentables con respecto a los sistemas de explotación fijos.

Los valores aquí presentados se obtuvieron realizando 500 simulaciones en cada sistema de producción y a diferentes tirantes de agua (125, 250, 350 y 450) metros; así mismo, se varió la longitud de líneas entre 5 y 40 kilómetros; lo cual permitió determinar la influencia de estos parámetros en el comportamiento de los resultados.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial la explotación de hidrocarburos costa afuera es consecuencia de las necesidades de energía, principalmente porque existe una relación directa entre su consumo y el crecimiento económico. Es inconcebible pensar que un país pueda crecer sin incrementar su consumo energético, ya que por medio de la energía, se incrementa la productividad media de la fuerza de trabajo. En el caso de los recursos naturales no renovables, el volumen de extracción debe ser tal que ofrezca alternativas de sustitución mediante nuevas tecnologías.

En México el principal energético es el petróleo y deberá continuarse planeando el consumo de este recurso hasta no asegurar otras alternativas de energía segura. A mediados del siglo XXI la Nación Mexicana no será menor a 150 millones de habitantes y para entonces, Petróleos Mexicanos continuará suministrando el incremento requerido de hidrocarburos para que el país siga creciendo.

En las últimas décadas Petróleos Mexicanos ha sufrido un proceso de cambio acelerado hacia una organización moderna y competitiva y se han implementado proyectos tecnológicos y programas enmarcados en políticas de eficiencia y de respeto al medio ambiente; sin embargo, en materia de explotación de campos en aguas profundas queda mucho por hacer para el dominio de la tecnología existente.

Los retos son grandes en la explotación de campos petroleros en aguas profundas, principalmente porque se requiere de tiempo para el dominio de la tecnología y experiencia en los procesos, los cuales son más complejos y costosos en la medida que se incrementa el tirante de agua. Actualmente en México, sólo se tiene dominado del sistema fijo de producción y el empleo del sistema de almacenamiento (FSO), teniéndose grandes áreas de oportunidad para aplicar sistemas de producción flotantes y el empleo de árboles mojados; mientras

que en la parte de perforación se tiene el dominio con plataformas fijas, sedmisurgibles y jackup.

Los términos de tirante de agua someros o profundos dependen más que nada de las características de la localización y de los factores ambientales; así éste concepto varía de región a región. Debido a lo anterior, es necesario un análisis de los sistemas para la explotación de prospectos costa afuera para conocer su ámbito de aplicación en diferentes escenarios, y así estar en posibilidades de establecer la estrategia más rentable para el desarrollo de prospectos petroleros en determinada región.

En el ámbito de la explotación de campos petroleros, las estructuras geológicas y los fluidos de interés, se definen a través de estudios sísmicos, de interpretación geológica, de registros petrofísicos, de estudios de laboratorio y de simulación numérica; sin embargo, debido a que en ésta etapa las variables que intervienen en los cálculos presentan un grado de incertidumbre, se acostumbra a presentar los valores de reservas en función de su probabilidad de ocurrencia mínima, media y máxima.

Bajo estas condiciones y con el fin de analizar los proyectos y valorar el riesgo, el método de Monte Carlo toma en cuenta la incertidumbre de variables tales como el volumen de reserva, los ritmos de producción, la variación del precio del barril de petróleo entre otros parámetros.

En los casos donde la información tiene la particularidad de presentarse dentro de un rango de valores y no de manera determinista, es de gran utilidad emplear el método de Monte Carlo, porque cuando sólo se tiene la certeza de que los valores se encuentran dentro de un determinado rango, puede obtenerse el valor más probable realizando una cierta cantidad de simulaciones, al incorporar los parámetros que intervienen de acuerdo a su probabilidad, pero aún más, en caso de no querer correr riesgos se puede hacer uso de los valores pesimistas.

Por ello y considerando la naturaleza de los proyectos para la explotación de campos en aguas profundas, analicé la forma de integrar en un programa de cómputo el método de Monte Carlo y los costos que intervienen en diferentes sistemas de producción, para obtener mediante simulaciones los indicadores de rentabilidad y así estar en condiciones de conocer su aplicación en la Sonda de Campeche.

Indudablemente en todos los campos hasta ahora desarrollados se han realizado estudios tanto técnicos como económicos; sin embargo, en la literatura petrolera relacionada con programas de cómputo comerciales, no se encuentran referencias que aborden los estudios asociados al concepto de probabilidad en proyectos de aguas profundas; ya que en la información localizada sólo se hace referencia a cálculos económicos de manera determinista, una de las probables razones radica en la variación de los costos en el tiempo y por región.

Las inversiones requeridas fueron obtenidas a partir de corridas realizadas con el paquete denominado Fiel Plan, de donde obtuve los costos de plataformas, pozos, obra asociada, equipo de proceso, líneas, gastos de operación y mantenimiento. Así mismo, en aquellas actividades de la Región Marina de la cual se dispone información de costos, estos fueron comparados con los del programa, observándose que los valores son muy similares a los empleados en el presente trabajo, por ejemplo en la perforación de pozos y plataformas fijas.

Para ejemplificar el método se efectuaron cálculos para determinar los sistemas de producción más rentables, considerando la información del área de Ku Maloob Zaap, debido a la cercanía de las estructuras con este Activo, ya que se considera determinada similitud geológica y petrolera. No obstante lo anterior, al modificar los datos de entrada del programa de cómputo sigue aplicando para los diferentes escenarios y opciones de desarrollo en la Sonda de Campeche.

Las estructuras aquí analizadas tienen programa de iniciar su perforación en el segundo semestre del año 2003, sin embargo, se corre el riesgo de que la mayoría de éstas estructuras pudieran catalogarse como no rentables, si no se realiza un análisis regional para su explotación.

El Activo Ku Maloob Zaap a partir del año 2003 incrementará su producción debido a la perforación de 90 pozos, con el fin de alcanzar una producción de 800 MBPD en el año 2010. Sin embargo, la declinación de la producción es inmediata; por lo tanto y con el propósito de mantener los ritmos de producción en años subsecuentes, es imprescindible iniciar la exploración y planear el desarrollo de los campos localizados a mayor profundidad de tirante de agua.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES MARINAS Y SU EQUIPO DE FONDO.

1.1.-PLATAFORMAS

Para describir los componentes principales de los sistemas de producción en campos marinos es conveniente hacer mención de las tres partes que lo conforman: el sistema "superficie", el "fondo" y la "interfase" ⁽¹⁾. En general, el término "superficie" permite describir el equipo, manejo y procesamiento de hidrocarburos por encima del nivel del mar, así como la estructura que lo soporta.

El termino "fondo", involucra los equipos localizados permanentemente en el lecho marino; mientras que el termino "interfase" comprende todas las líneas y sistemas empleados para transportar los fluidos desde el "fondo" hasta la "superficie".

Las plataformas de producción empleadas para el desarrollo de campos marinos usualmente se clasifican en cuatro categorías: plataformas fijas (convencionales), torres flexibles, sistemas flotantes con o sin almacenamiento y sistemas híbridos.

Cada estructura tiene un rango preferencial de aplicación, su empleo depende tanto de las características de la instalación como de las condiciones ambientales de la Región; influyendo fuertemente el tirante de agua y las características del yacimiento; cada una de ellas ostenta un récord (ver tabla 1).

No existe una definición exacta que permita diferenciar los términos de aguas profundas y someras, porque además de los conceptos anteriores, se adiciona la

(1) Mejía R. R.: Manual de Sistemas de Producción Costa Afuera, IMP, Reporte de estancia, marzo de 1989.

PAGINACIÓN DISCONTINUA

experiencia que se tenga en aplicar la tecnología; sin embargo, en términos generales se consideran tirantes de agua someros aquellos situados hasta 100 metros, medios entre 100 y 300 metros, profundos entre 300 y 1000 metros y ultra profundos los mayores de 1000 metros.

TABLA NO 1.- APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EN FUNCION DE DIFERENTES TIRANTES DE AGUA.

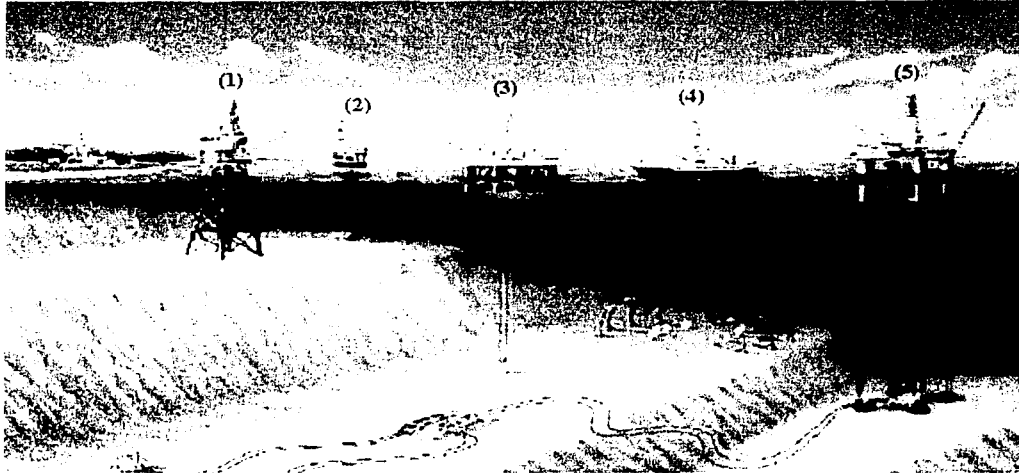
PLATAFORMA	RÉCORDS DE INSTALACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS(m)	CAPACIDAD TECNOLOGÍA DE TA (m)
Fija	410	500
Semisumergible	2776	3000
FPSO	1420	3000
Torre Flexible	503	1000
TLP	1220	1000

Los tirantes de agua entre 100 y 300 metros constituyen la transición tecnológica entre las aguas someras y las profundas, de ahí la importancia de establecer una metodología para la toma de decisiones en la aplicación de los sistemas de producción que permitan aprovechar las experiencias obtenidas y más adelante permita el desarrollo de campos en aguas profundas.

Se ha observado que en ambientes marinos existe una relación entre el tirante de agua y la profundidad de perforación; así en un tirante somero la relación es 1:5, lo cual indica que para un tirante de agua de 500 metros, la profundidad de perforación es de 2500 metros. Para tirantes de agua profundos la relación es 1:1; para un tirante de agua de 1500 metros le corresponde una profundidad similar de perforación. Para aguas ultraprofundas, la relación se invierte 3:1; por ejemplo, a 3000 metros de tirante de agua le corresponden 1000 metros de perforación.

Debido a lo anterior, en la perforación de pozos marinos a mayor tirante de agua se presenta mayor dificultad en la perforación de los pozos, ya que se reduce el

margen entre la presión de poro y el gradiente de fractura, lo que significa que se incrementan las posibilidades de pérdida de circulación en la perforación de pozos.



- | | | | |
|-----|---------------------------|-----|---------------------------------------|
| (1) | Plataforma fija | (4) | Sistema de almacenamiento y de scarge |
| (2) | Torre flexible | (5) | Plataforma de piernas tensadas |
| (3) | Plataforma semisumergible | | |

FIGURA No 1.- Diferentes Plataformas Centrales para distintos escenarios de explotación en campos marinos.

En la medida en que se incrementa el tirante de agua, también lo hace la longitud de los sistemas de anclaje, risers y líneas de control; y por otra, se agudizan las condiciones de presión hidrostática en el fondo. Debido a lo anterior, a mayor tirante de agua, se requiere mayor espesor en tuberías y risers, y por lo tanto materiales de mayor capacidad para resistir los esfuerzos a los que estarán sometidos.

A mayor profundidad también los problemas por obstrucción de las tuberías son más frecuentes, debido a la formación de hidratos y depósito de parafinas, que pueden llegar a taponar los ductos o presentar inestabilidad en el flujo de fluidos.

1.1.1.- PLATAFORMAS FIJAS

Estas plataformas se construyen con acero tubular en forma de módulos y están integradas por un templete, la subestructura y la superestructura ⁽²⁾; tanto la subestructura como el templete se instalan sobre el fondo del mar; éste último con la función de distribuir el espacio necesario para alojar los conductores de los pozos; con dichas instalaciones se inició el desarrollo de campos marinos situados en aguas poco profundas. (ver figura 2).

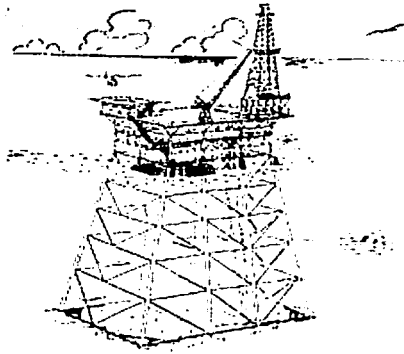


FIGURA No 2.- Plataforma fija (octápodo)

Las dimensiones de la plataforma depende del número de pozos y por lo tanto de los conductores que alojará la instalación; sin embargo, a mayor tirante de agua, se incrementa el tonelaje de acero y con ello los costos de la plataforma fija. Actualmente el rango de aplicación para éste tipo de instalaciones corresponde a 412 metros de tirante de agua. Los avances para el análisis de esfuerzos han dado certidumbre a la inspección y técnicas de mantenimiento, lo que ha hecho de las plataformas fijas los sistemas más seguros.

(2) API RP-2A Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms, Fifth Edition, Jan. 1974.

Las plataformas fijas pueden ser de dos tipos; plataformas autosuficientes o plataformas asistidas por una unidad flotante; en este último caso, la unidad flotante aloja el equipo auxiliar que no puede colocarse sobre la plataforma fija por falta de espacio.

La subestructura es el sostén principal de la instalación y pueden tener cuatro o más patas, soportadas por igual número de pilotes hincados en el fondo marino, los cuales según el diseño puede quedar fijos de manera vertical o inclinada. Para el diseño de la subestructura se deben considerar las condiciones del suelo, las cargas horizontales debidas a la corriente, al viento, a la marea y al atracamiento de algunos barcos; así como cargas verticales debidas a los pesos y dimensiones de los equipos instalados.

La superestructura es la base que soporta la cubierta y todo el equipo necesario para el proceso, localizado en la parte superior de la estructura, por encima del agua. La superestructura puede contar con uno o más niveles⁽³⁾ de acuerdo a las necesidades y capacidades de los equipos.

1.1.2.- TORRES FLEXIBLES

Las torres flexibles son estructuras diseñadas para tirantes de agua entre 350 y 1000 metros, las torres flexibles a diferencia de las plataformas fijas, soportan deflexiones laterales más grandes y tienen un costo de construcción mas bajo. Las estructuras flexibles se dividen en torres atirantadas y torres esbeltas⁽¹⁾. Bajo los conceptos de rigidez en la plataforma fija, y flexión para las torres flexibles se diseña el periodo de olas y huracanes⁽⁴⁾.

(1) Mejía R. R. Op. Cit.

(3) Déserts L., Cortez A.J. The Delta Tower: A Light, Compliant Tower for the Gulf of Mexico. OTC 6351, Houston Texas, Mayo 7-10 1990.

(4) A.J.Godeau y G.E. Deleuil; Dynamic Response and Fatigue Analysis of Fixed Offshore Structures; OTC 2260; Houston Texas, 1975.

Tanto la torre atirantada como la esbelta están hincadas en el suelo marino, la primera de ellas mantiene su estabilidad por medio de cables que salen en forma radial de la torre y terminan enterradas en el suelo marino, por medio de anclas. El peso de los tirantes permite a la estructura inclinarse sin afectar seriamente la tensión.

Las torres esbeltas se hincan al lecho marino por medio de pilotes y están construidas de una parte flexible y otra fija, la primera se diseña para resistir las fuerzas dinámicas que se presentan en la parte superficial a nivel del agua, y al transmitirse al fondo a través de la parte flexible, disminuyen su intensidad sobre la parte fija ⁽³⁾ (ver figura 3).

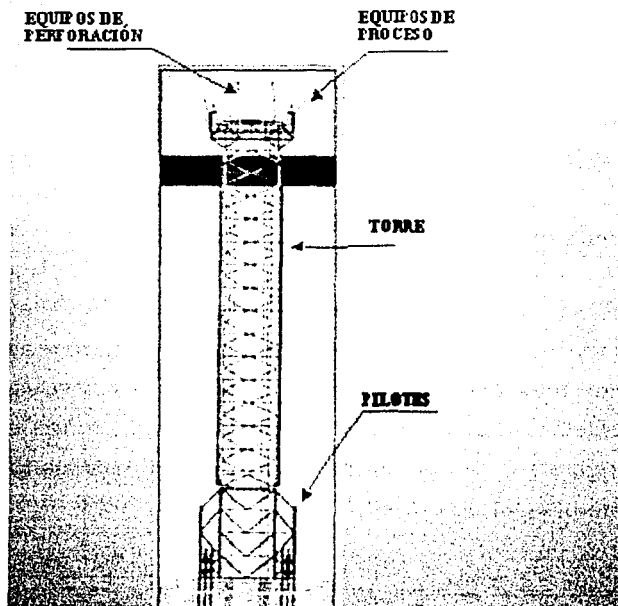


FIGURA No 3.- Torre flexible

(3) Déserts L. Op. Cit.

Las torres flexibles al emplear menos material que una plataforma fija convencional resultan menos costosas, adquiriendo su flexibilidad por tres medios diferentes; uno por tubos axiales, otro por flotadores y por medio de un desviador de esfuerzos. Los tubos axiales son rígidos y están colocados en la periferia de la torre, conectando la parte superior de la torre flexible con la fija, con capacidad para transferir las cargas verticales a la base. Los flotadores se localizan en la parte superior al nivel del agua, con el propósito de reducir el peso de la estructura.

1.1.3.- PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES

Las plataformas semisumergibles son instalaciones flotantes compuestas por una cubierta la cual esta montada sobre columnas verticales, que a su vez están soportadas por pontones. Las plataformas semisumergibles mantienen su posición mediante cadenas ancladas en el fondo del mar (ver figura 4),o bien, por posicionamiento dinámico, a través de un sistema sonar. La configuración de la plataforma semisumergible la vuelve menos vulnerable a las condiciones ambientales, ya que el volumen sumergido aumenta la inercia y amortigua hidrodinámicamente los movimientos de balanceo, giro, inclinación y movimientos verticales.

Las plataformas semisumergibles pueden convertirse de instalaciones de perforación a plataformas de producción y viceversa, siempre y cuando se realicen las adecuaciones correspondientes, encaminadas a evitar problemas de estabilidad por la distribución de pesos. En general, una semisumergible tiene dos cascos inferiores longitudinales, usados en la perforación como compartimentos de lastre y en cuanto a su configuración existen tres tipos: triangulares, de cuatro y ocho columnas, así como de dos a cinco pontones⁽⁵⁾.

(5) Mc Taggart R.G. Olsen O.A. y colaboradores: The Technology of Offshore Drilling, Completion and Production, Compiled by ETA Offshore Seminars, Inc., The Petroleum Publish Company, Tulsa, 1976.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

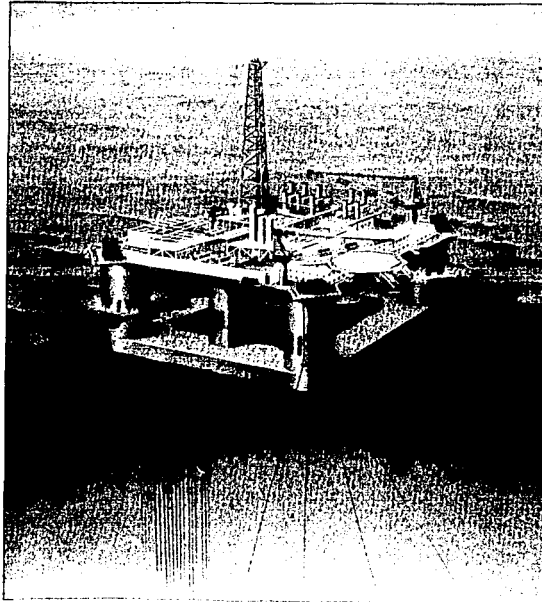


FIGURA No 4.- Plataforma semisumergible (flotante)

Para el diseño de la configuración y dimensiones del casco de una plataforma semisumergible, esta influenciado por las necesidades de carga y requerimientos del área de trabajo, la cual en conjunto con los aspectos de seguridad y resistencia, determinan las dimensiones de su superficie ⁽⁶⁾ .

1.1.4.- PLATAFORMAS DE PIERNAS TENSADAS (TLP)

Son estructuras de acero o de concreto del tipo semisumergible, pero con la diferencia que se encuentran atadas por medio de tubos de acero a unas base ubicada en el fondo marino, en forma de líneas y ancladas a grandes zapatas.

(6) S.Hung, A. Mangiavacchi; Semisubmersible Sizing and Modification Strategies; OTC 6275; Houston Texas, 7 a 10 de mayo de 1990.

Este tipo de plataformas tienen un casco y una cubierta posicionada sobre un templete y columnas que contienen tanques de lastre asociados a bombas de control.

La flotabilidad natural de la plataforma genera una fuerza ascendente que mantiene las patas o líneas de amarre en constante tensión, lo cual le proporciona una estabilidad vertical y horizontal, y le permite ser aplicada en un amplio rango de tirantes de agua ⁽⁵⁾. La estabilidad de la plataforma se logra teniendo una fuerza de tensión de las patas mayor al peso de flotación; de esa manera, se mantienen tensados los cables de forma vertical ⁽⁶⁾.

El objetivo de los elementos de tensión es evitar el desplazamiento vertical de la instalación, y proporcionarle un alto grado de resistencia al movimiento lateral. La elongación de los cables ancla producto de los movimientos ascendentes, de inclinación y de giro de la estructura, no tienen un efecto significativo sobre las operaciones reales de campo, ya que los desplazamientos son pequeños; sin embargo, en aguas ultra profundas este fenómeno no debe despreciarse.

La tecnología de plataformas las de piernas tensadas (TLP) se inició con el desarrollo de campos marinos en el Mar del Norte, lo cual propició posteriormente el desarrollo de la primera plataforma TLWP (Tensión Leg Wellhead Platform), instalada en el Golfo de México a 536 metros de tirante de agua ⁽⁷⁾.

(5) Mc Taggart R.G. Op. Cit.

(6) S.Hung, A. Mangiavacchi . Op. Cit.

(7) Noboyoshi Yashima, Mitsui Shipbuilding Engineering Co. Ltd. The Experimental and Theretical Study of a Tension Leg Platform in Deep Water. OTC 2690, Dallas Texas, 1976.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El arreglo básico de la TLP está integrado por una cubierta, una superestructura, templetos en el fondo marino y pilotes de anclaje. La superestructura está compuesta de columnas de gran diámetro, las cuales se encuentran interconectadas por medio de los pontones (ver figura 5).

Durante la perforación el arreglo de los preventores se encuentran sobre la cubierta; mientras que los pozos son terminados en el fondo marino, instalando árboles mojados y se conectan a superficie mediante risers de producción; los controles son colocados en la cubierta para el manejo y monitoreo de las presiones.

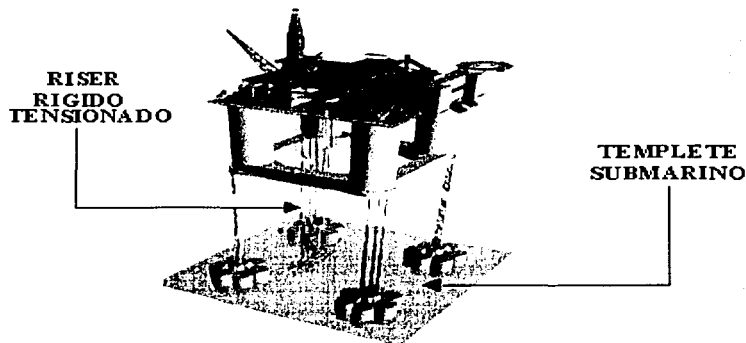


FIGURA No 5.- Plataforma de piernas tensadas (TLP)

La TLWP es una versión de la TLP pero con dimensiones y capacidad menores, no cuenta con espacio suficiente para ubicar todo el equipo requerido para el manejo y transporte de los hidrocarburos, además de tener limitaciones en cuanto a la capacidad del equipo de perforación y reparación.

Las plataformas denominadas micro TLP son empleadas en aguas profundas, cuando el desarrollo del campo requiere un reducido número de pozos y un tiempo de explotación corto, con la finalidad de reducir las inversiones.

La tecnología actual permite instalar TLP's en tirantes de agua hasta de 1000 metros, a través del desarrollo y optimización estructural y mejoras en la tecnología de tendones, materiales, procesos de instalación y métodos de mantenimiento, entendiendo el comportamiento dinámico.

1.1.5.-SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y DESCARGA (FPSO).

Los primeros FPSO's fueron buques petroleros convertidos a sistemas flotantes de producción; sin embargo, en la actualidad las compañías petroleras pueden construir unidades nuevas, de acuerdo a las necesidades. Al igual que los demás sistemas de producción, el FPSO aloja equipo para los procesos de producción, inyección de agua, servicios de gas lift y cuenta según su tamaño con diferentes capacidades. En Brasil los FPSO pueden procesar hasta 200,000 BPD y almacenar cerca de 2, 000,000 de barriles. La primera conversión de un buque petrolero a un FPSO se dio en 1977, mientras que el primer FPSO nuevo se construyó en 1986.

Los FPSO's tienen la particularidad de poder convertirse o construirse para un fin determinado; sin embargo, se debe analizar cual de las dos alternativas es más conveniente, ya que dependiendo de los requerimientos, en algunos casos será más rentable construir que convertir el FPSO.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

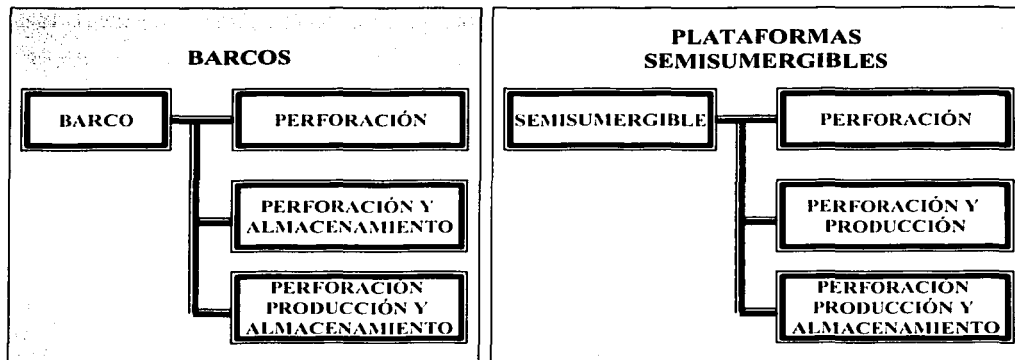


FIGURA No 6.- Tipos de sistemas flotantes para la perforación y explotación de campos marinos.

Entre las consideraciones que deben tomarse en cuenta para la selección del FPSO destacan el costo de la instalación, tiempo de entrega, gastos de operación y capacidad de servicio. Con la finalidad de incrementar los beneficios del proyecto, en general se busca por una parte minimizar los costos y tiempos de entrega; y por otra, maximizar la capacidad y tiempo de servicio del sistema.

Los parámetros que influyen en la decisión de construir o convertir un FPSO, dependen de los requerimientos específicos para el desarrollo del campo, destacando el tiempo de producción, capacidades requeridas, vida útil de la instalación y condiciones ambientales a las que se someterá.

1.1.6.- BARCAZAS Y BARCOS.

La barcaza es la versión más simple de las estructuras con casco, ya que aún cuando su costo de construcción es el más económico presenta serias limitaciones de espacio para alojar los equipos y capacidad de carga para el almacenamiento ⁽⁵⁾.

(5) Mc Taggart R.G. Op. Cit.

Al iniciar la exploración en la Región Marina de la Sonda de Campeche, las barcazas fueron empleadas en la perforación de pozos exploratorios, sin embargo, debido a los problemas de estabilidad, en situaciones de mal tiempo, suspendían operaciones para refugiarse en el puerto.

Los barcos son estructuras flotantes útiles en la perforación de pozos localizados en aguas profundas, sus características son semejantes a las plataformas semisumergibles y disponen de un sistema de propulsión, capacidad de almacenamiento y un bajo costo de fabricación y/o conversión, características que le permiten ser considerado para la explotación de campos en aguas profundas y ultra profundas. (Ver figura 6). El anclaje puede hacerse empleando de 8 a 12 líneas en forma de cadenas, o bien contar con posicionamiento dinámico.

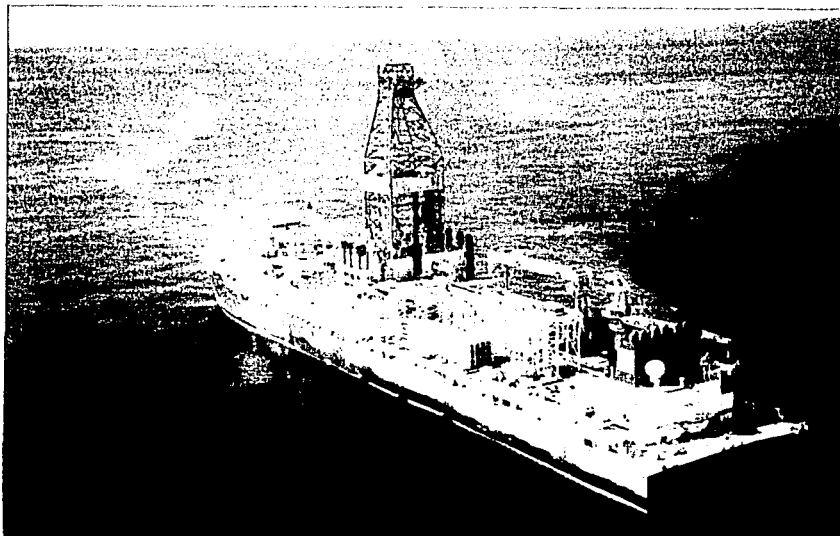


FIGURA No 7.- Barco perforador

TESIS CON
FALLA DE ORDEN

Generalmente en aguas profundas los barcos se mantienen en la localización a través del posicionamiento dinámico, permitiendo al barco mantenerse en la misma posición.

1.2.- EQUIPO DE FONDO

Para la explotación de campos marinos y dependiendo del sistema de explotación elegido para el desarrollo del mismo, existe permanentemente equipo ubicado en el fondo del mar, tal es el caso de los templetos, los cabezales, los árboles submarinos de producción y los Manifolds entre otros.

1.2.1.- TEMPLETES

Un templete es una estructura de acero tubular, diseñada para alojar un cierto número de cabezales de perforación y árboles de producción submarinos, su propósito principal es contar con una base para la perforación de los pozos y distribuir adecuadamente los espacios en el fondo del mar.

Usualmente el templete es la primera estructura que se hinca en el lecho marino; donde se fija y nivela antes que el programa de perforación dé inicio (figura 8). Los templetos pueden ser divididos en tres categorías ⁽⁸⁾, templete para un sólo pozo; templete modulado para múltiples pozos; templete unitario para múltiples pozos.

Los templetos también son empleados en la pre perforación de pozos, cuando la instalación aún se encuentra en construcción, puede dar inicio la perforación de pozos, con el fin de que al quedar instalada la plataforma seleccionada, los pozos puedan terminarse de inmediato y de inmediato disponer de la producción.

(8) González R.A., Ramos R. H., Juárez S. F., Sánchez U.A. Reporte de Estancia en PETROBRAS, PEMEX, Enero - abril de 1989.

Cuando no se requieren instalaciones fijas o flotantes, se emplean templete para un sólo pozo en el caso de pozos satélites. Los templete modulados para múltiples pozos dan mayor flexibilidad, ya que además de requerir una inversión inicial de menor monto, dan la posibilidad de expansión, cuando el caso requiere adicionar un determinado número de pozos. Los templete unitarios para múltiples pozos son de dos tipos: los que permiten alojar el árbol de válvulas submarino, llamados templete-manifold, y los que sólo sirven como conductores para perforar los pozos.

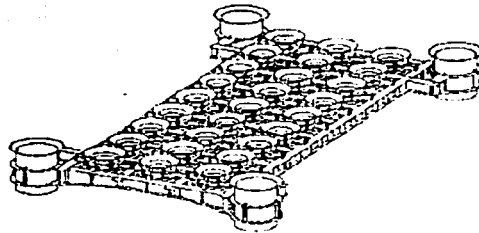


Figura No 8.- Templete de Perforación.

El uso de templete facilita la localización de los pozos en el fondo marino, también sirven de guía vertical para los árboles cuando se efectúa la terminación con árbol mojado. Un templete-manifold permite la perforación de pozos direccionales y su conexión a la superficie a través de los risers, así como la instalación del equipo para el abandono del pozo.

1.2.2.- CABEZALES SUBMARINOS.

Los cabezales de producción se instalan en las diferentes etapas de perforación y pueden estar agrupados o ser independientes como en el caso de pozos satélites (figura 9); las funciones principales de los cabezales es la de sellar herméticamente las diferentes tuberías de revestimiento; garantizar el cierre del pozo por medio de un conjunto de válvulas, tanto por el interior de la tubería como por el espacio anular; permitir la intervención del pozo ofreciendo los medios de

unión apropiados con la superficie, permitir la producción o inyección de fluidos y regular la relación gasto presión dentro del pozo ⁽⁸⁾.

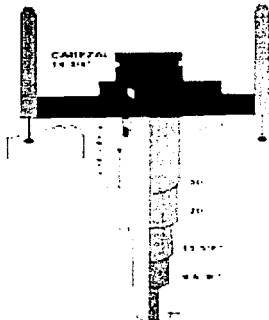


FIGURA No 9.- Cabezal de producción submarino.

Los árboles de producción colocados en el fondo del mar están comúnmente en contacto directo con el agua; sin embargo, también existen árboles que son encapsulados en una cámara a presión atmosférica, medio que permite al personal acceder para operar el equipo a presión.

1.2.3.- ARBOLES DE PRODUCCIÓN SUBMARINOS.

Cuando los tirantes de agua se incrementan y las reservas del prospecto son pequeñas, los sistemas de producción flotantes son más atractivos. En estos sistemas, antes de perforar los pozos se instalan templetos en el fondo marino, para alojar tanto el cabezal como el árbol de producción submarino.

Los árboles submarinos de producción se dividen en simples, con asistencia de buzos, o bien sin asistencia de buzos empleando líneas guías ⁽⁹⁾. El árbol submarino simple es empleado en tirantes de agua menor a 100 metros y requiere de buzos para conectar las líneas de flujo y de control.

(8) González R.A. Op. Cit.

Los árboles submarinos con asistencia de buzos se instalan en tirantes de agua hasta 200 metros y requieren asistencia durante la instalación del árbol y líneas de control de producción, las cuales se conectan hidráulicamente en la parte superior de árbol.

Los árboles submarinos sin asistencia de buzos se instalan en tirantes de agua entre 200 y 1000 metros, con el apoyo de líneas guías, la conexión de las líneas de producción es mediante el método "lay away" o "pull in", apoyado con herramientas operadas remotamente.

Los árboles mojados sin líneas guías son empleados en aguas profundas, todas las funciones son operadas remotamente y sin guías (Ver figura 10).

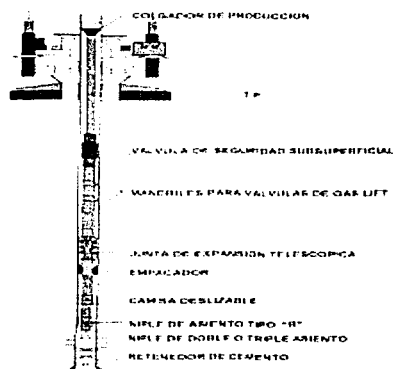


FIGURA No 10.- Árbol mojado con el aparato de producción

Los árboles de producción tienen una estructura tipo monoblock o modular, estos últimos a su vez pueden ser verticales u horizontales.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los árboles de navidad quedan instalados sobre el cabezal del pozo, cuando están en superficie se denominan árboles secos y cuando están en el fondo del mar se llaman árboles mojados. El árbol de navidad mojado es un equipo compuesto básicamente por un conjunto de válvulas maestras y laterales que tienen como función principal el control del flujo de los pozos, permiten inyectar fluidos al pozo y realizar operaciones para los sistemas artificiales de producción, así como para el control y limpieza de las líneas.

La aplicación de pozos con árboles mojados se utilizan en el desarrollo de esquemas flotantes, aguas profundas y sistemas de producción temprana; o bien, en el desarrollo por etapas o cuando no hay conductores disponibles en una plataforma fija.

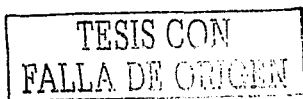
1.2.4.- MANIFOLDS

El manifold submarino es una estructura tubular hincada al suelo marino a través de pilotes, sirve de interfase entre el equipo de producción submarino y el riser de producción; su diseño depende del volumen de fluidos que manejará, provenientes de los pozos productores, o bien al volumen suministrado para los pozos inyectores ⁽¹⁾.

Además de integrar la producción de todos los pozos, en el manifold se puede aislar la producción de un determinado pozo hasta la estación de recolección, por ejemplo cuando hay que medir las condiciones de operación ⁽⁹⁾. Un manifold tiene básicamente dos tuberías, una con capacidad de manejar la producción conjunta de los pozos y otra para conducir el flujo de un solo pozo, (ver figura 11). Estos equipos permiten disminuir el número de líneas instaladas del fondo a la superficie; y por lo tanto, aligeran el peso que soportan las instalaciones flotantes.

(1) Mejía R. R. Op. Cit.

(8) González R.A. Op. Cit.



También la complejidad de líneas aumenta cuando se desea extraer al mismo tiempo la producción de yacimientos con presiones diferentes. En estos casos se realizan terminaciones múltiples, introduciendo tuberías adicionales de producción; situación que se complica y hace necesario el uso de los manifolds, cuando existe la necesidad de utilizar sistemas artificiales de producción o inyectar gas o agua a los pozos.

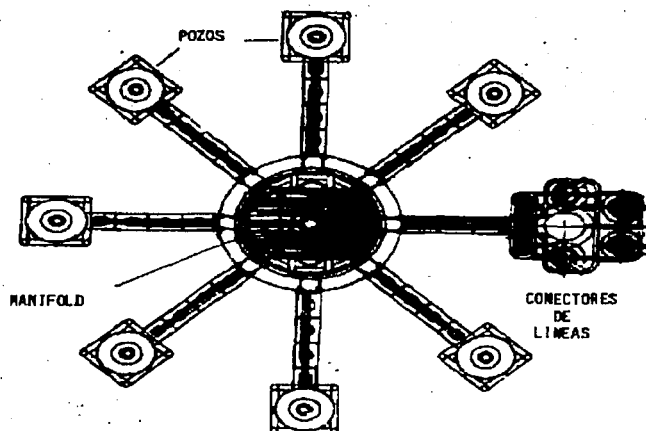


FIGURA No 11.- Manifold recolector para 7 pozos productores.

Esta simplificación se da principalmente por razones económicas, ya que se reduce la cantidad de líneas necesarias para la explotación de un campo, o bien para la inyección de fluidos a los pozos.

Para el diseño del manifold debe tomarse en cuenta el tipo de hidrocarburos que se manejan, el número y localización de los pozos, la caída de presión máxima, el ritmo de producción requerido, el sistema de mantenimiento deseado, así como el tipo de control ⁽¹⁾.

(1) Mejía R. R. Op. Cit.

Al igual que los árboles de producción, el manifold puede ser seco o mojado, en este último caso la base del riser termina en una junta localizada sobre el manifold, para permitir la conexión o desconexión a control remoto de las líneas, este sistema es primordial para el desarrollo de campos marginales a partir de sistemas de producción flotantes.

1.2.5.- RISERS

Por definición, un riser es un tubo o serie de tubos que conectan al pozo al nivel del lecho marino con la instalación, unen el fondo con la superficie por encima del agua (figura 12). El riser es uno de los elementos más importantes y más complejos en cualquier desarrollo costa-afuera, tanto en plataformas fijas como en flotantes.

En general existen cinco tipos de risers con diferentes funciones: de producción, de perforación, para operar el equipo de línea de acero, para reparación de pozos y para la exportación de hidrocarburos. En este trabajo se hará referencia exclusivamente a los risers de producción, los cuales incluyen todos los elementos asociados al transporte de los fluidos, desde el lecho marino hasta la instalación de producción y viceversa.

Los risers pueden contar con diferentes líneas de acuerdo a su función, así el riser de producción dispone de una línea para transportar los fluidos producidos desde el pozo o manifold hasta las instalaciones de proceso, y contar con una o más líneas para bombear los fluidos hacia el pozo, como en el caso del gas de bombeo neumático y productos químicos.

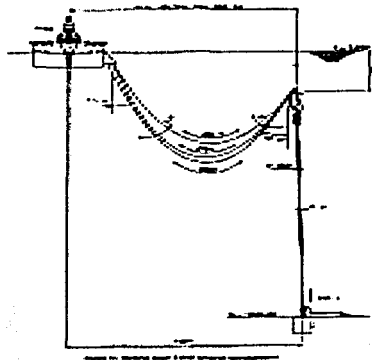


Figura No 12.- Risers vertical suministrando producción a embarcación.

Los risers de servicio contienen un conjunto de líneas cuya función principal es la prueba hidráulica de sus conexiones. Las líneas de control hidráulico y los conectores hidráulicos del risers permiten el monitoreo periódico del espacio anular en el pozo y el control de sus funciones.

Existen diferentes elementos que pueden ser considerados como parámetros para el diseño de un risers, entre estos se pueden mencionar los siguientes: volumen y número de las líneas de producción, tipo de manifold submarino, requerimientos de producción secundaria y mejorada, capacidades del sistema de producción y/o perforación, resistir a las características de oleaje en un periodo de 100 años, requerimientos de exportación, posibilidades para la incorporación de nuevos componentes y requerimientos para su instalación, mantenimiento y reparación.

Existen tres tipos de risers, integral, híbrido y flexible. El diseño de un risers integral está basado en las condiciones de flujo, presión y tensión correspondientes al medio donde serán instalados. El risers integral se fabrica de manera similar a una tubería ya que presenta conexiones en los extremos, los risers de perforación utilizan este concepto.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Un risers híbrido es el elemento más económico para transportar fluidos del pozo a la superficie, tienen la ventaja de tener excelentes propiedades de aislamiento que permiten evitar al máximo los problemas con los hidratos, flexibilidad para desconectarse de los sistemas flotantes de producción, o bien, producir por líneas individuales sin intervenir en la perforación y reparación de otros pozos.

El risers flexible es básicamente una tubería con juntas que dan la posibilidad de desconexión rápida y se adaptan a los requerimientos de producción, con la ventaja de resistir tormentas de 100 años sin desconectarse. Son empleados frecuentemente por los sistemas flotantes en virtud de su alta capacidad para absorber los efectos de los movimientos a los que están sometidos por el oleaje, vientos y mareas.

1.2.6.- LÍNEAS FLEXIBLES

Las líneas flexibles son ampliamente usadas en la industria costa afuera, principalmente en aplicaciones estáticas como en el caso de ductos y en aplicaciones dinámicas como en el caso de risers marinos. Desempeñan un papel fundamental en la terminación de pozos submarinos y son el medio para transportar los hidrocarburos desde el fondo marino hasta la superficie.

Las líneas flexibles se diferencian de los ductos rígidos por su alta resistencia a la flexión, facilitando su instalación, sin dejar de cumplir con los requerimientos necesarios para el transporte de fluidos (figura 13).

Las líneas flexibles están construidas dentro de elastómeros en capas de acero reforzado, la envoltura termoplástica previene de fugas y las capas de acero proporcionan resistencia a la presión interna, fuerzas axiales y torques; la envoltura externa protege a las capas metálicas de la corrosión y abrasión.

- 1.- Estructura interna
- 2.- Cámara de nylon II
- 3.- Estructura de acero inoxidable
- 4.- Cámara de nylon II
- 5.- Armadura
- 6.- Cámara externa de nylon II

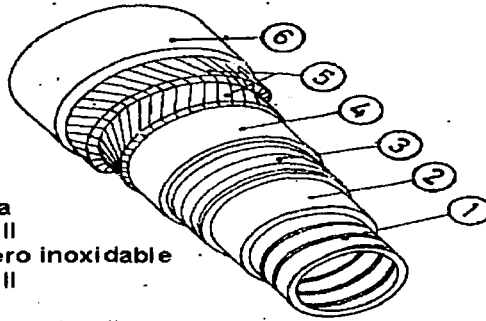


FIGURA No 13.- Elementos que componen una línea flexible para aplicación dinámica

Por su extensa gama de aplicaciones el diseño de una línea flexible es particular para cada requerimiento específico, por ejemplo, puede estar fabricada en segmentos de longitud continua para evitar problemas potenciales en ajustes y conexiones. La tubería flexible en general es fácil de manejar, almacenar, transportar, instalar y recuperar, lo que ofrece enormes ventajas a los movimientos en los sistemas flotantes de producción.

Uno de los principales efectos es la hinchazón de materiales orgánicos, los materiales están sujetos a repentinas variaciones de presión y depresionamiento, ello deteriora cuando se tienen hidrocarburos con alta temperatura, es entonces cuando la abrasión y el agrietamiento ocurren.

Es importante señalar que en las actividades realizadas costa afuera, reducir los tiempos en cada uno de los programas se traduce en disminuir el costo del proyecto, ya que la renta en cada tarea por concepto de los equipos utilizados es sumamente costosa.

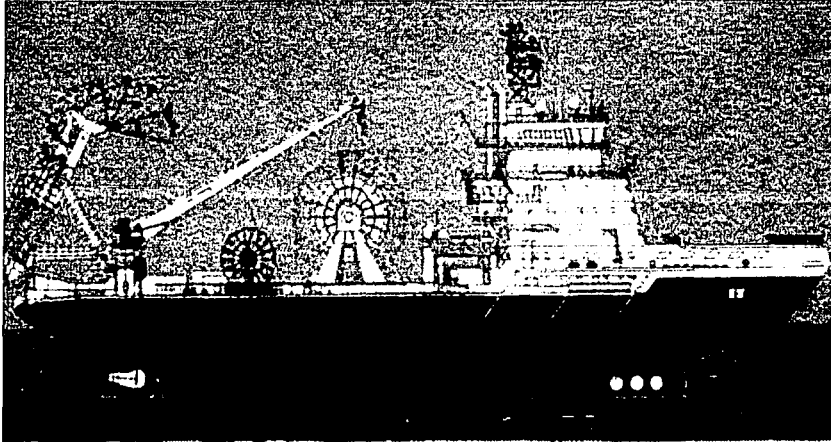


FIGURA No 14.- Barco para tender líneas flexibles

Por ello la rapidez en que operan las embarcaciones utilizadas para el tendido de la línea flexible permite reducir los costos de manera importante. Estas embarcaciones están equipadas con posicionamiento dinámico y tienen la capacidad de lanzar y recuperar líneas flexibles, así las embarcaciones son empleadas para la instalación de líneas flexibles de producción y líneas de control de pozos, para la interconexión entre manifolds y unidades flotantes de producción o entre unidades flotantes y plataformas fijas, y para la interconexión entre las propias líneas flexibles.

1.2.7.- SISTEMAS DE AMARRE.

La función principal de los sistemas de amarre y/o posicionamiento es mantener los sistemas flotantes de producción en el sitio de la explotación, soportando los embates de factores ambientales como olas, vientos, corrientes submarinas y mareas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Existen tres tipos de sistemas de líneas de amarre y/o posicionamiento: en catenaria, con asistencia de propulsores y de posicionamiento dinámico. Los sistemas de amarre en catenaria permiten mantener la posición de la instalación por medio de un arreglo de entre 8 y 16 líneas formadas por cadenas, cables de acero, material sintético o bien una combinación de estos.

El sistema híbrido de anclas y posicionamiento dinámico combina las ventajas de estos dos métodos y puede emplear de ocho a diez propulsores que pueden ser manuales positivos, automático para control de la dirección y automático activo, para el control de movimientos y variaciones ligeras.

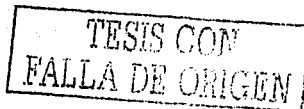
El posicionamiento dinámico se mantiene exclusivamente por propulsores, manteniéndose en el mismo sitio mediante el suministro de datos de referencia.

1.2.8.- SISTEMAS DE CARGA COSTA AFUERA

Los sistemas de monoboyas se han empleado como solución para el amarre y carga de buques petroleros en campos marginales; generalmente para desarrollar un campo marginal con mínima inversión se emplean los sistemas flotantes de producción temprana, los cuales emplean diferentes sistemas de fondeo y carga.

Existen cuatro configuraciones básicas de sistemas de fondeo y carga costa afuera, cuyas variaciones obedecen a criterios de desarrollo específico, entre ellas se encuentran el sistema Catenary Anchor Leg Mooring (CALM), el sistema de risers tubular Single Anchor Leg Mooring (SALM), el sistema de columna articulada Articulated Loading Colum (ALC) y el sistema de torre fija ⁽¹⁾. Sin embargo, existen otros tales como el Single Point Mooring (SPM).

(1) Mejía R. R. Op. Cit.



Un sistema CALM permite que la embarcación atraque por la proa en un sólo punto y tiene la facilidad de girar ligeramente alrededor de la monboya cuando existe una influencia combinada de vientos, corrientes y olas ⁽⁹⁾.

Es un sistema de carga a través de una boya de amarre circular, sujeta por una serie de cadenas de anclaje a pilares fijos en el fondo del mar. La parte inferior de la boya está unida a un PLEM (Pipeline End Manifold) en el fondo del mar, mientras que la boya está sujeta al manifold del barco (figura 15).

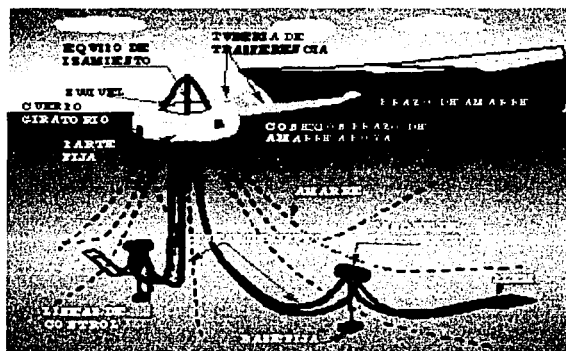


FIGURA No 15.- Sistemas de carga en mar abierto.

El SALM es un sistema diseñado para extender la operación de un sistema CALM a aguas profundas; hay dos tipos de configuraciones, la primera utiliza un anclaje de cadena simple y la transferencia del fluido se lleva a cabo por medio de una unidad submarina de distribución de productos; mientras que la segunda configuración emplea un risers tubular simple, y la transferencia del fluido se efectúa a través de una unidad de distribución de productos, localizada en la parte superior del risers tubular.

(9) José Eduardo de Lima García; Operaciones no Mar; Centro de desenvolvimiento de Recursos Humanos Norte / Nordeste, PERTOBRAS, 1989.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El SALM está diseñado para amarrar un tanquero a un buque cisterna que debe ser descargado periódicamente por transbordadores; mientras uno está cargando el otro se encuentra descargando.

El ALC es una columna de carga articulada en forma de estructura vertical simple, está conectada a una base de anclaje por medio de una junta articulada. La libre rotación alrededor de los ejes horizontales de la junta horizontal del fondo, asegura la conformidad de la estructura con las fuerzas del medio, mientras que la flotabilidad en la porción superior de la columna proporciona las fuerzas necesarias para mantenerla en su sitio.

La torre fija es una estructura posicionada en el fondo anclada sobre una placa, que a su vez sirve de base para el equipo de transferencia de fluidos. Este concepto no se basa directamente en la tecnología de columnas articuladas; más bien es muy similar a una columna unida firmemente en un sitio, para reducir sustancialmente los movimientos entre la terminal de carga y el barco.

Cuando no se disponen de ductos para transportar los hidrocarburos en un campo donde se requiera producción temprana, el empleo de un SPM es de gran utilidad, ya que permite cargar directamente el tanquero, y de esta manera disponer de la producción de forma inmediata.

La incursión de la perforación en aguas profundas ha obligado incrementar la capacidad de unidades móviles con el fin de que la plataforma permanezca sobre la localización durante las tormentas, o bien permanecer dentro de límites aceptables. Generalmente esto está gobernado por la magnitud del ángulo que el risers de perforación pueda tolerar en las juntas inferiores. Un tercer criterio es la capacidad de anclaje, los que han evolucionado considerablemente para resistir estas condiciones de operación.

1.2.9.- SISTEMAS DE CONTROL REMOTO (ROV)

El descubrimiento de yacimientos en aguas someras puede trabajarse con apoyo de buzos; sin embargo, en aguas profundas se requieren los servicios de vehículos operados remotamente ROV (Remotely Operated Vehicle), el cual es controlado desde la superficie por medio de un computador, pero puede sumergirse a los sitios de trabajo en el fondo marino, en donde con el uso de herramientas especiales incluyendo manipuladores, llevan a cabo tareas que antes eran realizadas por los buzos. Los trabajos de terminación submarina requieren de un sistema de control, que sea capaz de controlar las funciones durante la instalación y las operaciones de reparación, aún cuando éste no se encuentre disponible ⁽¹⁰⁾.

Dentro de los sistemas de control submarinos se encuentran los siguientes: sistema hidráulico directo, sistema multiplexado electro-hidráulico, sistema hidráulico piloteado, sistema hidráulico secuencial.

El ROV puede alcanzar áreas que están fuera del alcance de los buzos, mientras que el control gráfico computarizado permite al operador ver en pantalla el brazo, la herramienta y la pieza de trabajo, gracias a la cámara que lleva consigo.

Para la instalación de los equipos submarinos, así como para su mantenimiento se emplean los ROV que cuentan con sistemas sofisticados de control, con el fin de permitir el posicionamiento exacto de un manipulador para el cambio y/o reposición de un elemento en forma rápida y eficiente. Los brazos, mordazas y manipuladores en su parte mecánica siguen un comportamiento mecánico y cinemático, cuyos parámetros importantes en el primer caso, son la velocidad,

(10) Manrique Maldonado Ignacio Definición de Parámetros para la selección de ROV's; IMP.

aceleración y sentido de los elementos; y en el segundo, la generación de función y trayectoria que rige el mecanismo, que de acuerdo con los grados de libertad de todos y cada uno de los eslabones, así como de la selección de los materiales apropiados según el ambiente, cargas, ergonomía, funcionalidad, actuadores, entre otros, determinan la complejidad y tiempo para su diseño.

Mediante los ROV se logra la inspección y el control de las instalaciones, además de efectuar reparaciones; deben tener la capacidad de cumplir con ciertos requerimientos específicos para reemplazar un conjunto de herramientas. Estos requerimientos de los impulsores para maniobrar dentro de corrientes, suficiente potencia hidráulica y telemetría de repuesto y canales de video para monitorear las operaciones dentro del conjunto de equipos donde debe operar.

CAPITULO 2

PROCESO PARA LA SELECCIÓN DE ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN EN PROSPECTOS PETROLEROS.

Los países que tienen reservas en el mar han logrado disponer de esta producción, gracias a los avances tecnológicos de extracción de crudo; sin embargo, si se desean comprar la tecnología en el extranjero y adaptarla a las necesidades propias e incluso mejorarla, se debe crear la infraestructura técnica y científica necesaria para incursionar en éstas tecnologías, formar técnicos y científicos capaces de entender y saber el como; con el objeto de estar al tanto de sus innovaciones; y comprender la forma en que operan los programas de cómputo y no limitarse a verlos como cajas negras y operarlos en forma rutinaria.

Para el proceso de selección en esquemas de explotación en aguas profundas, debe establecerse claramente una estrategia global de acuerdo a la filosofía de la empresa y dar especial importancia a las características del yacimiento, localización y características ambientales, filosofía del diseño y criterios, tecnología disponible y regulaciones. De igual manera, para establecer el plan de desarrollo es necesario conocer los pronósticos de las reservas y de producción, considerando la presión del yacimiento, requerimientos de infraestructura y aspectos de seguridad y estudios ambientales.

En proyectos de éste tipo es necesario realizar un estudio de factibilidad y estudio de detalle, donde debe participar un grupo multidisciplinario de ingenieros (geofísicos, geólogos, petrofísicos, de yacimientos y de producción), para darle adecuada dimensión al diseño, construcción e instalación de la infraestructura, y considerar las regulaciones y la experiencia en la aplicación de la tecnología existente.

Todos los miembros contribuyen a realizar determinada actividad para la operación del yacimiento, los grupos interdisciplinarios y la administración de

yacimientos deben ser los responsables del proyecto, tanto de su evaluación como de los resultados económicos; por lo tanto, en el proceso se requiere de la medición continua y evaluación del yacimiento, modificando el plan inicial en las revisiones y adecuaciones, tantas veces como sean necesarias.

En la estrategia deben incluirse premisas técnicas para recuperar la inversión en el periodo planeado de producción, realizando la optimización de los procesos para minimizar el tiempo para iniciar la producción lo antes posible; así mismo, reducir los gastos financieros y contar con altos ritmos de producción.

La filosofía concerniente al diseño de instalaciones debe tomar en cuenta la forma en que se efectuará el desarrollo; es decir, si éste se realiza de manera total o por etapas, de igual manera considerar las características de operación y mantenimiento requeridas, la flexibilidad y el abandono del campo entre otros aspectos.

Una vez que se tienen identificados los prospectos con posibilidades de contener hidrocarburos, la primera actividad consiste en comprobar la existencia de hidrocarburos mediante la perforación de un pozo exploratorio y programar la toma de información con el fin de conocer el yacimiento y las características de los hidrocarburos que contiene.

2.1.- CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Las características del yacimiento generalmente se pueden conocer por una parte mediante la evaluación de las características generales determinando el tamaño del yacimiento, reservas recuperables, ritmos de producción y por otra parte, evaluando las características específicas para el diseño conceptual de las instalaciones.

2.1.1.-Las características generales que definen la viabilidad del desarrollo del campo se centran principalmente en el tamaño y tipo de yacimiento, edad de la

formación y reservas recuperables, profundidad, temperatura y presión del yacimiento, porosidad promedio, extensión y espesor neto y la saturación promedio de agua congénita, ayudan a establecer la viabilidad para el desarrollo del campo.

Para determinar la viabilidad de la explotación del yacimiento es importante conocer los volúmenes de aceite y de gas in situ, determinando el tamaño del yacimiento, área, espesor y promedio de la porosidad; así mismo, para estimar las reservas, se debe conocer la saturación promedio de agua congénita, factor de volumen de la formación del aceite y el factor de recuperación.

2.1.2.- Las características específicas generalmente se refieren al contenido del yacimiento, algunas de las características importantes son: presión de saturación del crudo, densidad relativa, densidad, viscosidad, relación gas aceite, y contenidos de cera y parafina.

Las características específicas dadas arriba y las características generales del yacimiento permiten estimar el ritmo de producción del pozo y la vida del campo. El conocimiento de los valores de los diferentes parámetros da luz para identificar las alternativas del desarrollo, determinando el número de pozos, de acuerdo a las características y configuración del yacimiento.

La evaluación de cada escenario permite determinar la producción máxima, el tiempo para recuperar las reservas y vida productiva del campo. Los resultados anteriores generalmente influyen para optimizar tanto los ingresos como el tiempo de vida de producción.

Dependiendo de las características del yacimiento podrían ser tales que la implementación de algún método de recuperación secundaria; o bien, la perforación de pozos para inyección de agua o gas generalmente en algunos casos podrán requerirse y en otros no.

Para el diseño de plataformas en campos marinos intervienen diferentes ramas de la ingeniería tales como la oceanografía, de estructuras y de cimentación, ingeniería marina civil y arquitectura naval.

Dentro de la oceanografía se consideran los vientos, las olas, las corrientes, las mareas, iceberg; en la ingeniería estructural interviene la selección de materiales, soldadura, análisis de esfuerzos y estructural, diseño de la fabricación e instalación en la cimentación y características del suelo, la erosión y pilotes tanto verticales como laterales. En la ingeniería marina civil interviene la instalación de equipos, métodos de instalación, la instrumentación y equipo de seguridad. En la arquitectura naval se incluyen aspectos de flotación, remolque, lanzamiento y hundimiento controlado.

En términos generales los parámetros que afectan los diferentes componentes del sistema para la selección del mismo y en consecuencia el desarrollo del campo pueden agruparse en tres categorías: características del sitio y ambientales, requerimientos funcionales, filosofía de diseño y regulaciones.

2.2.- LOCALIZACIÓN Y CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES.

En el desarrollo de campos los parámetros que influyen en la selección de los componentes del sistema son el tirante de agua, las características del lecho marino y la distancia a la costa o a instalaciones existentes. Las fuerzas ambientales aplicadas sobre los componentes del sistema dependen tanto de las características del viento, olas, corrientes, así como de la configuración de los componentes, el arreglo específico de los componentes también influye para minimizar las fuerzas ambientales aplicadas.

2.2.1.-CORRIENTES

Las corrientes afectan directamente a las operaciones y se originan debido a mareas y vientos por diferencia de densidades, así como debidas a los ríos.

Muchos flujos de corrientes están alineados por movimientos hacia arriba o hacia abajo con una componente vertical importante, crean remolinos alrededor de las estructuras, las cuales pueden llegar a erosionar el suelo a causa de la turbulencia. Debido a lo anterior el movimiento de las embarcaciones o estructuras flotantes afectan la tensión sobre los amarres.

Generalmente los perfiles de las corrientes muestran una disminución con la profundidad, en forma parabólica; sin embargo, hay estudios que indican que en muchos casos, la velocidad de las corrientes estáticas que se presentan justamente arriba del lecho marino es más alta que las cercanas a la superficie. Esto debe considerarse en la planeación y construcción en aguas profundas y se requerirá de mediciones precisas en todas las profundidades, para considerar las componentes tanto verticales como horizontales de la corriente.

2.2.2.-OLAS

Las embarcaciones o estructuras flotantes responden a seis grados de libertad de acuerdo a un sistema de ejes X, Y, Z; los movimientos de las unidades flotantes se clasifican en seis tipos: tres de rotación y tres de traslación. Los movimientos existentes en el plano horizontal son: de traslación en la dirección del eje X, de traslación en la dirección del eje Y, de rotación en torno al eje Z en el plano XY. Los movimientos existentes en el plano vertical son de traslación en la dirección del eje Z, de rotación en torno al eje X en el plano YZ, y de rotación en torno al eje Y en el plano XZ; éstos constituyen la causa principal del tiempo muerto que reducen la eficiencia en las operaciones.

Las olas causadas por la acción del viento se generan por la energía transmitida debida a la fricción del viento sobre el agua; existen otras causas que las generan, como es el caso de las corrientes, explosiones y temblores. La altura de la ola está gobernada por la velocidad del viento, duración y longitud del viento golpea sobre el agua abierta.

2.2.3.-VIENTO

La circulación de los vientos alrededor de zonas de alta presión causa tormentas violentas; así en aquellas zonas con calor extremo y la interfase entre la atmósfera y los océanos crea profundas desembocaduras mar adentro, causando tormentas violentas, conocidas como ciclones tropicales, huracanes o tifones.

Los vientos pueden alcanzar más de 112 kilómetros por hora y en caso de encontrar a su paso las instalaciones marinas pueden causar daños. Con el fin de planear las operaciones y construcción de las mismas se requiere seleccionar el periodo de duración de las actividades y operaciones a ejecutar; así resulta importante desarrollar procedimientos y planes para seleccionar el equipo capaz de resistir en el caso de quedar las instalaciones atrapadas en una tormenta sin sufrir daños considerables.

2.2.4.- MAREA

Son producto de la atracción gravitacional de la luna y del sol debido a sus masas relativas a la distancia. El sol ejerce solamente la mitad de la influencia sobre la marea con respecto a la luna; sin embargo, en la luna nueva y luna llena, así cuando el sol, la luna y la tierra están en una misma línea, ocurren las mareas de mayor rango.

Para el mantenimiento de las instalaciones flotantes, los sistemas de amarre son los componentes que resisten los esfuerzos provocados por los vientos, olas y corrientes que actúan sobre la estructura. Los movimientos de la estructura en sus diferentes componentes también crean grandes líneas de fluctuación de la tensión; de ahí la importancia de estimar las condiciones ambientales en la localización del proyecto.

La información de las condiciones metoceanicas es obtenida de estimaciones teóricas, como la velocidad del viento, altura de las olas y tormentas anteriores; sin

embargo, como se desconoce cuando se presentará nuevamente un determinado evento y su magnitud, los sistemas de amarre están diseñados para condiciones extremas.

En el análisis de los sistemas de amarre existen dos clases de fuerzas, las cuasi-estáticas, debidas a las corrientes estacionarias, vientos y olas, y las cargas dinámicas inducidas por movimientos de flotación de la estructura (ver figura 16).

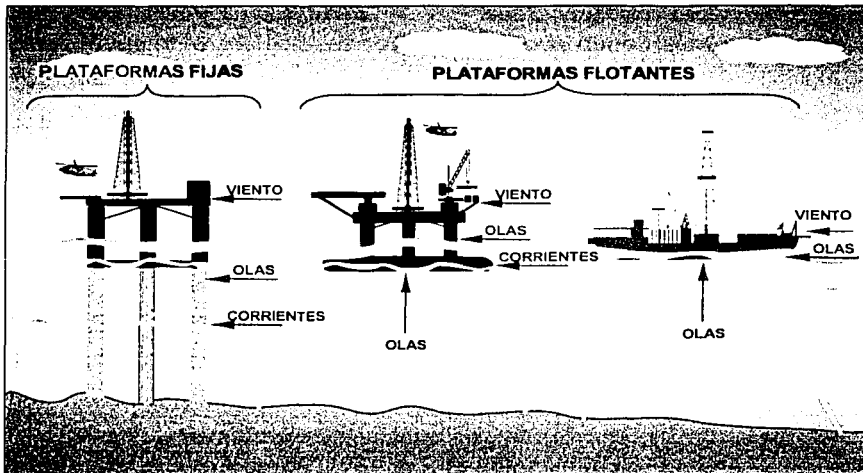


FIGURA No 16.- Movimientos de las Unidades Flotantes

El diseño de los sistemas de amarre está gobernado por diversos criterios de diseño, entre los que destacan el desplazamiento de la estructura flotante, la tensión del cable, la longitud de las líneas y el poder de agarre del ancla.

2.3.- FILOSOFÍA DEL DISEÑO Y REGULACIONES

La filosofía del diseño permite desarrollar los conceptos de explotación de los campos; sin embargo, la rentabilidad se ve afectada por los avances de la tecnología, y el diseño por la filosofía de la empresa; tales es el caso de la

producción en otros campos vecinos, la planeación del proyecto, la estrategia de inversión y flujo de efectivo, el rehúso de los componentes de los sistemas y su valor de rescate.

Para la parte del diseño se debe considerar los criterios siguientes: maximizar la ganancia, minimizar el número de pozos, optimizar los perfiles de producción, minimizar la inversión y los gastos así como acelerar la disponibilidad de la producción.

Las actividades marinas tienen cada vez mayor restricción, el impacto ambiental ha llevado al establecimiento de leyes que protegen distintas zonas alrededor de las costas; de ahí las restricciones de construcción, los procedimientos, los métodos y la secuencia en proyectos específicos. También las descargas de aceite en los puertos, el confinamiento de sedimentos contaminantes, y la migración de la fauna pueden restringir las operaciones en las regiones marinas.

En lo referente a regulaciones se deben tomar en cuenta los estándares de los principales sistemas de seguridad, los cuales deben incluirse para los estudios de manifiesto de impacto ambiental y planes de respuesta a emergencias.

Las regulaciones y leyes incluyen los aspectos de integridad estructural en los componentes y seguridad del sistema, los códigos y reglas influyen directamente en las operaciones planeadas, las cuales se reflejan en la seguridad del personal y la protección ambiental y en ocasiones pueden ser parámetros críticos que afecten el desarrollo de los campos.

2.4.- REQUERIMIENTOS FUNCIONALES.

Los requerimientos funcionales afectan la selección de los componentes del sistema para el desarrollo del campo y están relacionados directamente con las características del yacimiento, como sigue: a).- reservas recuperables, incluyendo el concepto de reserva económicamente recuperable; b).- profundidad y área:

afectan directamente el programa de perforación; c).- formación e índice de productividad: afectan el ritmo de producción y el sistema de proceso; d).- declinación y sistemas de inyección de agua y gas: afectan el proceso y los sistemas de recuperación; e).- características de aceite, condensado y gas: afectan los cambios no solamente de los sistemas de producción, sino que también los programas de perforación y los sistemas de exportación.

Los estudios de yacimientos definen los requerimientos funcionales para el campo, pueden agruparse en tres categorías, correspondientes a tres etapas del desarrollo: a).- perforación incluyendo pozos direccionales y de alcance extendido o bien horizontales; así como la reparación de los mismos; el conocimiento detallado de la presión de poro y de los esfuerzos de fractura se emplea para mejorar los programas de perforación de pozos. b).- producción, incluyendo inyección de gas y de agua. c).- opciones para transportar los hidrocarburos al mercado, incluyendo el posible almacenamiento y especificando distancias, volúmenes y presiones requeridas. Por todo lo anterior, se requiere disponer de información del yacimiento lo antes posible.

En la perforación de pozos se debe tomar en cuenta los factores clave en la planeación de los mismos: desplazamiento del pozo, trayectoria, torque y arrastre de la sarta de perforación, limitaciones del equipo, limpieza del agujero, estabilidad del pozo, programas de lodos y registros.

2.5.- ESQUEMAS DE DESARROLLO.

En la actualidad las reservas existentes en aguas profundas han despertado gran interés a nivel mundial para su explotación, el crecimiento futuro de la demanda de hidrocarburos estimulará el desarrollo en aguas profundas. Sin embargo, en las instalaciones costa afuera se requieren conocimientos técnicos, experiencia, así como destrezas en la operación.

La explotación de campos en aguas profundas requiere grandes inversiones, estudios integrales y largos periodos de tiempo para construir e instalar los sistemas; por tal motivo y dependiendo de la necesidad para disponer de la producción, se hace la selección del sistema de producción. El proceso de selección de los componentes de un sistema de producción debe considerar todos los conceptos, tales como las instalaciones en superficie, el tipo de pozo y árboles, opciones de exportación de los hidrocarburos, líneas umbilicales y risers en el fondo marino.

2.5.1.-TECNOLOGÍA DISPONIBLE.

Para explotar los campos en ambientes marinos se cuenta con tecnología probada, tanto para la perforación de los pozos como de los sistemas de producción y pueden ser con plataforma fija, plataforma semisumergible, FPSO, torre flexible, desarrollo con plataforma de piernas tensadas y tie back submarino.

Al iniciar las actividades de perforación de un pozo se instala el cabezal, donde a su vez queda instalado el árbol de válvulas submarino, cuando éste aloja un sólo pozo se llama "satélite", los cuales generalmente son pozos verticales y emplean árboles simples; por tal razón las líneas para la producción y el control son menos complejos.

Cuando se tienen varios pozos dispersos, éstos deben unirse en el fondo a un manifold, a un templete - manifold o a un grupo de pozos desviados (clusters) o bien a pozos verticales independientes, por medio de líneas flexibles y risers. El templete / manifold es útil en tirantes de aguas profundas, aunque los sistemas resultan más complejos y de mayor costo.

Los sistemas de control tienen gran importancia para el desarrollo de campos en aguas profundas, destacando los sistemas de control hidráulico directo, hidráulico piloteado, hidráulico secuencial y electro-hidráulico multiplexado. Los primeros son

los más simples con un mínimo de componentes y comunica individualmente cada válvula, de igual manera para el segundo; sin embargo, el número de líneas es mayor ya que se conectan a los árboles y el manifold. Los sistemas hidráulicos secuenciales también permiten el accionamiento individual de las válvulas pero con funciones previamente especificadas. El sistema electro-hidráulico multiplexado se caracteriza por el envío simultáneo de señales a través de un sólo conductor.

Los árboles mojados tienen mecanismos que permiten la operación de las válvulas y actuadores mediante un ROV, el diseño de los árboles depende de la manera de operación de los controles; así los sistemas que son operados desde una distancia relativamente corta (menos de 8 kilómetros) se emplean los sistemas hidráulicos, mientras que para los sistemas eléctrico hidráulico, son sistemas para operar un solo árbol a través de una línea principal de suministro y un cable eléctrico el cual transmite una señal.

2.5.2.- TIPO DE DESARROLLO

Existen diferentes tipos de desarrollo a saber: el sistema de producción temprana, el desarrollo por etapas o bien, el desarrollo intensivo. Con el fin de contar con alternativas de esquemas de producción se deben de tomar en cuenta los parámetros básicos de diseño, la selección del proceso depende del plan de desarrollo, destacando lo siguientes conceptos: necesidades y características de los hidrocarburos, condiciones ambientales y meteorológicas, gastos de producción, selección del proceso, información geotécnica, normas de diseño, estudios ambientales y de riesgo; seguros y certificaciones; infraestructura existente, operación y mantenimiento, control de calidad, costos de los componentes y del sistema de producción.

Además de lo anterior se deben tomar en cuenta las regulaciones gubernamentales que aplican, experiencia y habilidades de la empresa y los impuestos.

Una de las ventajas de realizar escenarios para la explotación de prospectos con pequeñas reservas, consiste en que determinados campos con reservas pequeñas y que se encuentren localizados a menos de 20 kilómetros de distancia, se podrán conectar a instalaciones cercanas, bajo estas condiciones se requiere menos inversión, con lo cual las reservas pueden resultar económicamente rentables.

Los sistemas de producción temprana son una alternativa que depende de las necesidades de producción, del costo y tiempo para el desarrollo del campo, pueden emplearse en la fase inicial del desarrollo. Los objetivos principales de los sistemas de producción temprana son ⁽¹¹⁾: anticipar la producción de aceite y gas; recopilar datos para definir la geología y la caracterización en general del yacimiento; recopilar datos para la definición de las instalaciones de proceso; drenar un campo localizado en áreas marginales o áreas aisladas; aprovechamiento de pozos exploratorios.

Básicamente los sistemas de producción temprana reúnen las características siguientes: pozos terminados con árboles secos o mojados; flexibilidad en el flujo de los pozos; unidades semisumergibles, adaptadas para operar como unidades de producción estacionarias; instalaciones de proceso de aceite y gas, montadas en la unidad estacionaria; sistema de almacén para emplear tanquero en cuatro puntos o en un solo punto.

Existen sistemas de producción temprana donde pueden producir diversos campos y tienen capacidad de almacenamiento del aceite de 20 a 30 días, así como campos con producción de un pozo. Los sistemas flotantes de producción son sistemas permanentes y consisten en arreglos que emplean equipo flotante, pozos satélites y risers submarinos debajo del equipo flotante, instalaciones con

(11)Salim Armando; Petrobrás Experience on Early Production Systems; OTC 4546, Huston Texas, mayo 2-5, 1983.

asistencia de buzos y mantenimiento. Al principio se considera que los pozos son fluyentes y posteriormente se hacen las conversiones para la inyección a gas de bombeo neumático.

Inicialmente la producción se puede exportar vía buque tanquero y posteriormente por medio de líneas, en aguas someras se emplea la tecnología de asistencia de buzos, mientras que en aguas profundas se usa la tecnología sin asistencia de buzos. Los robots son utilizados para mantenimiento de los componentes submarinos a partir de un equipo de soporte superficial, mediante un control desde superficie a través de un umbilical; aunque también existe la tecnología para ser operado remotamente.

Las consideraciones para el espacio de la cubierta debe incluir habitacional, equipo para servicios auxiliares, torre de perforación, área de cabezales, área del equipo de proceso, espacio para la llegada y salida de tuberías.

La subestructura incluye la estructura en sí y soporta el equipo instalado en la superestructura, la torre, anclas y pilotes. Los arreglos entre los pozos, manifold, líneas flexibles y risers con la superficie de la plataforma tienen arreglos diferentes.

2.5.3.- REQUERIMIENTOS DEL PROCESO

Todos los sistemas de producción deben tener servicios de separación gas/aceite/agua, sistemas de tratamiento y transferencias de aceite, sistemas de movimiento de gas, sistemas de gas lift o recuperación secundaria, sistemas de seguridad, sistemas de generación y distribución de energía eléctrica, alojamiento para el personal, sistemas de anclaje, sistemas de buceo, sistemas de risers flexibles y el sistema de exportación de los hidrocarburos al mercado.

Los separadores trifásicos permiten separar el aceite, gas y el agua, sin embargo, cuando se permite una determinada cantidad de agua en el aceite, se pueden emplear separadores bifásicos. Una vez estabilizado el petróleo en la segunda etapa de separación se bombea directamente a un tanquero atracado en monoboyas o cuadro de boyas.

2.6.-PROCESO DE SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN MARINOS.

En el fondo marino existen grandes acantilados, cañadas profundas, montañas marinas, debajo de las cuales se encuentran posiblemente grandes yacimientos, por lo que es indispensable conocer esta superficie; la interfase está constantemente cambiando, erosionando el golpeteo constante de la superficie y acrecentando la descarga de sedimentos.

Las plataformas aquí presentadas se pueden dividir en plataformas fijas: convencionales y torres flexibles, unidades flotantes: semisumergibles, mono-hull (FPSO / tanquero y TLP).

Para diseñar la cimentación de una plataforma fija es necesario determinar las características del suelo en el fondo marino donde se colocará la plataforma, mediante la adquisición de información geológica, mecánica de suelos, resistencia del suelo con respecto a las fuerzas operacionales que serán transmitidas desde la estructura, número de cubiertas requeridas, configuración estructural de la subestructura, los andenes para los salvavidas, escaleras, barandales de mano, helipuerto, pasamanos de lanzamiento, entre otros elementos.

Para seleccionar los sistemas de producción marinos se deben tomar en cuenta las fuerzas ambientales relacionadas con el oleaje, vientos y corrientes,

empleados para determinar el tamaño y peso de la plataforma y conocer su comportamiento durante el trabajo.

El empleo de pozos extendidos o sistemas de producción temprana pueden mejorar el flujo de efectivo, optimizar el diseño y desarrollo del campo. Generalmente la tecnología submarina de pozos canaliza la producción a una plataforma de producción, tales como plataformas fijas, semisumergible, buque tanque, etc. El sistema tie-back consiste de un templete manifold, líneas de producción e inyección y prueba, un patín medidor, una línea de exportación y una plataforma central⁽¹²⁾.

Los sistemas de producción temprana son sistemas independientes que permiten la explotación rápida de campos alejados de las instalaciones existentes. Algunas de las consideraciones que se deben emplear en el diseño están relacionadas con la capacidad del sistema en condiciones ambientes difíciles, el tirante máximo de agua de operación, almacenamiento, espacio y capacidad hasta la puesta en marcha del sistema de producción temprana.

Para seleccionar el concepto de desarrollo deben hacerse las preguntas siguientes: cómo hacer la perforación y terminación de los pozos, cuales son los requerimientos de proceso, cómo hacer llegar los productos al mercado y como lograr estos requerimientos; así por ejemplo en cuanto a la perforación de pozos es necesario determinar el número óptimo de pozos a perforar.

De igual manera determinar el tipo de desarrollo a emplear: producción temprana, desarrollo por etapas, desarrollo intensivo y los requerimientos de proceso: gas lift, inyección de gas y compresión y en cuanto a la exportación. tuberías e infraestructuras cercana o tanqueros

(12) G. P. Jenner G.P., Ford J.T., Tweedie J.A., Watt U. H., Economic Evaluation of Subsea Options for the Future of the North Sea, artículo OTC. 6705, Houston Texas, Mayo 6-9, 1991.

Descritos los componentes principales que integran los sistemas de producción, se analizan las combinaciones posibles de éstos con el fin de identificar las opciones de desarrollo de los campos, considerando las implementadas en otras partes del mundo; entre ellas destacan los sistemas de producción siguientes ⁽¹³⁾.

2.6.1.-Los sistemas flotantes de producción emplean la tecnología de árboles mojados, que combinando las instalaciones antes mencionadas, dan lugar a los sistemas de explotación en aguas profundas (figura 17). Estos sistemas pueden tener pozos satélites, en los cuales la producción se transporta mediante líneas flexibles a las instalaciones que forman parte del sistema; o bien, mediante una embarcación para almacenar la producción y otra que la transporte (FPSO).

2.4.1.b).-Otra opción o arreglo consiste en llevar varios pozos con árboles mojados a un manifold y de ahí canalizar la producción hacia una plataforma, donde se ubica el equipo de proceso, de esta posición nuevamente se vuelve a canalizar al manifold y a boyas donde atracan los buques tanque para abastecerse. El templete / manifold tiene conductos para los servicios de umbilicales hidráulicos, inyección de químicos y para remover los hidratos

2.6.2.-La combinación de los arreglos de manifolds, risers y boyas de amarre con la de los equipos de producción, permite arreglos de las diferentes opciones para la explotación en aguas profundas mediante los sistemas de producción submarinos. Estas opciones no son las únicas, ya que también es posible tener árboles "secos", es decir tener los árboles de producción en la superficie para su control directo ⁽¹⁴⁾.

(13) D. Johnston, Cardinal Capital Energy Inc., Comparison of Alternatives for Deepwater Development in the Gulf of Mexico, SPE 13779, Dallas Texas, Marzo 14-15 de 1985.

(14) R. L. Hansen, SPE, and W. P. Rickry, SPR, Exxon Production Research Co.; Evaluation of Subsea Production Systems a Worldwide Overview; JPT, agosto de 1995.

2.6.1.-Instalaciones Flotantes de Producción.-Los sistemas de producción flotantes son los sistemas más prometedores para la incursión en aguas profundas, empleando plataformas semisumergibles y barcos; las líneas flexibles y los risers juegan un papel preponderante en los sistemas flotantes de producción.

Tanto los risers rígidos ligeros como los risers flexibles emplean tecnología de materiales compuestos, los cuales permitirán resolver el diseño en tirantes de agua de 3,000 metros. La tecnología de sistemas de producción submarina desempeñará un rol importante en el desarrollo de las instalaciones flotantes de producción.

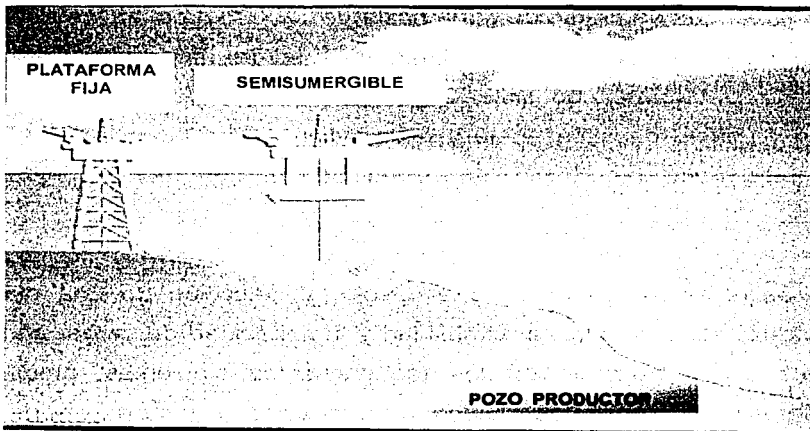


FIGURA No 17.- Esquemas de desarrollo en campos marinos

Con los sistemas flotantes de producción se obtienen diferentes beneficios entre los que destacan: acceso a sitios en aguas profundas con menor inversión, producción temprana y rápido retorno de la inversión, bajos costos de abandono,

fácil relocalización al terminar la vida del campo y buena movilidad después de percibir cambios en el yacimiento.

Hay que tomar en cuenta que la capacidad técnica tiene diferentes límites, así la plataforma fija con la tecnología actual puede aplicarse en tirantes de agua hasta de 500 metros; FPSO y Torre flexible hasta 1000 metros por los amarres y el apilamiento e instalación; TLP a 1500 metros, debido a los requerimientos de flotación que dependen del peso, tuberías y risers flexibles por el peso y por el mantenimiento y reparación; semisumergible FPS, terminaciones submarinas y perforación con semisumergible aproximadamente 2000 metros, por los sistemas de amarre, risers, monitoreo y control, reparación y mantenimiento.

2.6.3.-Los sistemas de producción que emplean plataformas semisumergibles son aplicables en rangos de tirante de agua hasta de 1800 metros; en los sistemas de producción temprana se emplean plataformas semisumergibles y el sistema consta de la plataforma, los sistemas de amarre y risers, pozos equipo de producción y unidad de almacenaje y exportación de los hidrocarburos. Aquí el mismo equipo hace las funciones de equipo de perforación, producción y almacenaje.

Entre los aspectos importantes en el diseño y selección de una plataforma semisumergible se encuentra la estabilidad y la capacidad de carga, en muchas operaciones se requerirá incluir los requerimientos siguientes: producción y almacenamiento, inyección de fluidos, reparaciones y perforación de pozos, mantenimiento de los sistemas submarinos. La flexibilidad que ofrecen los sistemas de producción temprana reduce el tiempo de generación de flujo de efectivo en campos marginales y localizaciones en aguas profundas o donde se requiera de pozos satélites.

En las especificaciones de una plataforma semisumergible se deben tomar en cuenta el tirante de agua, máxima profundidad para perforación, capacidad de

almacenaje, sistema de amarre, risers. El sistema de descarga consiste de tres subsistemas; líneas de flujo desde la semisumergible a los pozos, el punto de transferencia en si mismo y el tanquero trasbordador.

Por otra parte, la capacidad de carga en las plataformas semisumergibles está limitada; esto se hace más crítico conforme transcurre la vida del campo y se requiere emplear más equipo sobre la plataforma para inyección de fluidos. El templete de perforación debe estar diseñado para proporcionar el suficiente número de conductores para permitir la pre perforación de los pozos.

2.6.4.- FPSO.- Los sistemas de FPSO pueden ser construidos nuevos o convertir FPSO existentes a las necesidades requeridas, los FPSO pueden ser aplicados hasta 1800 metros. Los tanqueros son generalmente amarrados en un solo punto y tienen una opción para desconectarse cuando las condiciones ambientales así lo requieren. La configuración de amarre de un solo punto requiere que el templete o los pozos estén ubicados a una distancia de 1500 metros del punto de amarre.

Para todos las instalaciones de producción con almacenaje en los diferentes tipos de amarre, no se permiten las opciones de perforación y reparación. Existen diferentes amarres del pozo a la descarga del tanquero, entre los que destacan el SALM, SALS, CALM.

Existen tanqueros que cuentan con un brazo de amarre rígido (SALS), el sistema incorpora equipo de separación convencional en el FPSO, produciendo desde un solo pozo; pero también los hay para producir de dos o más pozos independientes. Los criterios de diseño del sistema FPSO están en función de las condiciones ambientales donde se ubica; incluyendo el sistemas capacidades para inyección de gas lift y de inyección de agua.

Los componentes principales del equipo submarino empleado son: el sistema de amarre, el tanquero, conexiones y desconexión, construcción e instalación; el

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

tanquero debe contar con equipo para la deshidratación y el tamaño suficiente para almacenamiento, capacidad para generación de electricidad, controles automáticos, sistemas de seguridad.

Con el fin de disponer de la producción se debe tener dos líneas de flujo que van de los cabezales a las tuberías y manifolds, una para la tubería de producción y otra para el espacio anular, además contar con los el control de las válvulas de los pozos.

Los amarres entre proa y proa entre el FPSO y el tanquero trasbordador el cual puede pegarse inclusive en malas condiciones, debe contar con sistemas de medición y recubrimientos para protección anticorrosiva.

Los sistemas flotantes de producción mediante un FPSO (Floating Production Storage Ofloading) basados en unidades de producción, se emplean en ambientes hostiles, aguas profundas y localizaciones remotas, además son muy útiles para el desarrollo de campos pequeños.

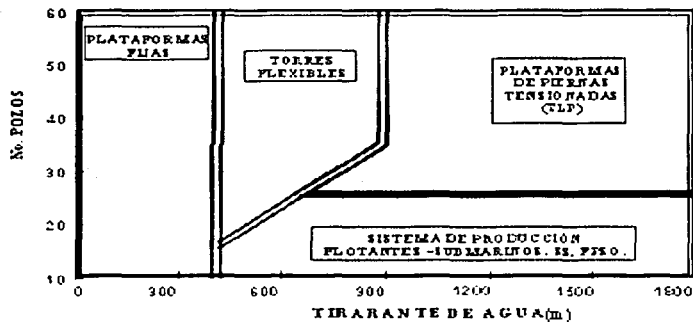


FIGURA No 18.- Sistemas de producción contra el Tirante de agua

Los pozos submarinos han sido usados en una gran variedad de configuraciones y existen arreglos para un pozo submarino (satélite), hasta arreglos con pozos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

submarinos, manifold y líneas, dichos arreglos son conectados a una plataforma o a un equipo de producción flotante.

El sistema flotante de producción, almacén y descarga FPSO (floating production storage and offloading) está permanente fijo y cuenta con equipo de producción arriba de la cubierta principal del tanque. La descarga del tanquero trasbordador es posible a través de un sistema anclado en tandem, empleando una manguera flotante para transferir el crudo.

La conversión de un tanquero FPSO requiere la instalación del equipo siguiente: estructura de amarre sobre la popa, cubierta del helipuerto, alojamiento para el personal, botes salvavidas y equipo de seguridad como complemento, módulos de proceso y cuartos de control, luces de señalización, equipo de contra incendio, sistemas de detección de fuego y gas, conversión de la caldera principal para consumir combustible y gas, aplicar corriente catódica para protección sobre el exterior del casco, colocación de ánodos de sacrificio y lastre, instrumentación de aire y equipo suplementario, plantas potabilizadoras de agua, aplicar inhibidores para evitar el crecimiento marino sobre la succión del agua de enfriamiento, plantas de tratamiento, telecomunicaciones, sistemas para el transporte y liberación del gas, tuberías de descarga, instalar medidores a la turbina de descarga y válvulas el manejo de aceite y vapores dentro del tanque, y materiales para la grúa.

Sin embargo, no siempre adaptar un banquero a las necesidades de operación es la mejor opción, en ocasiones la construcción de la embarcación puede ser mas barata, sobre todo cuando se requiere un mayor tiempo de servicio.

2.6.4.1.- Semisumergible con CALM o FSO.- Esta opción consiste de un templete submarino de producción, tie back para convertir a una plataforma semisumergible, diseñada para producción e inyección de agua, pero no para

TESIS CON
FALLA DE CALIDAD

perforación. El tie-back es hecho con líneas y risers flexibles, dirigidos hacia la plataforma semisumergible, con una tubería y manifold en el fondo marino.

El aceite puede exportarse por dos métodos, uno donde los risers flexibles están conectados a la plataforma semisumergible mediante un sistema de exportación tipo CALM, para que así el tanquero pueda exportar el crudo a tierra; y otro, donde la unidad de almacén flota, amarrada a un SPMS (single point mooring system), que al estar unido rígidamente, proporciona una capacidad tope de almacenaje en caso de que el tanquero sea capaz de cargarlo.

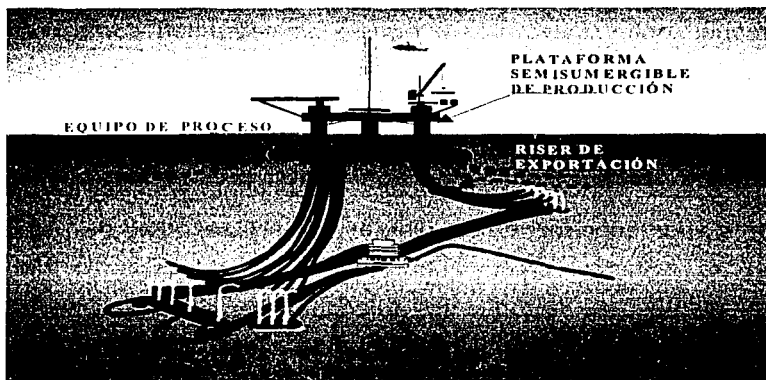


FIGURA No 19.- Sistema de producción empleando plataforma semisumergible

Al principio se emplearon tanqueros que fueron comerciales, y era un buque petrolero conectado a un (CALM) convencional, donde se combinan los servicios de una embarcación de almacenaje y amarre del tanquero trasbordador. Las características precarias de sobrevivencia, y a los altos costos de mantenimiento permitieron el desarrollo del SBS sistema (Single Buoy Storage) empleado con brazos rígidos para amarrar permanentemente la embarcación a la boya, tomando como base un tanquero de instalaciones de producción flotante.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Este sistema incorporó una separación del equipo convencional de brazo de amarre rígido (SALS) sobre la embarcación, para producir desde un pozo con terminación submarina.



FIGURA No 20.- Sistema de producción empleando FPSO.

Actualmente el diseño y construcción están desarrollados para condiciones de producción flotante, donde las facilidades de almacenaje y descarga pueden estar acomodadas para ocho pozos. Mientras que una plataforma semisumergible de amarre fijo y un tanquero con facilidades de producción flotante, se diseñan normalmente para condiciones meteorológicas difíciles.

La inserción de una cámara manifold de acceso rápido entre la cabeza del pozo y el nivel de flujo múltiple permite, la producción, prueba e inyección de agua y gas lift en varios pozos. Las facilidades de producción flotante basada en el uso de tanqueros ofrecen diversas ventajas sobre las disponibles en plataformas semisumergible ⁽¹⁵⁾.

El sistema de control de la plataforma esta diseñado para verificar todas las fases

(15) J.H.T. Carter, Jan Foolen; Evolutionary Developments Advancing the Floating Production, Storage, and Offloading Concept; OTC 4273, mayo 3-6, 1982.

de un VLCC (Very Large Crude Carrier), que ocupa un enorme espacio de cubierta y puede soportar mucho más carga que una plataforma semisumergible. Los tanqueros tienen mayor capacidad de almacenaje de aceite, con respecto a las plataformas semisumergibles. El proceso de descarga de crudo para una embarcación amarrada en tándem o lado por lado con la embarcación de almacenamiento, se realiza rutinariamente, actualmente se desarrollaron nuevos sistemas para el atraque de los tanqueros a plataformas semisumergibles.

Semisumergible con líneas de exportación.- Para ésta opción se emplea una embarcación FPSO, con un amarre con torre para el sistema de producción. Se emplea un templete de producción submarino con líneas y risers flexibles. Similar a las plataformas semisumergibles se usan con CALM o FSO, no están diseñadas para perforar y pueden exportar aceite por medio de un trasbordador.

2.6.5.-El sistema de almacenamiento y descarga FPSO, representa una opción para el desarrollo de ciertos campos costa afuera. El sistema puede disponerse en períodos de tiempo cortos y con inversión mínima pueden emplearse nuevamente en desarrollos subsecuentes. En áreas donde el desarrollo neto de líneas e instalaciones en puertos no existe, el concepto de FPSO proporciona todas las funciones necesarias para producir y exportar aceite crudo.

El diseño de los FPSO incluyen casco, cubierta, amarres, risers y descarga, el barco FPSO Ta'kuntah que opera en la Sonda de Campeche es el segundo más grande a nivel mundial, operado como tanquero; permite almacenar 2.3 millones de barriles y puede recibir 800,000 barriles por día.

En los sistemas de producción temprana los pozos se terminan en el fondo marino o también en la superficie y el aceite producido puede bombearse por ductos o bien ser transportado en un buque trasbordador. Existen sistemas de producción temprana que permiten aprovechar el gas al conectarse a una plataforma fija, donde se comprime para llevarlo a tierra; sin embargo, en la mayoría de los

sistemas de producción temprana el gas se quema. Los componentes del sistema de producción temprana son: la plataforma de producción y el equipo submarino, los risers, los sistemas de amarre, el transporte de aceite y el almacenamiento de aceite.

2.6.6.- Plataforma fija.- Estas son las plataformas convencionales y en estos sistemas de producción pueden incluirse hasta dos equipos de perforación para el desarrollo del campo; los elementos principales que se deben considerar para el diseño de la plataforma fija son: la cubierta, el jacket, los pilotes.

Tres elementos de importancia que intervienen en los sistemas de producción empleando plataformas fijas son el diseño de la misma, la fabricación y la instalación. En la instalación del jacket y los pilotes debe tomarse en cuenta el lanzamiento y la capacidad del martillo para empujar los pilotes y la camisa de los pilotes.

Con relación al peso total que soportara el jacket deben tomarse en cuenta el peso de todos los equipos en superficie, peso del jacket, conductores, cargas por olas y pilotes de las piernas. El peso del jacket dependerá del tirante de agua, el peso de los pilotes esta en función de los pilotes y del número de ellos

Para el diseño fundamentalmente se deben tomar en cuenta los criterios siguientes: geotécnicos, los cuales proporcionan la carga de los pilotes lateral y axial, manejabilidad de los pilotes, resistencia del suelo marino, colocación de las tuberías de exportación; así mismo, se deben conocer los criterios geotécnicos, análisis de tormentas estáticas y dinámicas, análisis de fatiga, diseño de componentes y juntas.

Los criterios de diseño incluyen las condiciones del suelo y ambientales, así para las olas se considera la tormenta más severa que ha sido estimada con probabilidad de exceder el uno por ciento en cualquier año (100 años de

tormenta). El diseño del viento se basa en la velocidad del viento constante de aproximadamente 160 kilómetros por hora a una altura de 10 metros por arriba del tirante de agua.

El diseño de los pilotes para cargas axiales es un concepto que representa conservadoramente la capacidad de carga de transporte de un suelo arenoso calcáreo. El suelo soporta a final de cuentas el esfuerzo de los pilotes. En cuanto a la fabricación e instalación se debe tomar en cuenta el patio de fabricación y el esquema de instalación, dimensiones de la estructura, procedimiento de transporte y descarga.

Esta es la opción más convencional y se emplea una plataforma completa para facilidades de producción; los pozos son perforados a través de templetos para permitir la producción temprana por tie-back, mientras que los hidrocarburos se exportan a través de tuberías rígidas; nótese que toda la perforación se realiza completamente antes de que las instalaciones de producción sean instaladas.

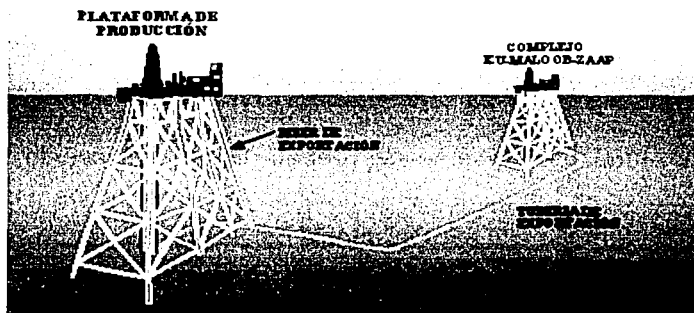


FIGURA No 21.- Sistema de producción empleando plataforma fija.

En términos generales las instalaciones fijas tienen las ventajas siguientes: permiten instalar equipo de producción de mayor capacidad; cuentan con mayor número de conductores, se tiene control de los pozos en superficie; sin embargo,

presentan las desventajas siguientes: a mayores tirantes de agua los costos se incrementan, requieren mayor tiempo para la puesta en producción y se incrementan los costos de abandono.

Una vez que la plataforma es construida e instalada los pozos son perforados directamente desde la plataforma fija, los templetos pueden diseñarse tanto para alojar un determinado número de cabezales submarinos, que permitan concluir la terminación de pozos submarinos, así como el alojamiento de los conductores para con espacios y geometría convencional.

Entre los parámetros meteorológicos y oceanográficos a emplear en el diseño de plataformas fijas está la ola, altura de marea, velocidad de viento y corriente, la velocidad del viento se debe emplear con lapso de una hora de promedio asociada a la altura máxima a 10 metros sobre el nivel del mar; se debe incluir la carga de oleaje en cubierta debido a la carga inducida por el oleaje y corriente en las cubierta y subniveles que pudieran recibir el impacto.

La cubierta de la plataforma de producción está soportada por columnas, sobre la plataforma queda instalada la grúa, botes salvavidas, las instalaciones de proceso, separación aceite/agua, suministro de energía eléctrica, telecomunicaciones, bombeo, compresión del gas.

2.6.7.-Torre Flexible.- La torre flexible es uno de los sistemas de producción útiles para el desarrollo de campos en tirantes de agua entre 350 y 1000 metros, permitiendo terminar los pozos con árboles en superficie; de tal manera que, tanto las actividades de perforación como las operaciones de producción se desarrollen de manera similar como en las plataformas fijas, pero con la ventaja de ser más flexible y tener menos peso.

Una de las diferencias entre la plataforma fija y la torre flexible es que el jacket de esta última tiene un área de sección transversal de las mismas dimensiones en el

fondo que en superficie. El diseño de la torre flexible depende del tamaño y peso del jacket y de los pilotes, los cuales están en función del tirante de agua, del número de conductores; la cubierta queda definida por el equipo de proceso que soportara el área de pozos.

Los componentes principales de la torre flexible son la torre misma, la cubierta, los sistemas de amarre y la cimentación; la flexibilidad se obtiene a través de tubos axiales, tanques de flotación y el mecanismo de doblez. La sección transversal de la torre es relativamente pequeña comparada con la plataforma fija convencional; sin embargo, no resiste el momento de volcadura de una plataforma convencional, por lo que esta soportada por un sistema de tensores extendidos radialmente.

El diseño de los sistemas de amarre requiere rigidez y a las cargas se transmiten las líneas, también debe considerar que las líneas de tensión operen por debajo de las condiciones que no rebasen del 25 al 30 por ciento al esfuerzo de rotura, se debe tener redundancia en las líneas y soportar el diseño máximo de tormenta con dos líneas perdidas.

La torre flexible esta cimentada con nueve pilotes cimentados agrupados circularmente y uno en el centro; los pilotes están sujetos principalmente al peso de la cubierta, parcialmente al momento de volcadura, además de la contribución por la altura de las olas y por las desviaciones a que se encuentra sujeta.

Los tanques de flotación permanentes deben agregarse al sistema con el fin de ayudar a soportar parte del peso de la cubierta, lo cual puede ayudar a los pilotes a soportar las cargas en condiciones extremas. La localización de los tanques debe evitar el arrastre excesivo de las fuerzas debido al oleaje y corrientes, y contribuir a la estabilidad durante el remolque y posición flotante.

2.6.8.-Plataforma de Piernas Tensadas. La plataforma TLP es una estructura flotante anclada en el lecho marino mediante tensores verticales en cada esquina

de la plataforma, permitiendo a los tensores eliminar virtualmente los movimientos de levantamiento, inclinación y giro de la plataforma en el plano vertical, mientras que los movimientos laterales son completamente restringidos los movimientos de oleaje y oscilación.

Sus principales componentes son la cubierta, el casco, la cimentación del templete y los tendones; el casco tiene un arreglo de cuatro columnas con pontones circulares o rectangulares, dependiendo de las necesidades de la cubierta. Los principales niveles de la cubierta se diseñan para soportar todo el equipo fijo y móvil, así como la de proporcionar una área de trabajo durante la instalación de los risers del área requerida de los pozos, el equipo de perforación y mantenimiento de pozos. El casco tiene tres funciones básicas proporcionar flotación con el fin de soportar el equipo en cubierta, los risers y la pretensión de

Los tendones, proporcionar control del peso y centro de gravedad, mediante el lastre para mantener la estabilidad propia de la flotación libre y mantener en lugar la tensión de los tendones.

El templete se instala en el fondo del mar con pilotes de 60 pulgadas de diámetro, los receptáculos de los tres tendones están conectados por vigas a cada una de las camisas de los pilotes. El templete debe ser nivelado dentro de más o menos 2.5 grados para la instalación del tendón, la inclinación de los pilotes es de 60 grados y la penetración aproximadamente 250 metros.

Los tendones están formados por segmentos de tubería soldada, con una relación del diámetro de la tubería con el espesor de pared este flotando naturalmente en agua de mar. Para el caso donde las columnas son de acero se instalan tres tendones por columna.

La cimentación de los tendones se asegura con pilotes, cuyo número varía de 4 a 8, dependiendo de la carga del tendón y del tipo de suelo, estos pueden estar

piloteados. El tipo, número y tamaño de los pilotes se calculan en base a la máxima tensión de los tendones y tipo de suelo.

La instalación de los tendones puede instalarse con equipo de perforación o remolcadores, mientras que para la colocación de la cubierta, esta puede realizarse mediante barco grúa o transportarse sobre un chalán e instalarse en el sitio.

La configuración de la plataforma puede ser triangular de tres columnas o rectangular de cuatro columnas, y su flotación se realiza por medio de las columnas verticales de la plataforma y pontones horizontales, conectados en el fondo a dichas columnas.

El concepto de TLP es una unidad de producción y almacenamiento, anclada a un SALM para la producción por venir de diversas instalaciones de producción submarinas; Es una modalidad de los sistemas flotantes de producción; sin embargo tiene la ventaja de tener características de lanzamiento más pequeña y costos de perforación menores con respecto a dicho sistema. Los costos de fabricación están fuertemente afectados por la capacidad de carga en la cubierta.

El sistema incluye una plataforma de patas tensadas, manifold submarinos, pozos satélites, un SALM con un manifold de producción en la base, una unidad de producción flotante y una unidad de almacenaje ⁽¹⁶⁾. El concepto de TLP emplea árboles secos, empleando tecnología de perforación y producción similar a la de las plataformas fijas.

La configuración de la plataforma está diseñada para minimizar el movimiento de la estructura, lo cual se logra teniendo suficiente profundidad la estructura para reducir la acción de las fuerzas de la ola y también para utilizar la cancelación del

(16) T. S. Chilton, D. R. Pejaver; Development of a Deepwater Integrated Production System; OTC 5546 Houston Texas, abril 27-30 1987.

efecto de la ola sobre las columnas y pontones. Los movimientos relativos entre la plataforma y el risers están influenciados por la variación de la ola. La cubierta soporta principalmente el peso del equipo instalado sobre la misma, y debe tener la capacidad para el alojamiento del personal y espacios para la perforación y cabezales, área de proceso etc.

Las debilidades de los sistemas de producción se pueden resumir como sigue: existen tiempos muertos, debido a que todas sus partes están sujetas a los efectos del ambiente. La mayoría de los tiempos muertos se deben al mal tiempo, y en menor porcentaje al corte por movimientos del equipo de proceso sobre la plataforma; también pueden deberse a fallas totales o parciales en los sistemas de amarre.

2.6.9.-Tie Back.- En el Golfo de México se han desarrollado algunos campos aprovechando la infraestructura existente, entre los que se pueden mencionar Macarroni, Angus y Europa; el primero y el tercero se han conectado a una plataforma TLP, mientras que el segundo a una plataforma fija.

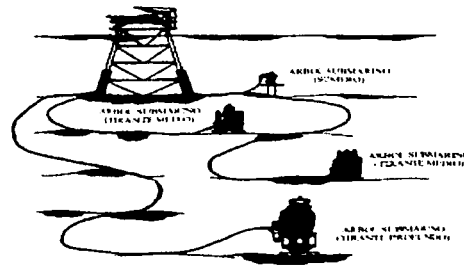


FIGURA No 22.- Sistema de producción con "tie in"

Este tipo de sistema se aplica por instalaciones de producción, e inyección de líneas de instalaciones satélite a risers en las instalaciones existentes. Las instalaciones existentes pueden ser completamente submarinas o una

combinación de superficie y el fondo. Las instalaciones centrales y el proceso central son dimensionados para combinar la producción de ambos campos. Ninguno de los sistemas anteriores se suponen tienen instalaciones de buceo a bordo. En cambio el buceo abarca actividades de asistencia de buzos que son requeridos para la instalación. Por otra parte las instalaciones flotantes presentan las ventajas siguientes: disminuyen los tiempos para iniciar la producción, los gastos de abandono son menores y son sistemas recuperables. Por otro lado, las desventajas radican en que por el sistema de anclaje están limitadas por el peso que soportan; existen tiempos muertos durante las operaciones; el número de conductores es menor al de otras alternativas.

CAPITULO 3

EVALUACION ECONOMICA Y PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA PROYECTOS ECONÓMICAMENTE RENTABLES.

En el desarrollo de un campo marino es indispensable invertir grandes sumas de dinero en la perforación y terminación de pozos, en la construcción e instalación de infraestructura, en las tuberías para el transporte de los hidrocarburos, en los sistemas de producción y equipos de proceso. Los costos de producción también están influenciados por los gastos de operación y mantenimiento, debido al transporte, tratamientos y seguros entre otros gastos.

Para la explotación de hidrocarburos en ambientes marinos se requiere de experiencia y habilidades en diversas disciplinas, aplicar diferentes clases de tecnología y lograr la participación comprometida de compañías, contratistas, gobierno, fabricantes, vendedores y transportistas, para que las inversiones se apeguen estrictamente a lo presupuestado; así mismo para cumplir en tiempo con el plan.

Debido a lo anterior es necesario hacer un análisis económico de los sistemas de explotación existentes a nivel mundial, con el fin de valorar su aplicación en la región marina de la Sonda de Campeche. Sin embargo, para que un proyecto resulte exitoso, las responsabilidades y roles de los participantes deben estar claramente definidos y establecidas las rutas de comunicación; asegurando con ello que las dependencias o áreas de servicio cumplan sus obligaciones en tiempo forma y calidad.

Independientemente que la administración de proyectos establece las políticas, define los objetivos y metas, también guía a los especialistas y a la organización, dando seguimiento al estado que guarda el proyecto; al mismo tiempo que se responsabiliza de ejecutar efectiva y eficientemente las actividades de manera

integral. Se dice que la aplicación de un proyecto es efectiva cuando se alcanzan los planes, a pesar de estar presente la incertidumbre.

En el desarrollo de campos existen parámetros que influyen directamente en su explotación; tal es el caso de las reservas de hidrocarburos, el número de pozos requerido, el tirante de agua, la lejanía del campo respecto a la infraestructura existente, la variación de los precios del petróleo en el mercado, así como el tiempo de duración del proyecto; por ello, el análisis de este tipo de variables y de su interacción en el proceso de planeación tienen un lugar preponderante.

Todas estas actividades se llevan a cabo mediante la plantación, dirección y control de las actividades. En la planeación se indican los objetivos, las políticas y la ejecución de los procedimientos; en la dirección se dan instrucciones, se toman decisiones se coordina, se motiva y se toman medidas correctivas, mientras que en el control se analiza, se previene y se reporta.

3.1.- ANALISIS DE RIESGO

En la industria del petróleo y el gas abundan los riesgos y la incertidumbre, principalmente por lo incierto de la geología del subsuelo, heterogeneidad de los yacimientos y fluctuaciones de los costos de equipos, materiales y precios de los hidrocarburos o daños por eventos naturales. El riesgo significa la pérdida potencial y más generalmente la pérdida o ganancia, mientras que el término análisis nos asegura que el riesgo es cuantificable; muchos de los análisis de riesgo consisten en estimar rangos en lugar de considerar valores deterministas (17)

Cuando se documenta un proyecto se consideran valores determinados que pueden o no ser los que en realidad resulten; sin embargo, es necesaria la predicción de algunos parámetros para la documentación del proyecto y poder así calcular los indicadores de rentabilidad.

(17) J.A. Martha, SPE, Consultant; Monte Carlo Simulation: Its Status and Future; JPT abril de 1997.

En este tipo de proyectos, gran parte de los análisis corresponden a la cuantificación de las reservas, los intereses por concepto de la inversión, las expectativas de producción; con estos estudios se busca la protección de la inversión; de ahí la conveniencia de incluir en el análisis de todas las situaciones posibles, para controlar el riesgo. Los contratos en la perforación de pozos tipo "llave en mano" o los contratos "alianza" permiten administrar el riesgo, ya que son una garantía desde el punto de vista económico; sin embargo, hay que saber en que momento emplearlos.

En un ambiente de incertidumbre el contar con una gama de posibilidades, tanto favorables como desfavorables, ayuda en la toma de decisiones; sin embargo, los valores medios, por definición es el valor más probable. Existen varios métodos valorar la incertidumbre y seleccionar la mejor alternativa; este es el caso de la simulación de Monte Carlo. El método de Monte Carlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos, en vez de tomarlos como consideraciones secundarias; lo más importante es que incorpora el concepto de probabilidad.

Para establecer el comportamiento de una determinada variable, las curvas de distribuciones pueden emplearse; una distribución triangular describe una situación en la cual se conoce el mínimo, el máximo y los valores con mayor probabilidad de ocurrencia; mientras que en una distribución uniforme, la forma rectangular indica que todos los valores comprendidos entre el mínimo y el máximo, tienen la misma probabilidad de ocurrencia. Es necesario identificar toda la información y la especificación de todos los factores que pudieran influir en el resultado final.

El análisis de sensibilidad permite asignar un orden de importancia a los factores o variables que deberán considerarse en una decisión y dependen de varios elementos, tales como el precio del petróleo, volumen de petróleo, precio del gas, las inversiones y los costos de operación y mantenimiento.

Para la elección de un determinado esquema es importante decidir si adelantar y seleccionar un sistema de producción que se adapte en caso de que se tuvieran mayores reservas, o esperar hasta contar con información más precisa para optimizar el tamaño del sistema.

El análisis de sensibilidad sirve para apreciar el comportamiento de la variación económica y al analizar una gama determinada de parámetros que intervienen; por ejemplo, que pasará si se sobreestima la reserva, si se obtienen menores ritmos de producción, o bien si se rebasa el techo de inversión programado o bien los gastos de operación y mantenimiento, por mencionar algunos de los factores.

Un estudio de factibilidad revela que tan vulnerable es el proyecto a los cambios; sólo así, se pueden tomar medidas preventivas para reducir los efectos resultantes. Para proyectos de largo plazo se emplea información estadística que combina la distribución de variables mediante el método de Monte Carlo. Los resultados posibles se expresan en una curva de contingencia; por medio de la cual, se obtiene el valor monetario esperado del proyecto.

La simulación de Monte Carlo consiste en seleccionar un valor para cada parámetro de entrada, de acuerdo a algunas distribuciones especificadas y cálculos de salida. Una simulación es una sucesión de cientos o miles de ensayos repetidos, durante la cual se almacenan los valores de salida. Posteriormente los valores de salida se agrupan en las distribuciones y se presentan por medio de un histograma o función de distribución acumulada. Los resultados se presentan en función de valores mínimos, máximos y el valor más probable.

Para apreciar los efectos de incertidumbre y riesgo se emplean dos métodos: análisis de sensibilidad y análisis de riesgo; el análisis de sensibilidad indican los efectos producto de la variación de los parámetros que intervienen en el proyecto, y se emplea para evaluar diferentes escenarios como en el caso de las reservas estimadas, definen los límites favorables de producción, determinan los límites

por excesos de inversiones y gastos, así como los efectos por retraso del proyecto y precio mínimo del petróleo para no perder ⁽¹⁷⁾.

Un estudio de sensibilidad revela que tan vulnerable es el proyecto a los cambios y es un indicador para tomar acciones tendientes a reducir los efectos. Para el caso de proyectos muy sensibles a la variación de la estimación de reservas, una distribución adecuada de los pozos disminuirá el riesgo. Si las inversiones exceden al presupuesto, entonces un control firme del mismo será el remedio.

Con base en el análisis técnico se pueden definir los escenarios posibles para el desarrollo de campos en aguas profundas; mientras que el análisis económico influye en cada escenario para determinar el sistema de producción más rentable. Para analizar el riesgo se emplean distribuciones de probabilidad para los diferentes parámetros que intervienen, y a través del método de Monte Carlo, determinar los indicadores económicos y efectuar el análisis de sensibilidad ⁽¹¹⁾.

En la evaluación del análisis de riesgo de los proyectos de desarrollo de campos debe incluirse el riesgo del yacimiento (factor de recuperación del aceite), el riesgo en la estimación de los costos, el riesgo en el periodo de construcción, el riesgo relacionado con las compañías contratistas al que se asigna la fabricación e instalación de las instalaciones, el riesgo de la política fiscal, el riesgo del precio de los hidrocarburos, así como también las suposiciones de parámetros técnicos y económicos en el estudio.

En el análisis económico se toman en cuenta los ingresos por venta de crudo, ingresos financieros, gastos de operación y mantenimiento, gastos financieros, y las transferencias al fisco por derechos e impuestos.

(17) J.A. Martha. Op. Cit.

(11) Salim Armando. Op. Cit.

Es conveniente observar que el método de Monte Carlo no toma decisiones, mas bien al emplearse en un programa de cómputo se convierte en una herramienta útil para la toma de decisiones, no proporciona modelos hechos, mas bien dependiendo de las necesidades, facilita la construcción de uno propio.

El análisis de sensibilidad permitirá concluir con relación a los efectos que provocan en el proyecto el número y productividad de los pozos, los efectos de la construcción de nuevas instalaciones, los efectos del tirante de agua, los efectos de la variación del precio del petróleo.

3.2.- PROGRAMA DE CÓMPUTO.

El programa de cómputo se elaboró para aplicaciones en pozos de desarrollo, tomando como base la metodología empleada para la evaluación de proyectos exploratorios ⁽¹⁸⁾. El programa se adaptó a sistemas de producción costa-afuera, incluye diferentes subrutinas; entre ellas una que realiza el movimiento de equipos y agrupa tres opciones para amortizar la inversión y mediante ensayos, se determina el tiempo de abandono del campo.

El programa elaborado tiene diferentes contadores relacionados con el número de simulaciones, el número de campos y número de periodos para el proceso, ordenando la información para el procedimiento de cálculo por campo y para el total de ellos. La selección de los parámetros en cada simulación se hace aleatoriamente. Cuando un pozo resulta inproductivo sólo se toma en cuenta el costo de la inversión por concepto de la perforación del pozo exploratorio, mientras que si resulta productor, toma en cuenta la inversión de todos los pozos programados para desarrollar el campo.

(18) Solórzano N. L., Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción, primera edición, 1996.

Determinado el número de pozos, el programa de cómputo los distribuye en el tiempo de acuerdo al número de equipos con los cuales se cuenta. Inicialmente cada equipo de perforación se asigna para perforar pozos exploratorios; sin embargo, al resultar alguno de ellos productor, los equipos restantes al concluir la perforación de su pozo, se incorporan al desarrollo de los campos productores, en el orden establecido.

El número de equipos permanecerá constante durante todo el tiempo que dure la exploración y desarrollo de los campos; de igual manera cuando un equipo concluya la perforación de pozos de desarrollo, se irán canalizando de nuevo hacia la perforación exploratoria y viceversa, hasta que no quede prospecto por explorar ni campo descubierto por desarrollar.

Los datos de entrada que se deben especificar al programa incluyen: número de prospectos, su probabilidad de descubrimiento, el valor de la reserva disponible (mínima, modal y máxima), tirante de agua, profundidad del yacimiento, localización de la plataforma central, instalaciones requeridas. Además se debe definir el número de prospectos, número de equipos de perforación para desarrollar el campo, tiempo requerido para perforar y terminar los pozos, número de simulaciones, número de equipos para desarrollar los prospectos (ver figura 24).

De igual manera se tienen que definir los ritmos de producción con sus valores mínimo, modal y máximo, relación gas-aceite (RGA), periodos en que permanecerá constante la producción, precio del barril de petróleo, precio del millar de pie cúbico de gas, tasa de interés y valor de la declinación mensual; y con estos parámetros seleccionar el sistema de producción a emplear en el escenario planeado.

En el caso donde se emplean sistemas flotantes de producción la perforación de los pozos se realiza con barcos o plataformas semisumergibles, y en el caso de plataformas fijas, el costo de la plataforma se debe considerar como parte de la obra asociada al pozo; sin embargo, en este caso la misma plataforma sirve tanto para perforar los pozos como para recibir los equipos para la separación del gas y aceite.

El proceso de cálculo da inicio con la primera simulación del primer prospecto, y una vez realizado el total de simulaciones del primero, continua con el segundo y así sucesivamente, hasta concluir con la última simulación del último prospecto.

Debido a que en la actualidad existe una vasta región en el Golfo de México con grandes posibilidades de encontrar hidrocarburos; la importancia del tema en esta tesis radica en que con la información mínima, permite simular y determinar los indicadores económicos más probables.

Se incorporan los datos en valores puntuales, mínimo y máximo, o bien mínimo medio y máximo. Todos los costos entre 125 y 450 metros de tirante de agua están incluidos en el programa, tales como de plataformas de perforación-producción, obra asociada a los pozos, equipo de proceso, ductos y gastos de operación y mantenimiento.

De igual manera están incluidos los costos de la plataforma por concepto de compra, conversión o fabricación, costo de instalación, generación de energía eléctrica, alojamiento para el personal, sistemas de amarre para las instalaciones flotantes, risers, la perforación de pozos, árboles, cabezales, líneas de flujo, sistemas de control tuberías o sistemas de exportación de hidrocarburos.

Porcentaje de Costo Plataformas Para Obra Asociada = 75 %
 % Amortización L.R. = 60 %

Salir Calcular Escenario de Explotación

DATOS DE ENTRADA

Numero de prospectos = 10 Tiempo de Terminación de pozos = 4 meses Sistema de Producción

Equipos de Perforación = 2 Número de Simulaciones = 500 Equipo de Perforación

Equipo por instalaciones = 4 % AMORTIZACIÓN U.P. = 70
 % RESERVA RECUPERADA = 75

Campo	Probabilidad de Descubimiento %	Reservas recuperables			Instalaciones	Tirante de Agua	Prolundidad	Longitud
		Valor Mínimo	Valor Modal	Valor Máximo				
1	43	86,900,000	204,100,000	456,300,000	1	125	3525	7.753
2	33	64,400,000	193,500,000	421,040,000	1	125	3525	5.066
3	27	22,300,000	82,300,000	183,670,000	1	125	3525	5.618
4	27	21,300,000	78,700,000	175,130,000	1	125	3525	14.498
5	38	20,800,000	54,100,000	144,970,000	1	125	3525	7.847
6	38	19,600,000	51,200,000	120,990,000	1	125	3525	5.707
7	31	12,700,000	40,600,000	76,700,000	1	125	3525	24.972
8	26	11,300,000	43,500,000	140,240,000	1	125	3525	15.853
9	18	5,600,000	31,100,000	110,310,000	1	125	3525	5.673
10	31	3,400,000	10,700,000	20,100,000	1	125	3525	2.583

Concepto	Valor Mínimo	Valor Modal	Valor Máximo
qp(Bls/día)	3000	7000	12000
RGa(m ³ /m ³)	70	80	90
m(Meses)	0	0	12
q(Bls/Día)	500	0	700
q(Dls/B)	8	0	25
q(Dls/MI ³)	2	0	6
i	0.02	0.04	0.07
Declinación	0.002	0.01	0.015

Concepto	Valor Puntual
qp(Bls/día)	0
RGa(m ³ /m ³)	0
m(Meses)	0
q(Bls/Día)	0
q(Dls/B)	0
q(Dls/MI ³)	0
i	0
Declinación	0

FIGURA No 23.- Datos de entrada del programa de cómputo.

El número de periodos totales para desarrollar uno o más prospectos depende de los ritmos de producción con que se extraen las reservas; sin embargo, no es posible extraer toda la reserva, porque no es rentable extraer los últimos barriles del yacimiento. Esto obliga a establecer un limite, en función de un porcentaje, que en este caso se encuentra entre el (75 y 85)%, de acuerdo al sistema de producción.

Los resultados y análisis del presente estudio, corresponden a diez prospectos relacionados en la tabla número dos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 2.- RESERVAS DE LOS 10 PROSPECTOS

PROSPECTO	RESERVA (MMB)			PROF. (m)	TIRANTE (m)	PROBABILIDAD DESCUBRIMIENTO
	MÍNIMA	MODAL	MÁXIMA			
TUNICH*	86.9	204.1	456.3	3525	195	43
UTSIL	64.4	193.5	421.04	3525	140	33
MUKIL	22.3	82.3	183.67	3525	135	27
KANKIN	21.3	78.7	175.13	3525	125	27
BAKSHA*	20.8	54.1	144.97	3525	125	38
NUMAN*	19.6	51.2	120.99	3525	190	38
NAHIL	12.7	40.6	76.7	3525	200	31
YAXILTUN	11.3	43.5	140.24	3525	150	26
IB	5.6	31.1	110.31	3525	138	18
HIABON	3.4	10.7	20.1	3525	180	31

El número óptimo de pozos se determina mediante la fórmula siguiente:

$$N = \left(\frac{R_E}{q_0} \right) \sqrt{\frac{u * q_0 * i}{C + D}} - i \quad \dots\dots (1)$$

Donde:

- (N): Número óptimo de pozos
- (Re): Reservas en barriles
- (q₀): Gasto de aceite barriles diarios
- (i): Tasa de interés
- (C): Costo de la perforación por pozo
- (D): costo de la obra asociada al pozo

Para calcular el costo de producción del barril de petróleo, el programa determina el de cada prospecto y el total de ellos, considerados como un solo proyecto; en cada caso el programa realizado para el presente trabajo determina las

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

inversiones de todos los equipos, obras y servicios, destacando los de plataformas, líneas, equipo de proceso costo de pozos, obra asociada y gastos de operación y mantenimiento..

Debido a que la ubicación de los prospectos señalados en la tabla dos, se encuentran en tirantes de agua menores a 200 metros, se realizaron simulaciones considerando el tirante de agua real, llamado en este trabajo "variable", porque en cada prospecto varia el tirante de agua.

Por otra parte y con el fin de conocer la sensibilidad del proyecto a la variación del tirante de agua, se hace la suposición de que los mismos prospectos se encuentran a 350 y 450 metros de tirante de agua, con el fin de analizar su comportamiento. A continuación se presentan los valores con información de las reservas, ritmos de producción y número de pozos, para el concepto "variable" obtenidos con 500 simulaciones.

TABLA NO 3.-NÚMERO DE POZOS PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS.

ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS (80%UP, 80%RE, 75% OA) *			
CAMPO	P.F.	SS	FPSO
	POZOS		
1	14	12	12
2	14	11	13
3	7	6	6
4	7	5	6
5	5	4	5
6	4	3	4
7	2	2	2
8	4	4	4
9	3	3	3
10	1	1	1

(*) Las abreviaturas empleadas corresponden a las premisas consideraciones en las corridas; así 80% UP significa que el 80% de 180 meses, es el tiempo empleado para amortizar la inversión por el método de unidades de producción.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El número óptimo de pozos es calculado de acuerdo a la ecuación número uno; sin embargo, desde el punto de vista rentabilidad éste número no es el más adecuado; pues gran parte de la ganancia se obtiene con un número menor de pozos Existen diferencias en el número de pozos de un sistema a otro, fundamentalmente porque los valores de reserva y ritmos de producción obtenidos en cada simulación no son iguales, y por otra, debido a las diferencias del costo de la obra asociada, ver tabla (3,33 y 34).

Por la declinación de los campos, los ritmos de producción disminuyen conforme transcurre el tiempo; de tal manera que no es rentable continuar extrayendo la reserva, debido a que los costos de producción se incrementan (ver tabla 4). Por lo tanto, debe tomarse en cuenta, la diferencia entre la reserva simulada y la reserva que es posible extraer, por el incremento de los costos de producción. En la tabla tres se presenta la reserva media recuperable y la reserva económicamente recuperable, es importante resaltar que para obtener los valores más probables de los parámetros, en éste trabajo se consideran solo pozos fluyentes.

TABLA NO 4.- RESERVA PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS.

ESCENARIO DE EXPLOTACION A, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS TIRANTE DE AGUA VARIABLE, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA						
CAMPO	P.F.		SS		FPSO	
	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]
1	244.8	190.6	247.5	188.3	250.5	202.1
2	225.3	177.5	218.9	168.5	235.6	192.1
3	99.6	78.8	99.1	78.1	96.5	81.6
4	94.2	75.1	88.5	69.4	89.8	76.4
5	72.3	56.8	71.5	55.0	75.1	63.2
6	60.7	47.2	62.7	48.6	64.6	53.9
7	41.2	31.3	41.9	30.5	42.3	34.2
8	65.4	51.3	64.1	49.3	67.7	57.5
9	44.7	35.1	53.9	41.5	47.1	39.6
10	11.1	8.7	11.5	8.9	11.7	10.0

En el caso de prospectos con reservas pequeñas, una de las premisas consiste en extraer la reserva lo antes posible, con el fin de recuperar o pagar la inversión de la misma forma; esta consideración en determinado caso puede marcar la diferencia entre ser o no rentable el proyecto; generalmente los prospectos más rentables, deben tener altos ritmos de producción; al analizar los perfiles de producción resultantes se recupera entre el 78 y el 80 por ciento de la reserva.

Los ritmos de producción iniciales que aparecen en la tabla cinco son el valor promedio de 500 simulaciones; sin embargo, los datos que fueron ingresados al programa van desde 3,000 hasta 12,000 barriles por día. Cuando se agota la reserva de cada pozo, se cierra y se tapon.

TABLA NO 5.- RITMOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PROMEDIO POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS.

ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA			
CAMPO	P.F.	SS	FPSO
	Qo Medio [BPD]		
1	7318	7294	7216
2	7247	7303	7273
3	7217	7331	7101
4	7083	7193	7349
5	7398	7330	7346
6	7448	7481	7567
7	7137	7521	7448
8	7413	7437	7547
9	7059	7004	7722
10	7255	7220	7432

Cabe destacar que los ritmos de producción son tomados aleatoria mente y por lo tanto, no siempre resultan valores iguales, aunque realizando los promedios son muy similares. De igual manera se presentan los valores correspondientes al gas, donde la relación gas aceite considera se encuentra en el rango de 60 a 90 m³/m³ (ver tabla 6).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 6.- RITMOS DE PRODUCCIÓN DE GAS POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA I DE LÍNEAS.

ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA			
CAMPO	P.F.	SS	FPSO
	Qg Medio [MMPCD]		
1	3.305	3.271	3.251
2	3.271	3.270	3.251
3	3.241	3.296	3.200
4	3.183	3.220	3.318
5	3.333	3.314	3.317
6	3.347	3.376	3.406
7	3.211	3.378	3.344
8	3.350	3.355	3.423
9	3.182	3.172	3.503
10	3.245	3.236	3.347

Cuando se calcula la ganancia en función del número de pozos, se observa que el monto de la diferencia es mayor cuando es menor el número de pozos; sin embargo, cuando es mayor el número de pozos, el valor de la diferencia es menor. Por tal motivo, este programa permite modificar y seleccionar el número de pozos mediante un porcentaje y así permitir incluir el número de pozos más conveniente, en función de la inversión. El resultado mostrado en las tablas corresponde a la mitad del número óptimo de pozos.

3.3.- PERFILES DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS

Por medio de las simulaciones en el programa de cómputo, elaborado en Visual Basic, se obtiene una banda de ritmos de producción por campo y totales; su perfil depende de la reserva y de la producción por pozo. En las figuras 24 a 29 se muestran los obtenidos con 500 simulaciones, a partir de la información de diez prospectos, todos ellos a diferentes tirantes de agua (ver tabla número 1).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Como la información relacionada con los diez prospectos corresponden a tirantes de agua menores a 200 metros, sólo aplican en los sistemas de producción con plataformas fija, semisumergible o FPSO; las torres flexibles y TLP, se emplean en tirantes de agua mayores a 350 metros.

Con el fin de poder comparar los cinco sistemas de producción se hicieron corridas suponiendo que los mismos prospectos se encuentran en tirantes de agua a 125, 250, 350 y 450 metros de tirante de agua (ver figuras 76 a 79). Los perfiles de producción se modifican al variar el tirante de agua y el número de prospectos.

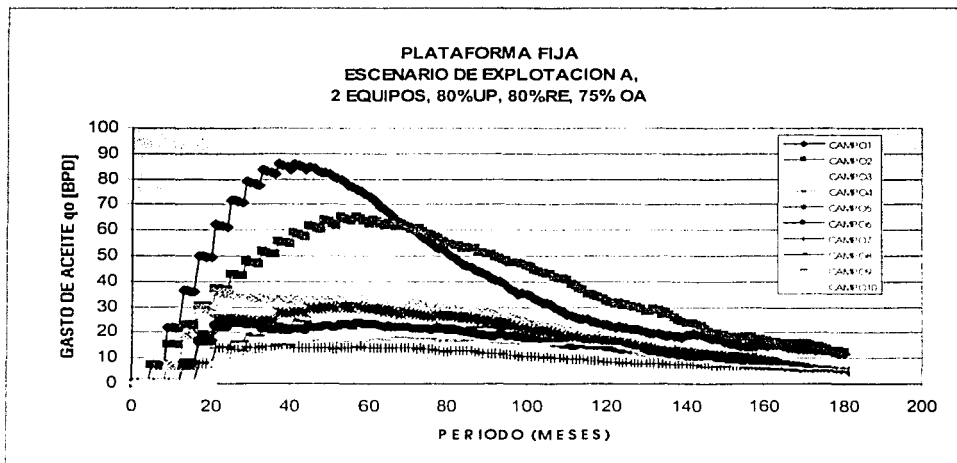
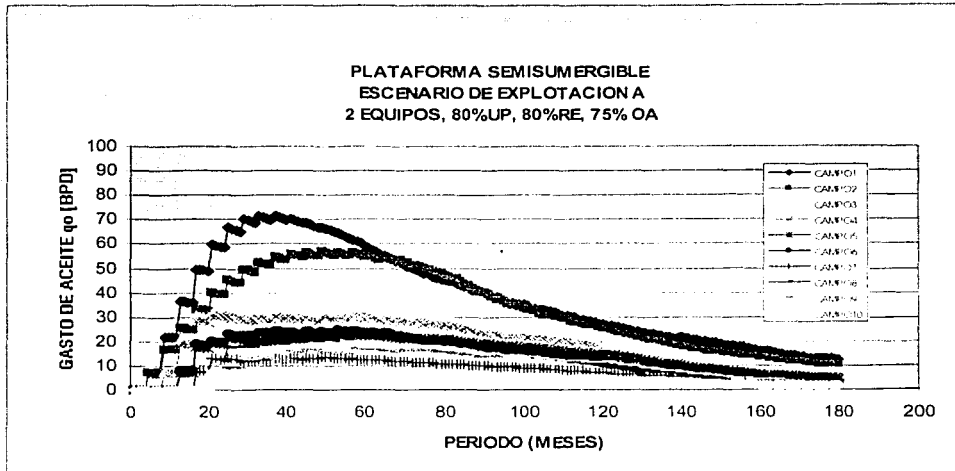
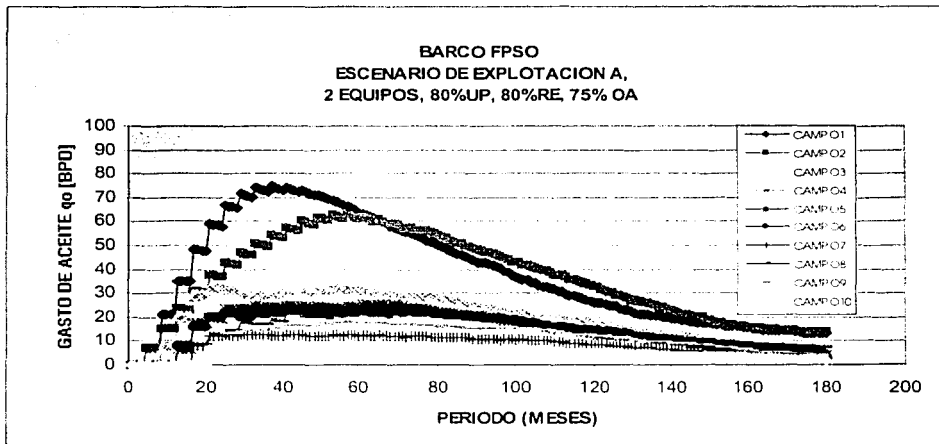


FIGURA No 24.- Perfiles de producción de aceite por campo, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Los perfiles máximos de producción dependen del volumen de reserva y del sistema de producción seleccionado; sin embargo, el prospecto más pequeño, no alcanza ritmos de producción de 10,000 barriles por día.



Para indicar cual es el ritmo de producción mínimo total, este se determina realizando diferentes corridas y variando el porcentaje de la reserva recuperable; si el valor seleccionado permite que los costos de producción se mantengan o bajen puede seguirse explotando, pero cuando el costo de producción empieza a incrementar, es indicativo de que se tiene que cerrar el campo. En este trabajo el porcentaje empleado es de 75 y 85 por ciento.

La configuración del perfil de producción depende de los valores de cada simulación; así en algunas simulaciones se pueden presentar volúmenes de reserva máximo con ritmos de producción pequeños, o bien a la inversa.

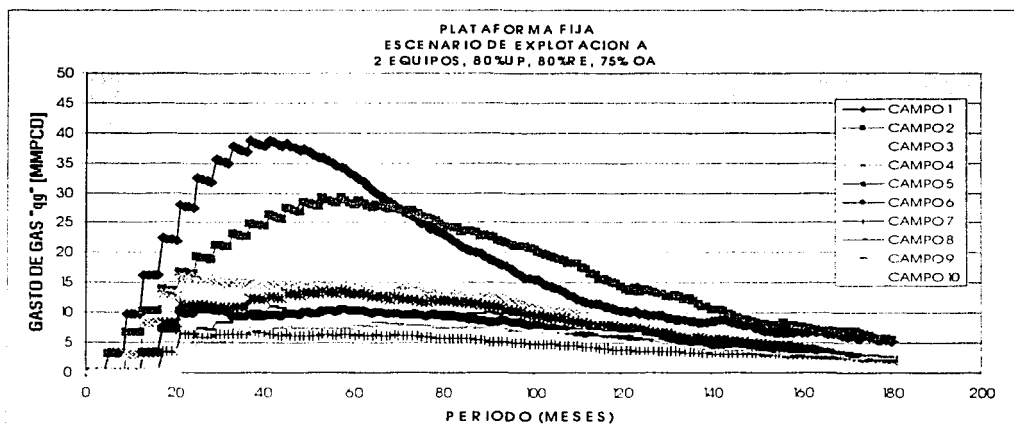


FIGURA No 27.- Perfil de producción de gas por campo, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

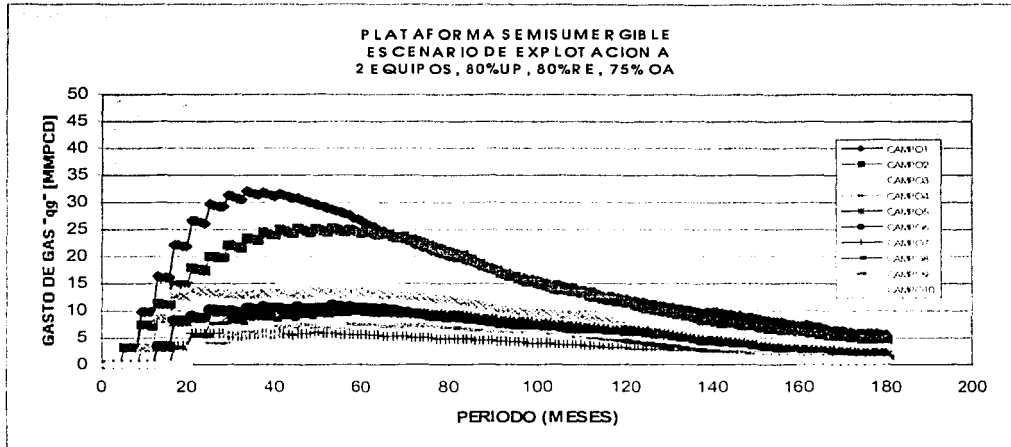


FIGURA No 28.- Perfil de producción de gas por campo, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

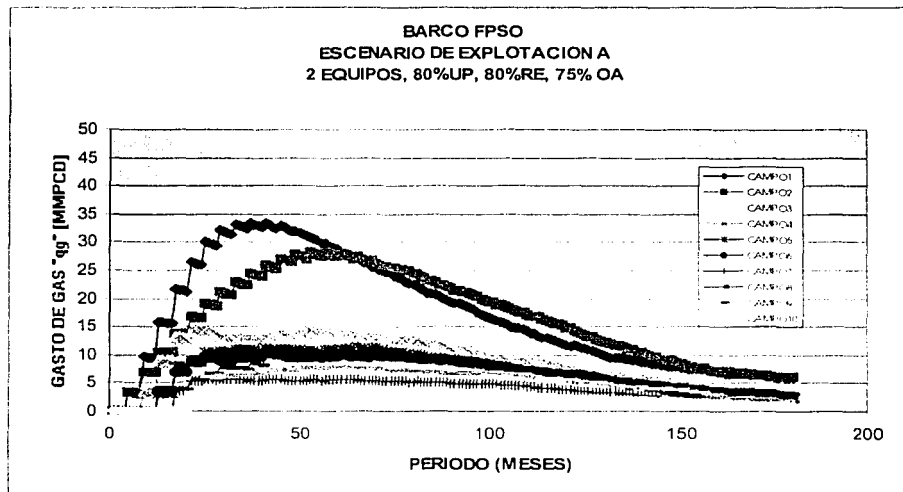


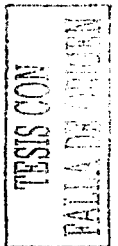
FIGURA No 29.- Perfil de producción de gas por campo, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

Es importante destacar como el primer prospecto entra en el quinto mes y los demás en cuanto termina la perforación del anterior; observando los perfiles de producción individuales, resulta de mayor interés el desarrollo integral de toda una región, con el fin de incrementar la producción total y cuando el caso lo permita, incorporar la producción de pozos satélites, sin la necesidad de invertir en plataforma.

El proyecto se evalúa mediante la determinación de la tasa interna de retorno, valor presente neto y el tiempo de cancelación; por supuesto, se sabe de antemano que los costos por cada barril extraído serán mayores conforme mayor sea el tirante de agua ⁽¹⁹⁾.

A partir de los ritmos de producción se obtienen las dimensiones y capacidades de las instalaciones requeridas por cada prospecto y por el total de ellos, como en los casos de las plataformas, tuberías y equipo de proceso. No hay que perder de vista que en cada simulación el valor de cada variable se toma al azar, dentro de los rangos establecidos. El programa determina el número de pozos óptimo y el número de pozos de mayor rentabilidad.

Asignando un determinado número de equipos para perforar los prospectos, se simula la perforación de los pozos por cada prospecto, tomando en consideración el tiempo de perforación y terminación, respetando el orden para el desarrollo, hasta concluir con el desarrollo. En cada simulación se consideran valores diferentes de los parámetros; así una vez que se incorpora el primer pozo, su declinación es diferente a la de otro pozo que se incorpora posteriormente. Mientras se incorpora la producción de pozos nuevos, el perfil de producción incrementa en términos generales; pero una vez que se dejan de incorporar pozos, resaltan los efectos de la declinación.



(19) G. P. Jenner, J. T. Ford, and J. A. Tweedie, Heriot-Watt U, Economic Evaluation of Subsea Options for the Future of the North Sea; O. T. C. 6705, Huston Texas, Mayo 6-9, 1991.

El comportamiento de la declinación exponencial está dada por la expresión

$$q = q_{oi} e^{-bt}, \dots \dots \dots (2)$$

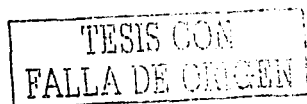
Donde:

- t : es el tiempo,
- q : es el ritmo de producción,
- q_{oi} : es el gasto inicial,
- b : es la declinación continúa.

El número de periodos totales corresponde al tiempo del desarrollo regional, el cual se ve afectado por el número de equipos de perforación. Los pozos que se incorporan al inicio de la perforación, son los primeros que salen por agotamiento natural, mientras que los últimos en incorporarse serán los últimos en producir, siempre y cuando se presenten las mismas características y cuenten con reserva por drenar el yacimiento. La forma en que se obtuvo el promedio de los perfiles de producción se presenta la tabla siguiente.

Variación de la producción con respecto al tiempo en el campo X, para las simulaciones 1 y 2.

Campo X			
Periodo	Simulación 1	Simulación 2	Promedio
Mes	qo(Bls/Día)	qo(Bls/Día)	qo(Bls/Día)
11	0	0	0
12	3000	0	3000
13	3000	0	3000
18	3000	4000	3500
19	3000	4000	3500
20	3000	4000	3500
21	3000	4000	3500
170	1579	0	1579



El periodo en el cual inicia la producción también varía de una simulación a otra; así en una simulación puede dar inicio en el mes 12 y otra en el mes 18, de igual manera terminar en diferente periodo; entonces, para calcular el promedio no se toma en cuenta el periodo en el que la producción es igual a cero. Sin embargo, cuando las producciones son diferentes de cero, los valores del mismo periodo se dividen entre el número de periodos con producción, que en este caso es dos. De igual manera se procedió a calcular los valores máximos y mínimos por periodo.

El procedimiento se aplicó de igual manera para calcular el valor medio, máximo y mínimo, del perfil de producción total, donde se considera la producción de todos los campos productivos. Para este estudio se consideran dos equipos de perforación para los sistemas de producción fijos y pueden emplearse más de dos para los sistemas de producción flotantes.

CÁLCULO DE LOS INDICADORES ECONOMICOS

Para calcular los indicadores económicos como es la ganancia, razón beneficio costo, tasa interna de retorno entre otros; el punto de referencia donde deben iniciar los pagos relacionados con la inversión, corresponde al periodo en el cual comienza a producir el campo. Para explicar el proceso del programa de cómputo se presenta la información de dos simulaciones de los prospectos X y Y, denominados así para ejemplificar la forma en que se obtienen los promedios por prospecto (campo X).

De igual manera, pero con la idea de comprender la secuencia del cálculo para obtener los valores por Región, se adiciona un prospecto denominado (campo Y). La información presentada en las tablas, corresponde a dos simulaciones que se realizaron para obtener los promedios por prospecto de la manera siguiente:

Campo X					
Simulación Número	Valor Actual de los Ingresos	Valor Actual de Gastos OP y MANTTO	Valor Actual de las Inversiones	Ganancia	Razón Beneficio Costo
1	649	142.7	218.2	288.1	2.32
2	377.2	128.1	151.1	97.9	1.65
Promedio	513.1	135.4	184.6	193	1.985

Campo Y					
Simulación Número	Valor Actual de los Ingresos	Valor Actual de Gastos OP y MANTTO	Valor Actual de las Inversiones	Ganancia	Razón Beneficio Costo
1	611.2	150.6	221.8	238.8	2.08
2	654.7	213.9	164.1	276.7	2.69
Promedio	632.95	182.25	192.95	257.7	2.385

Ahora bien, para calcular los indicadores económicos totales de dos o más prospectos (campo X y campo Y), el programa de cómputo está diseñado para tomar en cuenta los parámetros de todos los prospectos de una región, que en este caso corresponden al de los campos X y Y, a partir de los resultados mostrados en las tablas anteriores. El programa está diseñado para almacenar información hasta de 20 prospectos.

El valor actual de los ingresos y el valor actual de los gastos de operación y mantenimiento totales, se obtienen al calcular el promedio de los resultados del campo X y del campo Y de todas las simulaciones donde los prospectos resultan productores, esta secuencia se presenta en la tabla siguiente:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

RESULTADOS TOTALES		
Simulación Número	Valor Actual de los Ingresos	Valor Actual de Gastos OP y MANTTO
1	1260.2	293.3
2	1031.9	342
Promedio	1146.05	317.65

El valor actual de las inversiones ya no se obtiene a través de la suma de los resultados de los dos campos; aquí cambia porque se incluyen las inversiones de todos los pozos exploratorios de los campos improductivos; por lo tanto, dichas erogaciones quedan incluidas en el cálculo de los indicadores económicos como son la ganancia y la razón beneficio-costos; por último se calcularon los promedios totales de todas las variables económicas.

COSTOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIOS POR CAMPO Y REGIÓN

Para observar con mayor claridad como se obtuvo el promedio de los costos de producción por región se presenta la tabla siguiente:

PERIODO	CAMPO 1	CAMPO 2	PROMEDIO
Mes	Costo de Producción Promedio (Dls / Bl)	Costo de Producción Promedio (Dls / Bl)	Dólares por Barril
11	0	0	0
12	12	0	12
13	12	0	12
18	12	13	12.5
19	12	13	12.5
20	12	13	12.5
21	12	13	12.5
170	14	0	14

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El costo de producción promedio por región se calcula obteniendo los promedios respectivos de los costos de producción por campo. El programa permite efectuar las amortizaciones por el método de unidades de producción y por el de línea recta; de instalaciones, plataformas, líneas y equipo de proceso, mediante el método de unidades de producción, mientras que emplea el método de línea recta para la amortización del equipo de proceso de la plataforma central.

En todas las obras y servicios tanto las inversiones que requieren como el tiempo o vida del proyecto, influye fuertemente en el comportamiento de los resultados del proyecto. Entre las consideraciones económicas destacan los costos promedios por pozo, los costos de terminación del pozo, el precio de los hidrocarburos.

Entre los principales parámetros que pueden considerarse en el análisis de sensibilidad se encuentra el tirante de agua, la profundidad del yacimiento, la reserva, número de pozos a perforar y longitud de tuberías para transportar los hidrocarburos.

3.4.- COSTOS

Para poder simular diferentes condiciones que puedan presentarse en la realidad y con el fin de tomar en cuenta los parámetros de todas las variables, fue necesario buscar la manera de representar las tendencias de los costos. Aquí se agruparon los costos en función del tirante de agua, de la reserva y de los ritmos de producción. De igual manera y con el fin de poder analizar o modificar los costos de los principales componentes de los diferentes sistemas de producción, los costos se desglosaron y especificaron en unidades básicas; así, el costo de las plataformas fijas se obtiene a través de las (toneladas) de acero requerido y especificando su costo en (dólares /tonelada) ⁽²⁰⁾.

(20) Peter Mehrenbruch, SPE, BHP petroleum Pty. Ltd Offshore Oilfield Development Planning. SPE 22957, 1993.

De igual manera se especifican las tuberías (oleoductos y gasoductos) (dólares / toneladas) y (toneladas /kilómetro); de esta manera al indicar en el programa la longitud de tuberías requeridas se obtiene el costo total por este concepto; así mismo, la obra asociada esta en (dólares), los gastos de operación y mantenimiento en (dólares / barril), etc.

Para conocer los costos que intervienen en el proyecto se empleó el software denominado Field Plan⁽²¹⁾, que es un programa comercial en Windows, mediante el cual se pueden conocer los costos de una manera determinista. Este paquete permite modelar las instalaciones necesarias en los diferentes escenarios considerados, donde se puede obtener un costo estimando con una variación de más menos el 25 %.

El programa contiene información en una base de datos, pero también permite modificar determinadas variables técnicas, con el fin de apegarse a condiciones especiales en un campo determinado. El software tiene diferentes subsistemas y contiene gran número de arreglos como son los sistemas de amarre, risers, ductos de exportación, líneas de flujo, manifold submarinos, sistemas de control, etc.

De aquí se pueden obtener las inversiones requeridas por concepto de plataformas, instalaciones compartidas, costos de perforación, instalaciones de producción, costos de las líneas, instalaciones submarinas y equipo de proceso, terminales, instalaciones de almacenaje y carga, barcos y equipo flotante, costos de abandono, costos de estudios y certificaciones .El software FIELDPLAN es rentado por Petróleos Mexicanos.

(21) Saugler Kent. Halliburton, manual del sistema Field Plan.9, Julio 20 año 2000.

Los costos de perforación y terminación de los pozos incluyen los materiales siguientes: lodo, cemento, tubería de revestimiento, renta del equipo, combustibles y lubricantes, registros y pruebas, transporte, buceo y servicios de ROV, gastos del personal y servicios generales

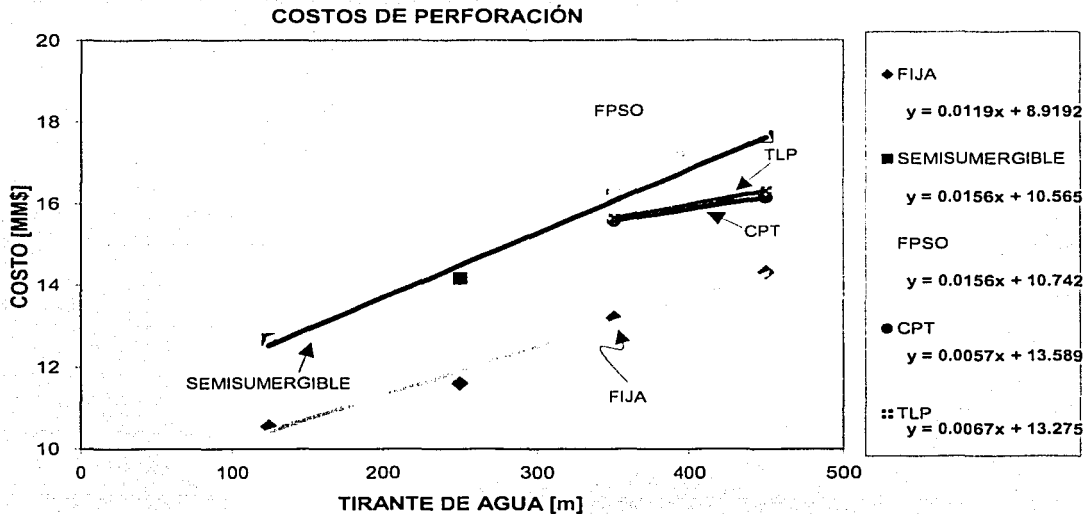


FIGURA No 30.- Tendencias de los costos de perforación y terminación de pozos.

Los costos de perforación y terminación de los pozos corresponden a pozos programados a 3525 metros, distribuidos en tirantes de agua de 125 hasta 450 metros.

TABLA NO 7. COSTO DE PERFORACIÓN DE POZOS PARA DIFERENTES PLATAFORMAS

COSTO DE PERFORACIÓN				
T. AGUA	125	250	350	450
FIJA	10.6	11.6	13.2	14.3
SEMISUMERGIBLE	12.7	14.2	16.2	17.6
FPSO	12.6	14.7	16.4	17.6
CPT			15.6	16.1
TLP			15.6	16.3

Las plataformas de producción abarcan tanto los costos del equipo como de su instalación e incluyen: La compra de plataforma de producción y su conversión, los sistemas marinos auxiliares, herramientas y equipo complementario para trabajos de perforación y terminación de pozos, sistemas de amarre de la plataforma de producción y del risers de producción para exportación. En este concepto se incluyen también la ingeniería del proyecto y la administración del mismo.

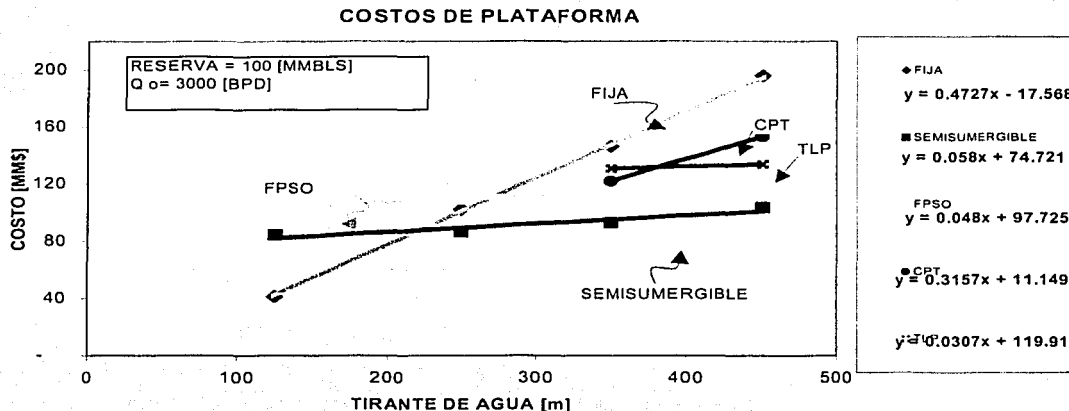


FIGURA No 31.- Tendencias de costos de plataformas.

Los costos correspondientes a plataformas, obra asociada a cada pozo, ductos, gastos de operación y mantenimiento, están diferenciados de acuerdo al tirante de agua y los perfiles de producción; por ejemplo para ritmos de producción de 60,000 barriles por día se tiene:

TABLA NO 8. COSTO DE PLATAFORMAS PARA DIFERENTES TIRANTES DE AGUA

COSTOS DE PLATAFORMA PARA DIFERENTES TIRANTES				
T. AGUA	125	250	350	450
FIJA	41.1	102.2	146.1	195.8
SEMISUMERGIBLE	84.3	86.5	92.8	103.4
FPSO	104.0	109.1	114.5	119.3
CPT			121.6	153.2
TLP			130.6	133.7

TESIS
FALLA DE

Los costos de la obra asociada del pozo se refieren a aquellos componentes que están ligados al pozo entre los que destacan: árboles secos o mojados dependiendo del sistema de producción empleado, cabezales del pozo, sistemas de control, risers de exportación, y el templete / manifold.

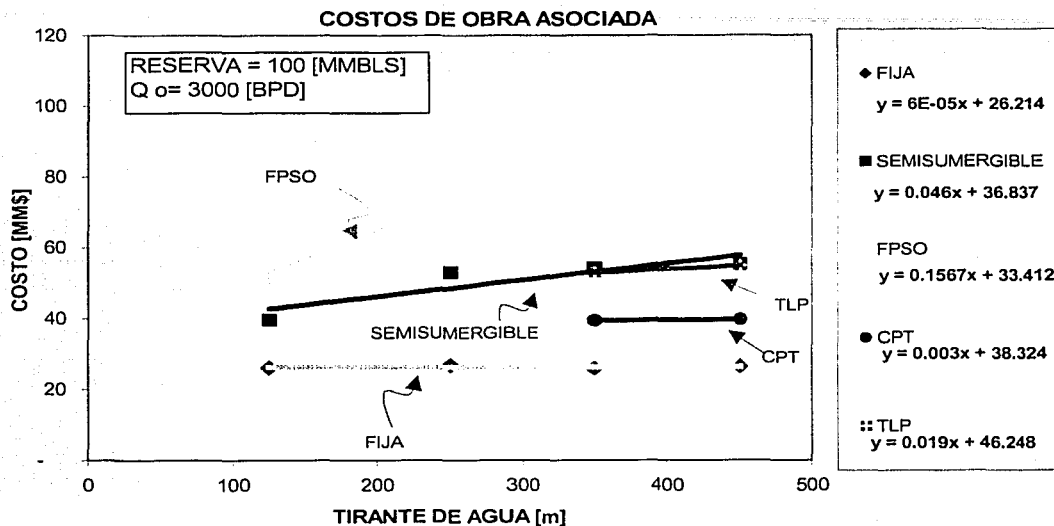


FIGURA No 32.- Tendencias del costo de obra asociada al pozo.

TABLA NO 9. COSTOS DE LA OBRA ASOCIADA POR POZO, A DIFERENTES TIRANTES DE AGUA.

COSTO DE OBRA ASOCIADA				
T. AGUA	125	250	350	450
FIJA	26.0	26.8	25.8	26.3
SEMISUMERGIBLE	39.5	53.0	54.2	55.3
FPSO	51.0	77.0	85.9	103.8
CPT			39.3	39.6
TLP			52.9	54.8

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Los costos de los ductos incluyen una línea de gas y otra para el aceite, con una longitud desde el campo hasta la plataforma central de producción, costos de ánodos y cátodos, costos de inicio y terminación de la tubería. Así mismo, se incluyen los costos de instalación, la movilización y desmovilización del equipo e instalación, los costos de fabricación de la tubería, así como de la primera y segunda conexión tanto para aceite como para la tubería de gas.

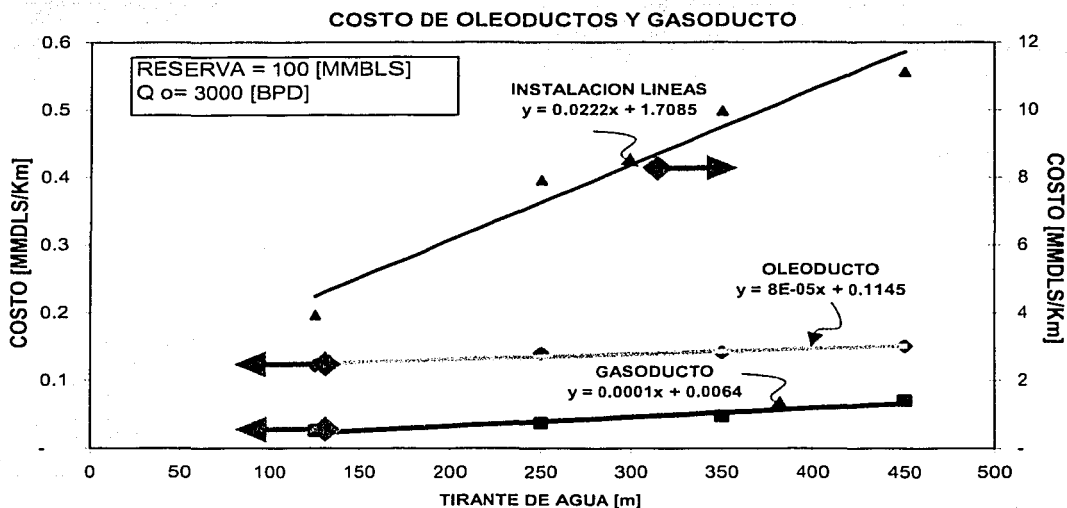


FIGURA No 33.- Tendencia de costos de oleoductos y gasoductos.

TABLA NO 10. COSTO DE DUCTOS

COSTO DE DUCTOS (DOLARES POR KILOMETRO)				
T. AGUA	125	250	350	450
OLEODUCTO	0.12206	0.14036	0.14091	0.15070
GASODUCTO	0.02599	0.03771	0.04768	0.07089
INSTALACION LINEAS	3.93800	7.92000	9.97000	11.13000

TESIS CON
FALLA DE CENSO

Por otra parte los gastos de operación y mantenimiento incluyen: El mantenimiento a la plataforma de producción, al equipo de proceso, mantenimiento y reparación de los pozos submarinos, mantenimiento a la tubería, de exportación y risers de producción, sistemas de anclaje, gastos de exportación por tubería, gastos en las oficinas locales, lanchas y helicópteros, así como la sustitución periódica en pozos, risers de producción y sistemas de anclaje, tratamiento y disposición de aceite y gas o agua, operación de las terminales, seguros y certificaciones.

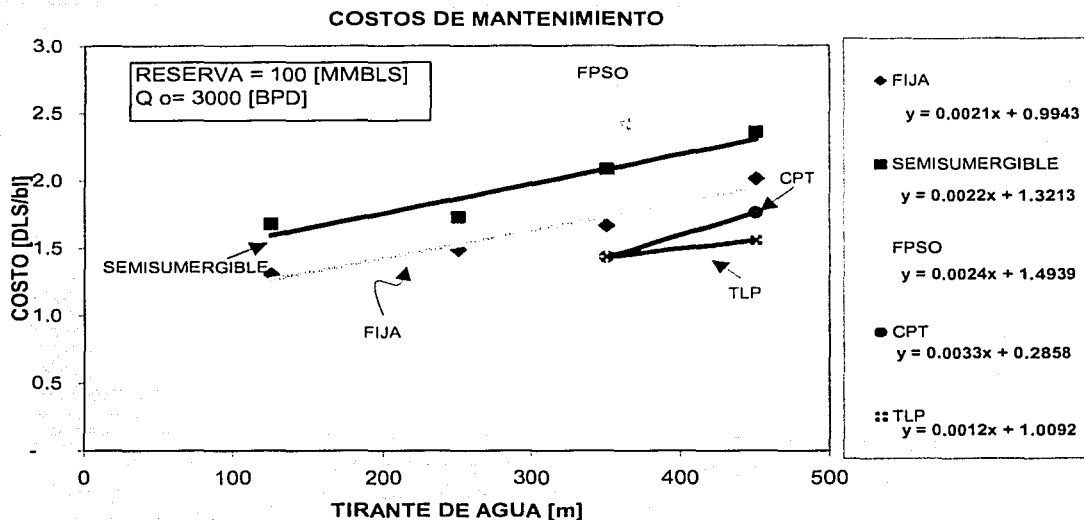


FIGURA No 34. – Tendencias de los costos de operación y mantenimiento.

TABLA NO 11.- COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

COSTOS DE MANTENIMIENTO (DOLARES POR BARRIL)				
T. AGUA	125	250	350	450
FIJA	1.304	1.489	1.665	2.013
SEMISUMERGIBLE	1.680	1.730	2.084	2.358
FPSO	1.860	1.980	2.310	2.610
TORRE FLEXIBLE			1.432	1.760
PIERNAS TENSADAS			1.435	1.556

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los costos correspondientes al equipo de proceso para manejar 100,000 barriles diarios de hidrocarburos son:

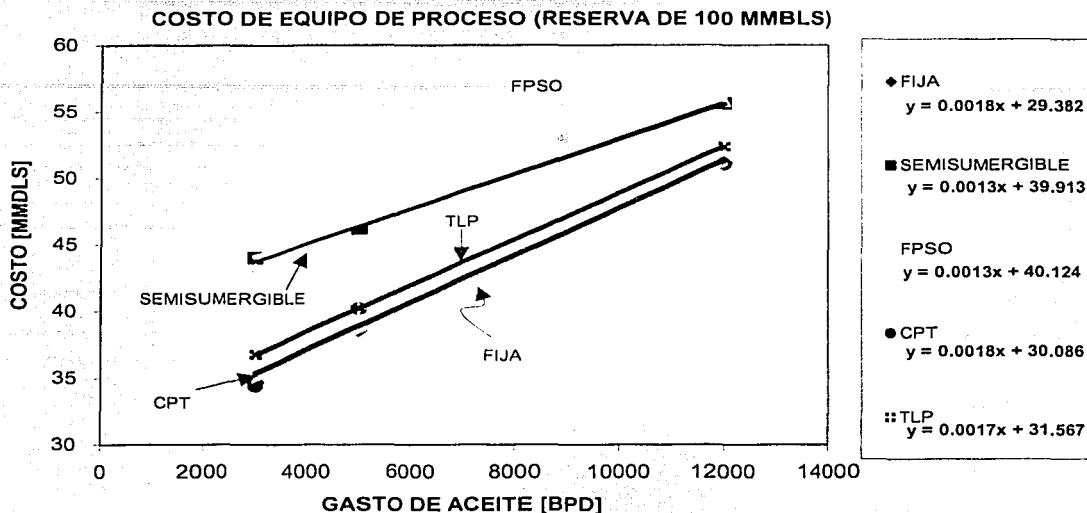


FIGURA No 35. – Tendencias del costo de equipo de proceso.

Los costos del equipo de proceso incluyen el del equipo de separación, los costos del equipo empleado para la exportación del aceite y compresores para la exportación del gas, manifold superficiales, equipo de generación de energía y quemadores.

TABLA NO 12. - COSTO DE EQUIPO DE PROCESO

COSTO DE EQUIPO DE PROCESO(MMDLS)			
Qo (MMBLS)	3000	5000	12000
FIJA	34.700	38.600	51.100
SEMISUMERGIBLE	44.000	46.200	55.600
FPSO	43.200	47.900	55.760
CPT	34.400	40.200	51.020
TLP	36.780	40.200	52.350

TESIS CON
FALLA DE CALIDAD

3.5.- ESTADO DE RESULTADOS

Se entiende por amortización la forma de liquidar gradualmente una deuda, mediante pagos periódicos, así los pagos que se realizan para amortizar una deuda se aplican para cubrir los intereses y reducir el importe de la deuda. Para visualizar mejor este proceso conviene elaborar una tabla de amortización para observar lo que sucede con los pagos, los intereses, la deuda, la amortización y el saldo.

De la tabla de amortizaciones se desprenden las siguientes conclusiones: el capital insoluto al inicio de la deuda es la deuda original; el capital insoluto después de efectuado el pago es igual al valor presente de todos los pagos que faltan por hacer; el capital insoluto al final de la operación es cero; el capital contenido en el pago es igual al monto del pago menos el interés contenido en el pago; la suma del capital pagado acumulado y el capital insoluto, considerados al final de cualquier periodo, siempre es igual al monto de la deuda original.

En general para obtener los parámetros del estado de resultados debe construirse una tabla que contiene los volúmenes mensuales de hidrocarburos (aceite, gas y total en barriles de petróleo crudo equivalente); los ingresos por venta de crudo y gas, los gastos de operación y mantenimiento, el saldo insoluto mensual. Se determina la amortización empleando el método de unidades de producción y de línea recta, el programa y el saldo insoluto mensual, los que se calculan restando de la amortización de cada mes anterior y se escribe el resultado del saldo insoluto en el mes o periodo correspondiente.

La alternativa A amortiza por unidades de producción pozos y obra asociada, plataformas, equipo de proceso y líneas y equipo de proceso por campo y plataforma central.

La alternativa B considera el método de unidades de producción para los pozos, obra asociada, plataforma y equipo de proceso, mientras que por el método de línea recta se incluyen líneas y equipo de proceso.

La alternativa C considera el método de unidades de producción el pozo y la obra asociada, mientras que por el método de línea recta se consideran la plataforma y equipo de proceso los ductos y el equipo de proceso de la plataforma central.

Para amortizar las inversiones realizadas en la perforación de pozos, plataformas de perforación y producción, equipo de proceso, ductos y obra asociada, se emplean dos métodos, el de unidades de producción y el método de línea recta. En la tabla de amortizaciones el programa dispone de tres alternativas, cuya diferencia fundamental consiste en agrupar las inversiones.

Para el método de línea recta la depreciación de la inversión en cada periodo es constante a través del tiempo; si un pozo determinado comenzó a producir en el periodo 6 y terminó de producir el campo en el periodo 180, entonces el intervalo de tiempo es de 174 meses, y por lo tanto, este tiempo es el que se toma para la amortización empleando el método de línea recta.

El método de unidades de producción depende de los ritmos de producción que sirve de base para obtener la depreciación de la inversión y no es función del tiempo, sino del volumen producido. Por otra parte, la producción resultante se encuentra afectada en el programa por un porcentaje debido a tiempos muertos y mal tiempo, variando el mismo de acuerdo al sistema de producción empleado.

Caso de plataforma fija.

En el caso de los sistemas de producción fijos, la misma plataforma es empleada para perforar como para procesar y separar la producción; por lo tanto, en este trabajo el costo de la superestructura se traslada al costo de las instalaciones y el de la subestructura se comparte con los costos de obra asociada de los pozos.

Para el caso de los prospectos estudiados, las corridas se ejecutaron trasladando el 75% de la subestructura a la obra asociada y el 25% a instalaciones; por tal motivo se da el 75% en el programa de cómputo al concepto llamado en el programa (porcentaje de costo plataformas para obra asociada).

La componente variable, tanto de la *obra asociada 2* como de la *plataforma 2*, son las componentes que sumados dan el costo total de la plataforma. Lo anterior quiere decir, que si por ejemplo el costo de la plataforma es de 200 millones y decidimos aplicar el 75%, entonces a la *obra asociada 2* le corresponden 180 millones y a la *plataforma 2* le corresponden 15 millones, siendo el 75% un dato de entrada dado en el programa de cómputo.

Ambos valores deben tomarse en cuenta tanto en la fórmula para calcular el número óptimo de pozos como en la hoja proforma; ello significa que si adicionamos 185 millones de pesos en la fórmula para calcular el número óptimo de pozos, también debemos agregar el monto correspondiente en los siguientes conceptos:

Gastos de *obra asociada* y amortizaciones de obra asociada. Por otra parte y siguiendo el ejemplo, los 15 millones correspondientes deben tomarse en cuenta en gastos de plataformas y amortización de plataformas. La obra asociada 1 está compuesta por equipo de reparación y el componente de árbol de válvulas.

Caso de plataforma SS.

El costo total de la plataforma está integrado por (compra SS), (conversión en algunos casos y risers de producción, sistema auxiliar marino, alojamiento sistema de anclaje) y (instalación SS, anclaje y risers).

El costo de la *plataforma 1 (fijo)*, está compuesto (conversión y risers de producción, sistema auxiliar marino, alojamiento sistema de anclaje) e (instalación SS, anclaje y risers).

La obra asociada 1 (fijo) está compuesta por (equipo de reparación), (manifold), árboles, cabezales y sistema de control. El componente de (compra SS) se divide a su vez en dos componentes; una parte corresponderá a la obra asociada 2 (variable) y el complemento corresponderá a la *plataforma 2 (Variable)*.

En este caso el costo total de la plataforma esta compuesto por: (compra), (conversión y risers de producción, sistema auxiliar marino, alojamiento y anclaje), (instalación de la plataforma SS, anclaje y risers). El componente de la *plataforma 1 (fijo)* corresponde a los conceptos de: (conversión y risers de producción, sistema auxiliar marino, alojamiento y anclaje), (instalación de la plataforma SS, anclaje y risers); mientras que el componente de la *plataforma 2 (variable)* corresponde (compra).

Caso de plataforma FPSO.

El costo total de la plataforma está integrado por (compra FPSO), (conversión y risers de producción, sistema auxiliar marino, alojamiento sistema de anclaje) e (instalación FPSO, anclaje y risers). El costo de la *plataforma 1 (fijo)*, está compuesto (conversión y risers de producción, sistema auxiliar marino, alojamiento sistema de anclaje) e (instalación FPSO, anclaje y risers).

La obra asociada 1 (fijo) está compuesta por (equipo de reparación), (manifold), árboles, cabezales y sistema de control. El componente de (compra FPSO) se divide a su vez en dos componentes; una parte corresponderá a la obra asociada 2 (variable) y el complemento corresponderá a la *plataforma 2 (variable)*.

En este caso el costo total de la plataforma esta compuesto por: (compra), (conversión y risers de producción, sistema auxiliar marino, alojamiento y anclaje), (instalación de la plataforma FPSO, anclaje y risers). El componente de la *plataforma 1 (fijo)* corresponde a los conceptos de: (conversión y risers de producción, sistema auxiliar marino, alojamiento y anclaje), (instalación de la plataforma FPSO, anclaje y risers); mientras que el componente de la *plataforma 2 (variable)* corresponde (compra).

Caso de plataforma TLP.

El costo total de la plataforma está integrado por (costo TLP), (sistema auxiliar marino, alojamiento sistema de anclaje, risers de exportación) e instalación TLP. El costo de la *plataforma 1 (fijo)*, está compuesto por (sistema auxiliar marino, alojamiento sistema de anclaje, risers de exportación) e instalación TLP. La obra asociada 1 (fijo) está compuesta por (equipo de reparación), (manifold), árboles, cabezales y sistema de control.

En este caso el costo total de la plataforma esta compuesto por: (compra TLP), (sistema auxiliar marino, alojamiento, anclaje y risers de exportación), (instalación de la plataforma TLP). El componente de la *plataforma 1 (fijo)* corresponde a los conceptos de: (sistema auxiliar marino, alojamiento, anclaje y risers de exportación), (instalación de la plataforma TLP); mientras que el componente de la *plataforma 2 (variable)* corresponde (compra TLP). Por lo tanto, el concepto de compra TLP corresponde al valor de *plataforma 2 (variable)* y la parte complementaria se va a la *obra asociada 2 (variable)*.

CAPITULO 4

APLICACIÓN DE UN CASO PARA EL DESARROLLO DE PROSPECTOS EN EL ACTIVO KU MALOOB ZAAP.

Se dice que países en vías de desarrollo deben aumentar su capacidad productiva de cinco a diez veces en las próximas décadas si se quiere realmente combatir la pobreza. Uno de los instrumentos de ese desarrollo es indudablemente la energía, ya que mediante ella, se transforman las materias primas en otras y permitir trasladar los satisfactores para la vida moderna.

Para dar una idea de la importancia de los hidrocarburos, cabe señalar la versatilidad del uso como combustible en motores de combustión interna (gasolina, diesel y turbosina) y como combustible de uso domestico (GLP), como fuente de energía en la industria (combustóleo); en consecuencia, se puede afirmar que de acuerdo a sus usos energéticos, el petróleo es la fuente de engría más versátil.

Sin embargo, cabe señalar que el 93% de este recurso se usa como combustible para producir la energía que requieren los coches, trailers, camiones, aviones, barcos, trenes, calderas, estufas, termoeléctricas, etc., y solo el 7% se emplea para obtener productos petroquímicos; a pesar que la petroquímica interviene en todas las necesidades fundamentales del hombre, como son el vestido, la salud, los alimentos, la vivienda y las diversiones.

En México más del 80% de la energía primaria proviene del petróleo y el gas, el 8% de las plantas hidroeléctricas y el 6% del carbón; sin embargo, mientras los recursos obtenidos no se empleen inteligentemente, velando por los intereses de la Nación, se corre el riesgo de seguir incrementando la deuda externa y desperdiciar este recurso. El ideal de un país con petróleo es producir ni más ni menos de lo que pueda invertir racionalmente en beneficio del desarrollo.

Debido al consumo interno y a los compromisos externos, el desarrollo de campos en aguas profundas será una necesidad en la segunda década del presente siglo; por ello, PEMEX Exploración y Producción contempla en sus planes de negocios, incrementar la producción de hidrocarburos mediante la exploración y explotación de prospectos en aguas profundas.

Para satisfacer las necesidades futuras y compromisos comerciales, de acuerdo al plan de negocios 2002-2010, se necesita producir del orden de 3,875 MBD para el año 2006 y 3,929 MBD para el año 2010; mientras que en gas se requiere producir 6,900 MMPCD y 8,700 MMPCD en los años señalados. Las metas establecidas contemplan mantener la producción de crudo pesado e incrementar la de crudo ligero y gas, mediante la evaluación del potencial petrolero del país, explorando áreas de gran potencial entre las que se encuentran la región marina de Coatzacoalcos, la Sonda de Campeche y la Región del Golfo de México profundo.

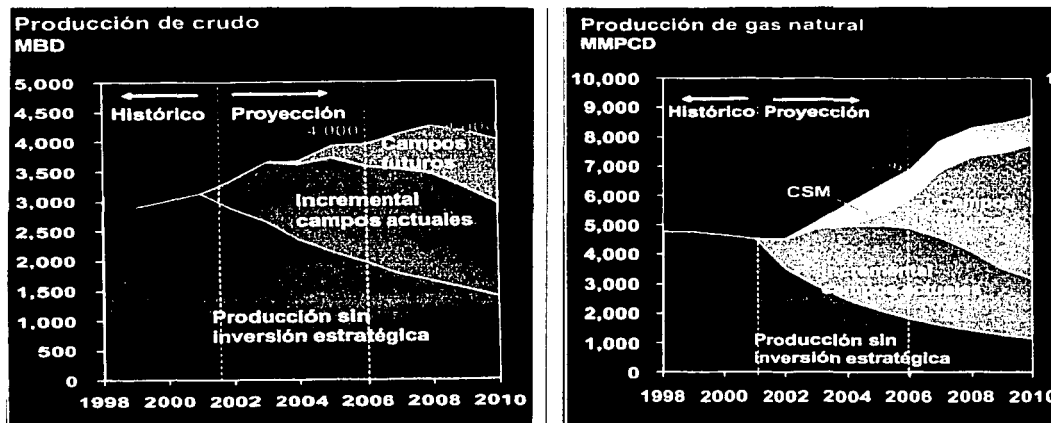


FIGURA No 36. – Requerimientos de producción de aceite y gas 2002-2010.

En el periodo 2002 - 2010, PEMEX Exploración y Producción tiene como meta incorporar 5,800 MMBPCE, tomando en cuenta que las reserva 2P (reservas

probadas más reservas probables) ascienden a 43,900 MMBPCE, en el periodo 2001-2010 se producirán 18, 800 MMBPCE, considerando que se incorporaran 5,800 MMBPCE, para el año 2010 se tendrá una reserva 2P de 30,900 MMBPCE; es decir, a pesar de la incorporación de nuevas reservas, éstas continuarán disminuyendo en el futuro.

Considerando un crecimiento de la economía mexicana de (3,6 y 9)% media anual, requerirá que la extracción de petróleo y gas acreciente su demanda del orden de (2,4 y 6)% anual en promedio, sin considerar los volúmenes de exportación.

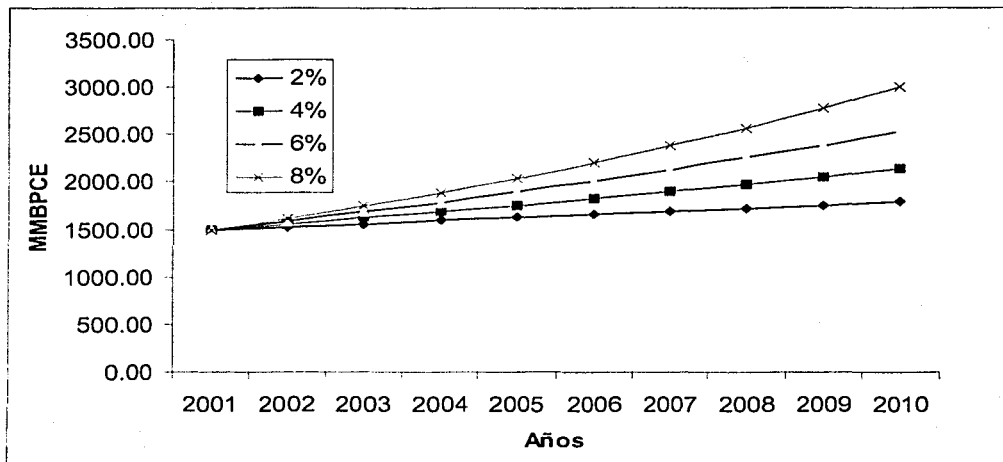


FIGURA No .37. – Requerimientos nacionales de hidrocarburos en función del crecimiento interno.

Si se observa la producción anual de hidrocarburos contra la incorporación anual de reservas, se requieren hacer esfuerzos enormes para compensar la explotación. El promedio anual de incorporación de reservas es de 339,000 MMBPCE, mientras que la extracción de hidrocarburos alcanza la cifra de 1,500,000 MMBPCE; es decir, las reservas se extraen en promedio anual 4.4

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

veces mas de lo que se incorpora, y en la segunda década del siglo XXI la restitución de las reservas será más difícil.

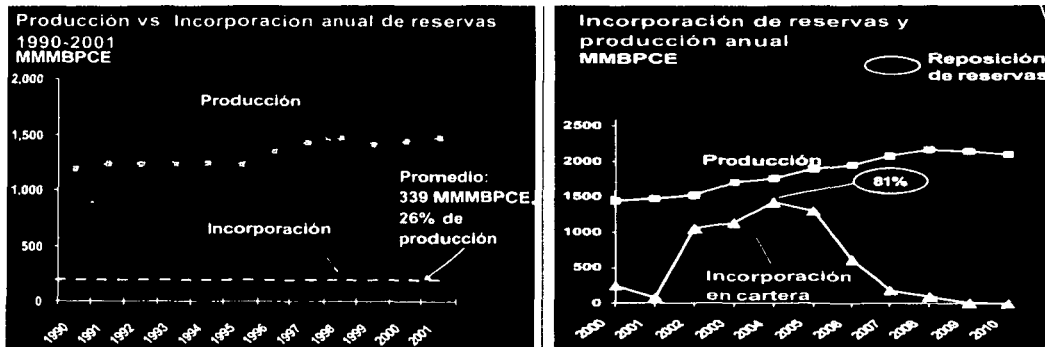


FIGURA No 38. – Tendencia de la incorporación de reservas y requerimientos futuros.

Con el fin de responder a las necesidades de exploración y explotación de hidrocarburos, la Región Marina se prepara para desarrollar los campos ubicados en tirantes de agua mayores a 100 metros; por ello deben realizarse esfuerzos encaminados hacia la implementación de tecnologías propias para éstos ambientes. En la figura 39 se puede distinguir el área que se dispone entre algunos tirantes de agua, (0-100)m, (100-500)m, (500-1000)m, (1000-2000)metros.

Tomando en consideración sus reservas y las características de los fluidos, es necesario que en los proyectos de explotación en el golfo de México, se consideren desarrollos integrales, que permitan compartir las inversiones entre un determinado número de campos y poder así explotar mayor volumen de reservas, optimizando instalaciones de producción e infraestructura. Estas premisas y el empleo de una tecnología apropiada, constituyen el reto para la explotación de los campos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

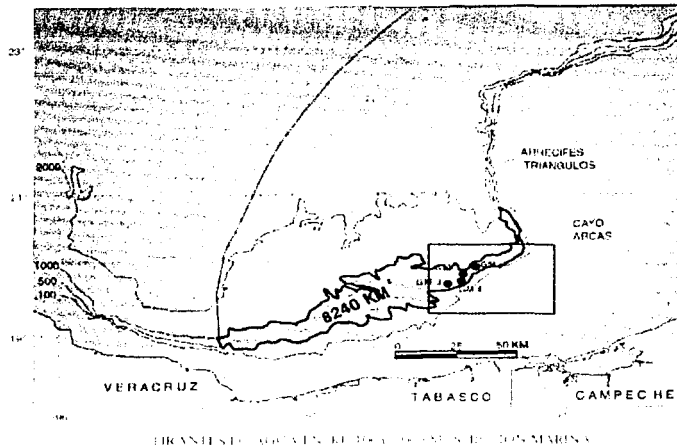


FIGURA No 39.- Región Marina en la Sonda de Campeche

En la grafica se puede apreciar que el área con tirantes de agua menores a 100 metros, tiene una gran extensión, seguido por la superficie entre (1000-2000)m de tirante de agua. Con menor superficie se encuentra el área entre 100 y 500 metros de tirante de agua; sin embargo, es importante destacar que el área propicia para incursionar en nuevas tecnologías y la oportunidad de adquirir experiencia, se encuentran en esta área.

Prospectos con pequeñas reservas tienen que ser cuidadosamente analizados antes de invertir, ya que se debe asegurar que la inversión se recupere con los beneficios planeados; desde un principio debe asegurarse que los montos no excedan en cierto porcentaje. Es inadmisibles que después de ensayos y análisis resulte que el proyecto eleve su costo, porque iniciado el proceso no habrá forma de dar marcha atrás.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.1.- LOCALIZACIÓN DE PROSPECTOS

La Sonda de Campeche es la región más rica en producción de hidrocarburos, el primer pozo productor fue el pozo Chac 1, en la Brecha Calcárea del Paleoceno, localizada a una profundidad media de 3556 metros. La actividad de perforación inicio en junio de 1974, continuo en 1975 y en julio de 1976 se obtuvo producción de aceite y gas.

El campo Maloob, Ku y Kutz se descubrieron en 1979, mientras que el campo Zaap hasta 1990; el Activo Ku Maloob Zaap, se encuentra ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México; limita al norte, sur y poniente con la Región Marina Suroeste, mientras que al Oriente con el Activo Ek Balam.

Actualmente el Activo Ku Maloob Zaap inicio la segunda fase de desarrollo, se estima que la inversión será del orden de 5,300 millones de dólares, con lo cual se pretende construir e instalar 7 plataformas de perforación, cinco plataformas de producción, una de enlace-compresión, cuatro habitacionales, una de telecomunicaciones, cinco oleogasoductos, 20 gasoductos, tres nitrogenoductos, cuatro oleoductos, 8 estaciones de separación, cinco estaciones de bombeo y 5 de compresión; perforará 99 pozos productores y cuatro inyectores de nitrógeno, para el mantenimiento de presión.

Sin embargo, aunque se considera que en el año 2009 se alcanzará una producción de alrededor de 800 mil barriles por día, esta declinará en los años posteriores. A partir de entonces es necesario incorporar la producción de nuevos prospectos.

En la figura 40 se puede apreciar el área donde se encuentran localizados los diez prospectos, la cual corresponde a una superficie con pendiente suave, donde aún tienen gran aplicación los sistemas tradicionalmente empleados hasta la fecha; sin embargo, en la figura 41 se puede apreciar como cambian estas condiciones.

A partir de 200 metros de tirante de agua las profundidades se incrementan paulatinamente; así se tiene que en una distancia muy corta aparece la de 500 metros. En la parte norte, el tirante de agua de 1000 metros aparece a una distancia menor con respecto a la parte Oeste, tomando como referencia el Activo Ku-Maloob-Zaap.

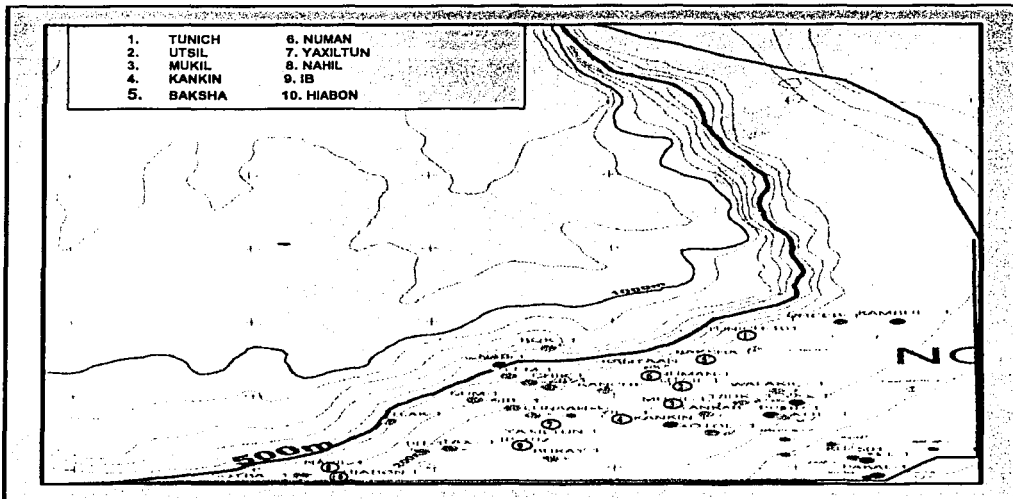


FIGURA No 40.- Localización de los diez prospectos

En la figura 42 se muestra la distribución de los diez prospectos dentro de sus coordenadas respectivas, para plantear diferentes esquemas y alternativas de producción. Sobre la base de los escenarios de las estructuras actualmente propuestas por la Gerencia de Exploración de las Regiones Marina Noreste y considerando su ubicación, en este trabajo se presentan cuatro alternativas de desarrollo, como se indica a continuación:

- Sistemas de producción empleando plataformas fijas y torres flexibles en tirantes de agua entre 125 y 450 metros.

- Sistemas flotantes de producción empleando plataformas semisumergibles o sistemas de almacenamiento y descarga en tirantes de agua entre 125 y 450 metros.
- Sistemas de producción empleando plataformas de piernas tensadas TLP en tirantes de agua entre 350 y 450 metros de tirante de agua.
- Sistemas de producción empleado árboles mojados, sin emplear plataformas y aprovechando las instalaciones cercanas de otros campos.

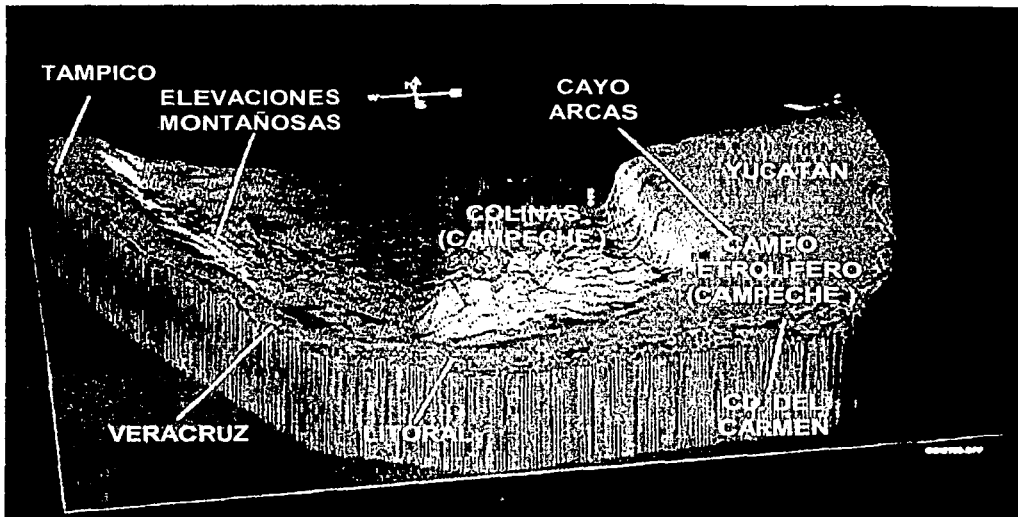


FIGURA No 41.- Lecho marino de la Sonda de Campeche

Estos sistemas de explotación tienen gran aplicación en diferentes escenarios y diferentes tirantes de agua en todo el mar territorial del golfo de México, pero para aplicarlos adecuadamente y aprovechar sus ventajas técnicas y económicas, se deben analizar escenarios específicos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Como se aprecia en la figura 41, es comprensible que al cambiar la configuración del lecho marino y la profundidad del tirante de agua, los diferentes sistemas de producción estudiados deben tener ventajas.

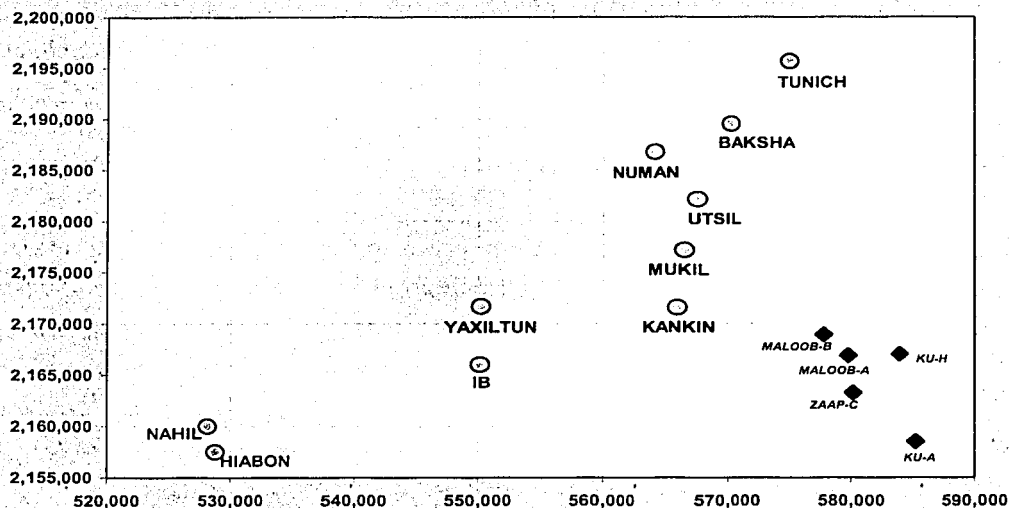


FIGURA No 42.- Localización de los diez prospectos localizados en las inmediaciones al Activo Ku Maloob Zaap.

En el presente estudio se determina el comportamiento de los diferentes esquemas de desarrollo en función de los tirantes de agua (entre 125 a 450 metros), reservas recuperables (entre 9 y 202 millones de barriles de petróleo crudo equivalente). El estudio permite seleccionar el sistema de producción más rentable, al iniciar las actividades en cualquier cuenca o región; su importancia consiste en presentar resultados en base a simulaciones; y así seleccionar las alternativas más rentables.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para el desarrollo de campos de aceite y gas se requieren ciertos elementos y criterios de diseño: optimizar el número de pozos, optimizar los perfiles de producción, eficientar la inversión del capital, minimizar los gastos de operación y mantenimiento, minimizar el riesgo y disminuir los periodos del tiempo para disponer de la producción.

El conocimiento de la tecnología incluye tanto la técnica y operaciones a emplear, los métodos de adquisición de datos, técnicas de monitoreo, diagnóstico, procedimientos de análisis, técnicas de modelado y procesos que permita el manejo y uso de los datos del yacimiento.

La estimación de las reservas puede estar basada inicialmente en estimaciones volumétricas y durante el desarrollo del campo el análisis involucra simulaciones numéricas, métodos de balance de materia y análisis de la declinación de la producción. Los métodos probabilísticos emplean toda la información disponible, incluyendo información sísmica; éstos métodos son más flexibles para analizar el comportamiento del campo bajo condiciones de incertidumbre, además de presentar ventajas para la toma de decisiones.

4.2. ESQUEMAS DE DESARROLLO

Con el fin de analizar la importancia que tiene la planeación de proyectos mediante simulaciones, aquí se presenta tres esquemas de desarrollo; el primer esquema considera el desarrollo de los prospectos de manera independiente, caso en el que se puede observar la gran influencia que tiene la distancia a la localización, con respecto a las instalaciones más cercanas; en esta alternativa se considera que cada prospecto requiere contar con toda la infraestructura necesaria, como es la plataforma y equipo de proceso, tuberías de exportación (excepto para el FPSO), ingeniería de proyecto, inversión en pozos y equipo de proceso en la plataforma central.

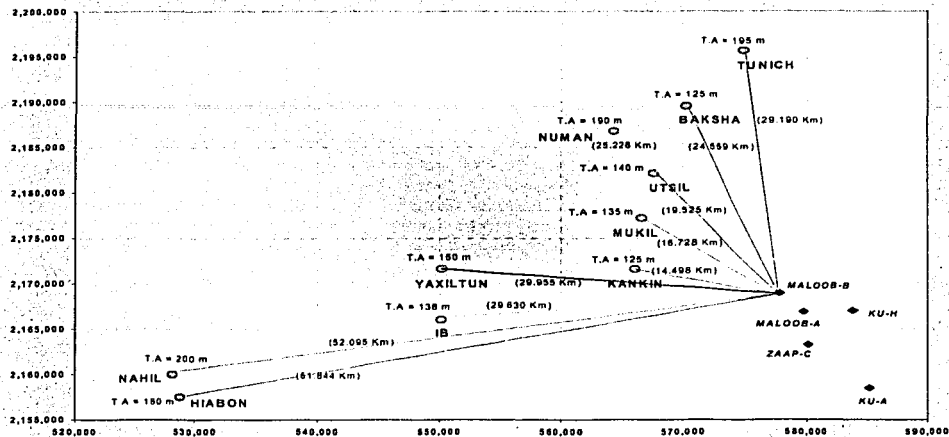
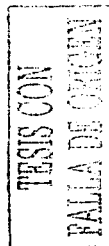


FIGURA No 43.- Alternativa 1 de líneas.



Al observar la figura 43 y 44, es razonable pensar que si la inversión por concepto de ductos es fuerte, el primer esquema no será el más rentable; por lo tanto, se plantea el segundo esquema de desarrollo, en el cual se aprovechan las instalaciones de los prospectos de un determinado proyecto, para compartir las inversiones y así poder incorporar más volumen de producción con la mínima inversión.

Por ello es conveniente resaltar que cuando los volúmenes de reserva de cada prospecto son pequeños y donde técnicamente sea posible, se aproveche la infraestructura existente; o bien, elaborar proyectos que permitan contemplar el manejo de la producción de manera integral, para compartir la inversión en ductos.

Al observar la figura 44 se aprecia que el desarrollo de prospectos en aguas profundas debe tomarse desde ahora con mucha seriedad y compromiso, ya que al explotar las reservas actuales, localizadas en tirantes de agua someros, no se

tienen muchas alternativas, y las más prometedoras se encuentran localizadas en las profundidades del golfo de México.

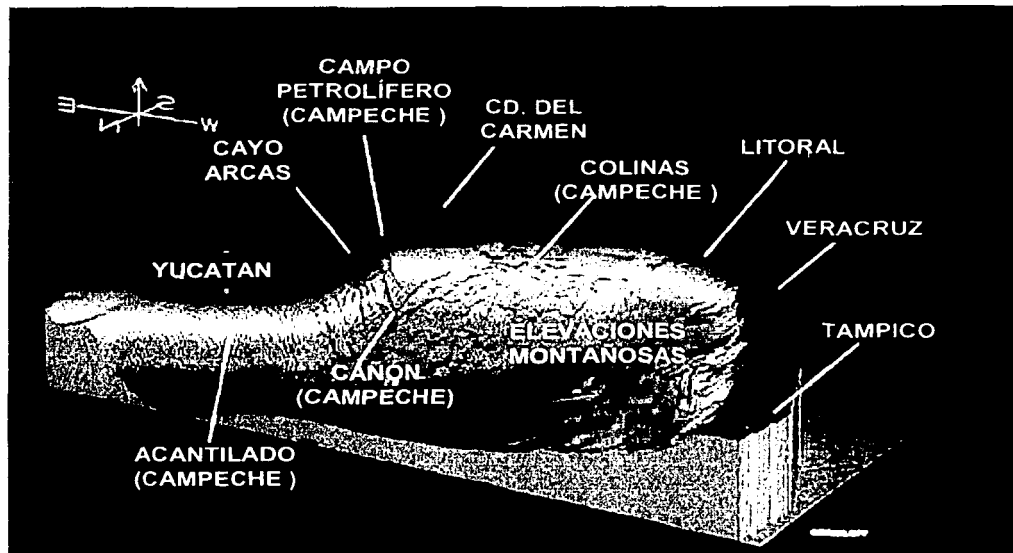


FIGURA No 44.- Lecho marino de la Sonda de Campeche

Así mientras que el esquema uno plantea que la longitud de tuberías para el transporte de hidrocarburos tiene como referencia la ubicación del Activo Ku Maloob Zaap, el segundo esquema tiene como referencia el prospecto más cercano, lo que significa realizar un desarrollo gradual.

Cabe señalar que el esquema número uno corresponde a desarrollos de prospectos de manera independiente, requiriéndose en cada uno de ellos construir e instalar toda la infraestructura; mientras que el esquema número dos corresponde al desarrollo que permite compartir las inversiones en líneas o tuberías.

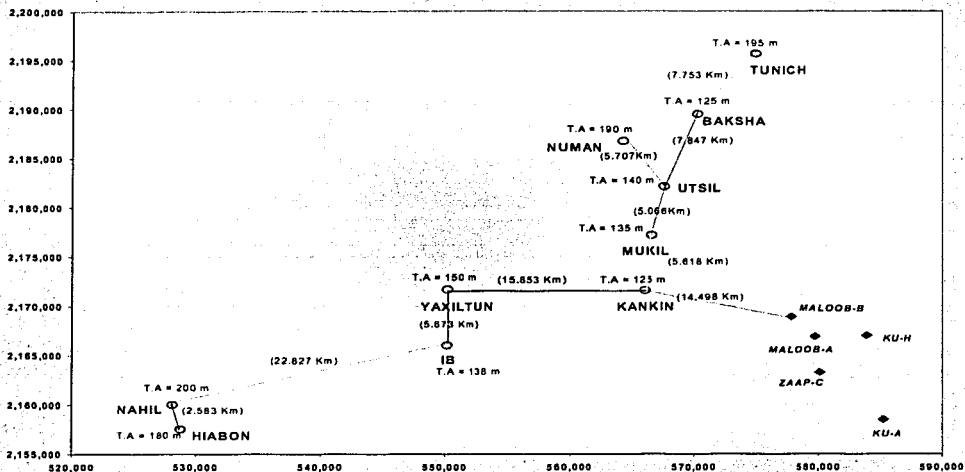


FIGURA No 45.- Alternativa 2 de líneas.

El tercer esquema considera que en seis de los diez prospectos, se tienen condiciones similares al segundo esquema; sin embargo, en cuatro prospectos se establece un desarrollo sin plataformas, empleando árboles mojados, manifolds y líneas flexibles de producción, las cuales se conectan a la plataforma más cercana.

De igual manera el esquema 2 y 3, tienen el propósito de aprovechar el uso de los ductos entre los prospectos; sin embargo, el esquema tres incluye la opción de aprovechar las instalaciones de ciertos prospectos para manejar la producción de campos cercanos. De ahí la importancia de planear desarrollos regionales, que permitan incluir el mayor número de prospectos, ya que de esta manera se incorpora un mayor volumen de hidrocarburos, compartiendo las erogaciones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

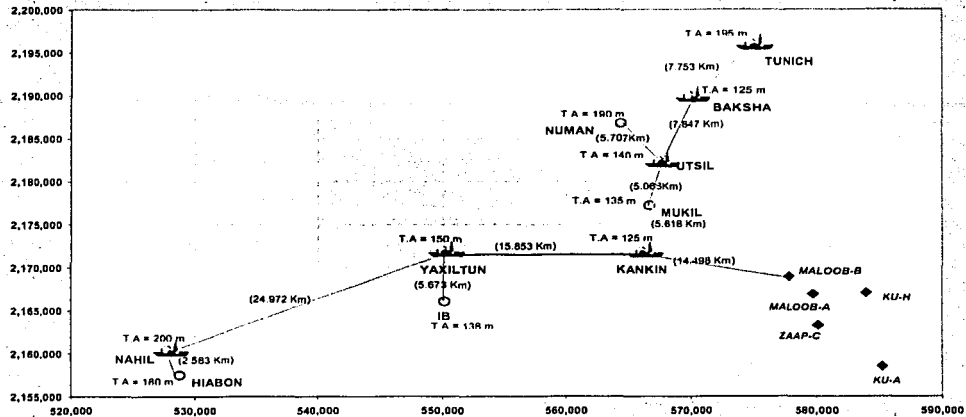


FIGURA No 46.- Alternativa 3 de líneas.

Para dimensionar el desarrollo se determina en principio la reserva(ver tabla 2), posteriormente se calculó el número óptimo de pozos, los ritmos de producción mostrados en las gráficas 24,25 y 26; así como los perfiles de producción, grafica 47 .

Al realizar todas las combinaciones posibles de los parámetros que intervienen en el proceso, a partir de los datos de entrada, por cada simulación se definen aleatoriamente los valores de los parámetros, dentro de los rangos establecidos. Mientras más rápido se explote el campo, los intereses del capital invertido serán menores, lo cual permitirá generar mayores beneficios en el proyecto.

4.3 BASES DE ESTUDIO

Con el fin de seleccionar los esquemas de explotación de prospectos localizados en las inmediaciones del Activo Ku Maloob Zaap y para identificar aquellos que

sean económicamente más rentables, en primera lugar se determinan los costos de los componentes de cada sistema de producción; y en segunda instancia determinar los indicadores de rentabilidad para poder seleccionar la mejor.

Los indicadores económicos quedan determinados por los valores de la información de diferentes parámetros, proporcionados como datos de entrada. De acuerdo a la información existente en la Sonda de Campeche y en tirantes de agua someros, el suelo marino está normalmente consolidado, y tiene similitud con el suelo de las costas de Louisiana y Texas, formado por cieno y caolinita.

Los huracanes que afectan la Sonda de Campeche generalmente se originan en el Caribe y avanzan hacia el Norte, y cuando entran a la Sonda de Campeche, generalmente pierden intensidad al atravesar la península de Yucatán.

Para determinar los costos, la magnitud de los mismos dependen de las premisas; es decir, aquellas que corresponden a:

- a) datos generales de los prospectos
- b) características del yacimiento
- c) condiciones ambientales de la localización
- d) la plataforma de producción
- e), parámetros para el diseño de equipo de proceso
- f) perforación, terminación con árbol de válvulas submarino y mantenimiento de pozos
- g) sistemas de control, mantenimiento de ductos y líneas de producción

Para ejemplificar la información que maneja y proporciona el programa de cómputo, se muestran los correspondientes del prospecto número cinco, con el fin de dar una idea general del proceso.

a). datos generales del prospecto cinco:

- Distancia a tierra: 93 millas.
- Distancia a una terminal con tanquero 93 millas.
- Tipo de instalación: nueva.
- Distancia de ductos a Tie In 6 kilómetros.
Tirante de agua en Tie in 125 metros.

b).- Los parámetros considerados relacionados con las características del yacimiento son:

TABLA NO 13. – CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

CONCEPTO	UNIDADES	VALOR
Tipo de yacimiento		Aceite bajosaturado
Formación productora		JSK
Relación	(longitud /ancho)	2.0
Reserva	(MMBLS)	56.8
Numero de pozos		5.0
Producción máxima	(BPD)	25,000.0
Contenido de agua	(%)	2.0
Densidad del aceite (API)	(API)	22.00
Relación Gas Aceite	(m3/m3)	90.0
Presión original del yacimiento	(Kg/cm2)	300.0
Presión en la cabeza del pozo	(PSI)	1000.0
Presión del pozo fluyendo	(PSI)	600.0
Contenido de H2S	(%)	2.0
Contenido	(CO2)	Trazas
Temperatura mínima de flujo	(55°F)	55.0
Máximo ángulo de desviación		65.0

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

c).- Los parámetros considerados en el presente estudio para viento, olas y corrientes son:

CONCEPTO	UNIDADES	VALOR
Condiciones de la localización		
Altura de olas	pies	21.4
Velocidad del viento en un minuto	Kilómetro por hora	3200
Velocidad de las corriente	2.6	nudos
Condiciones especiales huracanes		

d).- Plataforma

Para el caso de las plataformas fijas el peso depende del tirante de agua, de los pilotes, del número de patas, de las dimensiones de la cubierta y del número de pozos; por lo tanto, el costo queda en función del tonelaje de acero empleado. La cubierta se diseña en función del espacio requerido para el equipo de proceso y equipo de perforación. Los costos de ingeniería y administración del proyecto se consideran del orden de un 5% del total de la fabricación de las instalaciones.

e) Los parámetros considerados para el equipo de proceso son:

CONCEPTO	UNIDADES	VALOR
Capacidad de manejo de agua de las instalaciones	%	3.00
Relación presión separación entre la primera y segunda etapa	(Presión 2ª etapa) / (Presión primera etapa)	0.60
	(Volumen de gas segunda etapa) / (Volumen total de gas)	0.25
Presión a la salida del oleoducto (PSI)	PSI	28.00
Especificaciones del crudo en el ducto	(%de agua)	2.00
Presión a la salida del gasoducto	PSI	100.00

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

f).- Perforación, terminación con árbol de válvulas submarino y mantenimiento de pozos.

El programa de perforación y terminación depende del sistema de producción a emplear; sin embargo, en cada caso se puede emplear un barco perforador o una plataforma semisumergible para perforación de pozos. La perforación se puede adelantar si se desea, mediante la llamada pre perforación de pozos, instalando un templete submarino,

Mediante los trabajos de terminación de pozos se logra llevar los fluidos desde el yacimiento hasta el árbol de válvulas submarino, contando con al menos dos barreras, para evitar el flujo de la formación productora y acceso del ROV en cada pozo. Para el caso de la reparación de pozos se requiere equipo complementario específico para estos trabajos, equipo para monitorear la presión, instalar y recuperar válvulas de seguridad con línea de acero, o bien se puede emplear una unidad móvil para reparar pozos equipada con unidad de línea de acero.

En todos los árboles de producción submarinos se tendrá acceso al espacio anular, las válvulas serán manuales o bien operados con ROV. En los casos donde aplique manifold, este equipo permitirá unir la producción, así como desviar el flujo de cualquier pozo a un cabezal de prueba. Además proporcionara un medio de distribución de los controles hidráulicos y monitorear las funciones de cada pozo terminado.

g).- Sistemas de control, mantenimiento de ductos y líneas flexibles de producción

El sistema de control deberá registrar el desempeño de las instalaciones submarinas e instrumentos; así como las respuestas del sistema central. Las tuberías deben permitir corridas de diablo para limpiar las líneas por el depósito de parafinas, así como de diablos inteligentes para monitorear la corrosión.

Las alternativas se presentan en función de la distancia a partir de la infraestructura existente y se plantean en función de las posibilidades técnicas considerando el número de pozos a perforar, el tirante de agua y el tipo de terminación. Entre los parámetros para su análisis se encuentran el volumen de las reservas a recuperar, el número de pozos para extraer las reservas, los gastos de aceite y gas por pozo, declinación de la producción, vida del proyecto, así como la longitud de líneas requeridas para el transporte de hidrocarburos, como se muestra en las figuras 43 y 45.

4.4.1.- INVERSIONES

Las inversiones requeridas para la explotación de prospectos en ambientes marinos incluye desde la ingeniería y diseño del proyecto, pasando por la construcción e instalación de la infraestructura, hasta el abandono del proyecto; dentro de estos conceptos quedan incluidas las plataformas, el equipo de proceso, los ductos, pozos y obra asociada, ingeniería y administración del proyecto. Los conceptos anteriores a su vez están integrados por elementos que en conjunto da por resultado el total de las inversiones requeridas.

De las tablas 14 a 35 se indican los componentes y el monto correspondientes de las inversiones del prospecto número 5, cuyo tirante de agua es de 125 metros, considerando los sistemas de producción con plataforma fija, semisumergible y de almacenamiento y descarga (FPSO). De igual manera pero considerando un tirante de agua de 350 metros se presentan los costos de los diferentes componentes de los cinco sistemas de producción (PF, SS, FPSO, TF y TLP)

Con el fin de ejemplificar la magnitud de las inversiones que se incluyeron en el programa, en las tablas que se muestran a continuación se presentan los componentes de cada concepto y la inversión requerida para el prospecto número cinco:

TABLA NO 14. – INVERSIONES PLATAFORMAS FIJAS T.A. 125 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5 Plataformas fija Tirante de agua 125 metros		
Datos generales	UNIDADES	VALOR
Escenario de explotación		A
Alternativas de líneas		2.00
Porcentaje de costo plataformas para obra asociada	%	7500.00
Tirante de agua	mts.	125.00
Reservas recuperables	MMB	58.14
Ritmos de producción de aceite de campo 5	MBPD	26.96
Ritmos de producción de aceite promedio por pozos	BPD	7000.00
Longitud de líneas	KM.	7.85
Inversión plataforma		INVERSION
Costo de "Cubierta"	MMDLS	7.32
Costo de "Subestructura y Pilotes" (25 %)	MMDLS	1.74
Instalación plataforma	MMDLS	9.31
Alojamiento y sistemas auxiliares	MMDLS	5.83
Inversión total de la plataforma	MMDLS	24.20
Inversión obra asociada		INVERSION
Arboles de valvulas superficial	MMDLS	0.08
Torre y herramientas de reparación	MMDLS	25.25
Obras asociada variable "Subestructura y Pilotes" (75%)	MMDLS	5.23
Costo total de obras asociadas	MMDLS	30.56
Inversión pozos		INVERSION
Inversión por pozo	MMDLS	10.50
Inversión total(5 pozos)	MMDLS	52.25
Inversión equipos de proceso	MMDLS	30.65
Inversión ingeniería y administración del proyecto.	MMDLS	14.52
Inversión ductos		INVERSION
costo de oleoducto	MMDLS	1.01
costo de gasoducto	MMDLS	0.25
costo de instalación de líneas	MMDLS	34.44
Inversión total de líneas	MMDLS	35.70
Gastos operación y mantenimiento total		INVERSION
Operación y mantenimiento instalaciones	MMDLS	71.69

TABLA NO 15. – INVERSIONES GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS FIJA T.A. 125 M

**Inversiones requeridas para el prospecto 5
Tirante de agua 125 metros
Gastos de operación y mantenimiento**

PF	
Concepto	MMDLS
Mantenimiento Plataforma	9.30
Mantenimiento equipo de proceso	15.74
Mantenimiento de pozos	2.43
Reparación de pozos	6.75
Mantenimiento de líneas	0.47
Mantenimiento de risers	0.51
Mantenimiento de oficinas y talleres	7.98
Transporte(barcos y helicópteros)	14.90
Cuartos alojamientos y provisiones	4.72
Equipo de seguridad	8.87
Total	71.69

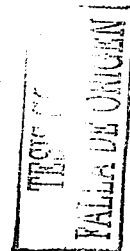


TABLA NO 16. – INVERSIONES PLATAFORMAS SS T.A. 125 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5 Plataformas SS Tirante de agua 125 metros		
Datos generales		VALOR
Escenario de explotación		A
Alternativas de líneas		2.00
Porcentaje de costo plataformas para obra asociada	%	75.00
Tirante de agua	mts.	125.00
Reservas recuperables	MMBLS	58.24
Ritmos de producción de aceite de campo 5	MBPD	21.96
Ritmos de producción de aceite promedio por pozos	BPD	7294.00
Longitud de líneas	KM.	7.85
Inversión plataforma		INVERSION
Compra Semisumergibles y riser de producción	MMDLS	7.26
Alojamiento y sistemas auxiliares	MMDLS	21.10
Instalación plataforma (anclaje y Riser exportación)	MMDLS	5.26
Inversión total de la plataforma	MMDLS	33.61
Inversión obra asociada		INVERSION
Arboles de valvulas superficial	MMDLS	0.08
Torre y herramientas de reparación	MMDLS	25.25
Obras asociada variable "Subestructura y Pilotes" (75%)	MMDLS	5.23
Costo total de obras asociadas	MMDLS	30.56
Inversión pozos		INVERSION
Inversión por pozo	MMDLS	12.60
Inversión total(4 pozos)	MMDLS	50.40
Inversión equipos de proceso	MMDLS	33.47
Inversión ingeniería y administración del proyecto.	MMDLS	19.61
Inversión ductos		INVERSION
costo de oleoducto	MMDLS	1.01
costo de gasoducto	MMDLS	0.25
costo de instalación de líneas	MMDLS	34.44
Inversión total de líneas	MMDLS	35.70
Gastos operación y mantenimiento total		INVERSION
Operación y mantenimiento instalaciones	MMDLS	91.64

TABLA NO 17. – INVERSIONES GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS .SS T.A. 125 M

**Inversiones requeridas para el prospecto 5
Tirante de agua 125 metros
Gastos de operación y mantenimiento**

SS	
Concepto	MMDLS
Mantenimiento Plataforma	11.85
Mantenimiento equipo de proceso	13.57
Mantenimiento pozos(equipo submarino)	3.21
Reparación de pozos	30.02
Mantenimiento de templete/manifold	0.44
Mantenimiento de líneas de flujo	0.33
Mantenimiento de riser	0.42
Mantenimiento sistema de amarre	0.42
Mantenimiento de oficinas y talleres	8.06
Transporte (barcos y helicópteros)	12.14
Cuartos alojamientos y provisiones	2.03
Equipo de seguridad	8.95
Total	91.43

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 18. – INVERSIONES PLATAFORMAS FPSO T.A. 125 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5 Plataformas FPSO Tirante de agua 125 metros		
Datos generales		VALOR
Escenano de explotación		A
Alternativas de líneas		2.00
Porcentaje de costo plataformas para obra asociada	%	75.00
Tirante de agua	mts.	125.00
Reservas recuperables	MMBLS	62.11
Ritmos de producción de aceite de campo 5	MBPD	25.84
Ritmos de producción de aceite promedio por pozos	BPD	7386.00
Longitud de líneas	KM.	7.85
Inversión plataforma		INVERSIÓN
Compra FPSO (25%)	MMDLS	4.96
Conversión FPSO y Risers de producción	MMDLS	4.74
Instalación FPSO, anclaje e instalación risers y sistema auxiliar marino	MMDLS	30.50
Total de inversión de plataforma	MMDLS	40.20
Inversión obra asociada		INVERSIÓN
Obra asociada variable compra FPSO (75%)	MMDLS	14.87
Cabezales, Árboles de válvulas y Sistema de control	MMDLS	9.69
Herramientas de reparación	MMDLS	4.74
Costo total de obras asociadas	MMDLS	29.31
Inversión pozos		INVERSIÓN
Inversión por pozo	MMDLS	10.60
Inversión total(5 pozos)	MMDLS	53.00
Inversión equipos de proceso	MMDLS	28.03
Inversión Ingeniería y administración del proyecto.	MMDLS	22.84
Inversión ductos		INVERSIÓN
costo de oleoducto	MMDLS	0.00
costo de gasoducto	MMDLS	0.00
costo de instalación de líneas	MMDLS	0.00
Inversión total de líneas	MMDLS	0.00
Gastos operación y mantenimiento total		INVERSIÓN
Operación y mantenimiento instalaciones	MMDLS	103.21

TABLA NO 19. – INVERSIONES PLATAFORMAS PF,SS, FPSO T.A. 125 M

**Inversiones requeridas para el prospecto 5
Inversión en la perforación de pozos
Prospectos 5, tirante de agua 125 metros**

Conceptos	PF	SS	FPSO
	MMDLS	MMDLS	MMDLS
Lodo y Cemento	1.25	0.83	0.83
Tuberías	1.26	0.77	0.77
Hardware	0.21	0.38	0.38
Renta equipos	4.47	6.43	6.43
Diesel y Lubricantes	0.38	0.42	0.42
Registros y pruebas	0.51	0.59	0.59
Logística	1.03	1.26	1.26
Cuartos alojamientos y provisiones	0.24	0.51	0.51
Personal de servicios	0.21	0.23	0.23
otros	1.01	1.24	1.24
Total	10.50	12.66	12.66

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 20. – INVERSIONES PLATAFORMAS PF,SS,FPSO T.A. 125 M
Inversiones requeridas para el prospecto 5
Costo de equipo de proceso
Tirante de agua 125 metros

Conceptos	PF	SS	FPSO
	MMDLS	MMDLS	MMDLS
Separador	8.60	9.98	8.44
Tratamiento de agua	0.63	0.74	0.56
Equipos de exportación (Bombas)	2.53	2.66	2.30
(Manifold)	3.07	3.20	2.13
Deshidratación	0.74	0.59	0.54
Generación de potencia	12.08	13.25	11.35
Quemador	0.45	0.36	0.34
Cuartos alojamientos y provisiones	2.53	2.67	2.30
Total equipo de proceso	30.65	33.47	28.03

TABLA NO 21. – INVERSIONES PLATAFORMAS PF,SS,FPSO T.A. 125 M
Inversiones requeridas para el prospecto 5
líneas
Tirante de agua 125 metros

Conceptos	MMDLS
Costo de oleoductos gasoducto	26.74
Costos Ánodos y cátodos	5.14
Terminación primera unión	1.89
Terminación segunda unión	1.89
Total	35.70

TABLA NO 22. – INVERSIONES GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS ,FPSO
T.A. 125 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5
Tirante de agua 125 metros
Gastos de operación y mantenimiento

FPSO	
Concepto	MMDLS
Mantenimiento Plataforma	12.34
Mantenimiento equipo de proceso	13.38
Mantenimiento pozos(equipo submarino)	0.17
Reparación de pozos	34.34
Mantenimiento de líneas flexible de flujo	0.54
Mantenimiento de risers	0.48
Mantenimiento sistema de amarre	0.48
Costo diesel	0.08
Mantenimiento de oficinas y talleres	12.31
Transporte (barcos y helicópteros)	13.89
Cuartos alojamientos y provisiones	1.50
Equipo de seguridad	13.67
Total	103.21

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 23. – INVERSIONES PLATAFORMA FIJA T.A. 350 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5 Plataformas fija Tirante de agua 350 metros		
Datos generales		VALOR
Escenario de explotación		A
Alternativas de líneas		2.00
Porcentaje de costo plataformas para obra asociada	%	0.75
Tirante de agua	mts.	350.00
Reservas recuperables	MMBLS	58.14
Ritmos de producción de aceite de campo 5	MBPD	26.96
Ritmos de producción de aceite promedio por pozos	BPD	7000.00
Longitud de líneas	KM.	7.85
Inversión plataforma		INVERSIÓN
Costo de "Cubierta"	MMDLS	5.53
Costo de "Subestructura y Pilotes" (25 %)	MMDLS	11.88
Instalación plataforma	MMDLS	12.05
Alojamiento y sistemas auxiliares	MMDLS	4.08
Inversión total de la plataforma	MMDLS	33.35
Inversión obra asociada		INVERSIÓN
Árboles de válvulas superficial	MMDLS	0.06
Torre y herramientas de reparación	MMDLS	17.74
Obras asociada variable "Subestructura y Pilotes" (75%)	MMDLS	35.06
Costo total de obras asociadas	MMDLS	52.86
Inversión pozos		INVERSIÓN
Inversión por pozo	MMDLS	13.20
Inversión total(4 pozos)	MMDLS	52.80
Inversión equipos de proceso	MMDLS	29.87
Inversión ingeniería y administración del proyecto.	MMDLS	30.08
Inversión ductos		INVERSIÓN
costo de oleoducto	MMDLS	1.01
costo de gasoducto	MMDLS	0.25
costo de instalación de líneas	MMDLS	67.39
Inversión total de líneas	MMDLS	68.65
Gastos operación y mantenimiento total		INVERSIÓN
Operación y mantenimiento instalaciones	MMDLS	97.58

TABLA NO 24. – INVERSIONES OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS PF. T.A. 350 M
Inversiones requeridas para el prospecto 5
Tirante de agua 350 metros
Gastos de operación y mantenimiento

PF	
Concepto	MMDLS
Mantenimiento Plataforma	13.42
Mantenimiento equipo de proceso	18.78
Mantenimiento de pozos	2.83
Reparación de pozos	8.05
Mantenimiento de líneas	0.57
Mantenimiento de risers	0.61
Mantenimiento de oficinas y talleres	14.11
Transporte(barcos y helicópteros)	17.78
Cuartos alojamientos y provisiones	5.64
Equipo de seguridad	15.68
Total	97.47

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 25. – INVERSIONES PLATAFORMAS SS T.A. 350 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5 Plataformas SS Tirante de agua 350 metros		
Datos generales		VALOR
Escenario de explotación		A
Alternativas de líneas		2.00
Porciento de costo plataformas para obra asociada	%	75.00
Tirante de agua	mts.	350.00
Reservas recuperables	MMBLS	58.24
Ritmos de producción de aceite de campo 5	MBPD	21.96
Ritmos de producción de aceite promedio por pozos	BPD	7294.00
Longitud de líneas	KM.	7.85
Inversión plataforma		INVERSIÓN
Compra Semisumergibles y riser de producción	MMDLS	7.71
Alojamiento y sistemas auxiliares	MMDLS	24.45
Instalación plataforma (anclaje y Riser exportación)	MMDLS	6.13
Inversión total de la plataforma	MMDLS	38.29
Inversión obra asociada		INVERSIÓN
Árboles de válvulas superficial	MMDLS	5.88
Torre y herramientas de reparación	MMDLS	3.91
Obras asociada variable "Subestructura y Pilotes" (75%)	MMDLS	9.86
Costo total de obras asociadas	MMDLS	19.65
Inversión pozos		INVERSIÓN
Inversión por pozo	MMDLS	16.20
Inversión total(4 pozos)	MMDLS	64.80
Inversión equipos de proceso	MMDLS	34.60
Inversión ingeniería y administración del proyecto.	MMDLS	23.34
Inversión ductos		INVERSIÓN
costo de oleoducto	MMDLS	1.01
costo de gasoducto	MMDLS	0.25
costo de instalación de líneas	MMDLS	69.94
Inversión total de líneas	MMDLS	71.20
Gastos operación y mantenimiento total		INVERSIÓN
Operación y mantenimiento instalaciones	MMDLS	110.09

TABLA NO 26. – INVERSIONES OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS SS. T.A. 350 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5

Tirante de agua 350 metros

Gastos de operación y mantenimiento

Concepto	SS	MMDLS
Mantenimiento Plataforma		13.60
Mantenimiento equipo de proceso		14.66
Mantenimiento pozos(equipo submarino)		5.56
Reparación de pozos		28.79
Mantenimiento de templete/manifold		0.95
Mantenimiento de líneas de flujo		0.66
Mantenimiento de riser		0.66
Mantenimiento sistema de amarre		0.66
Mantenimiento de oficinas y talleres		9.91
Transporte (barcos y helicópteros)		21.24
Cuartos alojamientos y provisiones		2.28
Equipo de seguridad		11.12
Total		110.09

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

TABLA NO 27. – INVERSIONES PLATAFORMAS FPSO T.A. 350 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5 Plataformas FPSO Tirante de agua 350 metros		
Datos generales		VALOR
Escenario de explotación		A
Alternativas de líneas		2.00
Porcentaje de costo plataformas para obra asociada	%	75.00
Tirante de agua	mts.	350.00
Reservas recuperables	MMBLS	62.11
Ritmos de producción de aceite de campo 5	MBPD	25.84
Ritmos de producción de aceite promedio por pozos	BPD	7386.00
Longitud de líneas	KM.	7.85
Inversión plataforma		INVERSION
Compra FPSO (25%)	MMDLS	5.12
Conversión FPSO y Risers de producción	MMDLS	5.67
Instalación FPSO, anclaje e instalación risers y sistema auxiliar marino	MMDLS	33.09
Total de inversión de plataforma	MMDLS	43.88
Inversión obra asociada		INVERSION
Obra asociada variable compra FPSO (75%)	MMDLS	15.36
Cabezales, Árboles de válvulas y Sistema de control	MMDLS	14.15
Herramientas de reparación	MMDLS	4.52
Costo total de obras asociadas	MMDLS	34.02
Inversión pozos		INVERSION
Inversión por pozo	MMDLS	16.40
Inversión total(4 pozos)	MMDLS	65.60
Inversión equipos de proceso	MMDLS	27.77
Inversión ingeniería y administración del proyecto.	MMDLS	26.06
Inversión ductos		INVERSION
costo de oleoducto	MMDLS	0.00
costo de gasoducto	MMDLS	0.00
costo de instalación de líneas	MMDLS	0.00
Inversión total de líneas	MMDLS	0.00
Gastos operación y mantenimiento total		INVERSION
Operación y mantenimiento instalaciones	MMDLS	116.82

TABLA NO 28. – INVERSIONES OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS FPSO. T.A. 350 M

**Inversiones requeridas para el prospecto 5
Tirante de agua 350 metros
Gastos de operación y mantenimiento**

Concepto	FPSO	MMDLS
Mantenimiento Plataforma		11.799
Mantenimiento equipo de proceso		15.187
Mantenimiento pozos(equipo submarino)		5.841
Reparación de pozos		35.046
Mantenimiento de líneas flexible de flujo		0.502
Mantenimiento de risers		0.495
Mantenimiento sistema de amarre		0.495
Costo diesel		0.105
Mantenimiento de oficinas y talleres		10.514
Transporte (barcos y helicópteros)		22.196
Cuartos alojamientos y provisiones		2.477
Equipo de seguridad		11.869
Total		116.82

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 29. – INVERSIONES PLATAFORMAS CPT T.A. 350 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5 CPT Tirante de agua 350 metros		
Datos generales		VALOR
Escenario de explotación		A
Alternativas de líneas		2.00
Porcentaje de costo plataformas para obra asociada	%	75.00
Tirante de agua	mts.	350.00
Reservas recuperables	MMBLS	58.14
Ritmos de producción de aceite de campo 5	MBPD	26.96
Ritmos de producción de aceite promedio por pozos	BPD	7000.00
Longitud de líneas	KM.	7.85
Inversión plataforma		INVERSIÓN
Costo de "Cubierta"	MMDLS	5.53
Plataforma "Subestructura y Pilotes" (25 %)	MMDLS	11.68
Instalación plataforma	MMDLS	12.05
Alojamiento y sistemas auxiliares	MMDLS	4.08
Inversión total de la plataforma	MMDLS	33.35
Inversión obra asociada		INVERSIÓN
Arboles de valvulas superficial	MMDLS	0.31
Torre y herramientas de reparación	MMDLS	3.66
Obras asociada variable "Subestructura y Pilotes" (75%)	MMDLS	22.45
Costo total de obras asociadas	MMDLS	26.43
Inversión pozos		INVERSIÓN
Inversión por pozo	MMDLS	15.60
Inversión total(4 pozos)	MMDLS	62.40
Inversión equipos de proceso	MMDLS	30.02
Inversión ingeniería y administración del proyecto.	MMDLS	21.11
Inversión ductos		INVERSIÓN
costo de oleoducto	MMDLS	1.01
costo de gasoducto	MMDLS	0.25
costo de instalación de líneas	MMDLS	68.44
Inversión total de líneas	MMDLS	69.70
Gastos operación y mantenimiento total		INVERSIÓN
Operación y mantenimiento instalaciones	MMDLS	85.69

TABLA NO 30. – INVERSIONES OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS TF. T.A. 350 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5
Tirante de agua 350 metros
Gastos de operación y mantenimiento

TF	
Concepto	MMDLS
Mantenimiento Plataforma	11.41
Mantenimiento equipo de proceso	16.03
Mantenimiento de pozos	2.41
Reparación de pozos	6.87
Mantenimiento de líneas	0.48
Mantenimiento de risers	0.52
Mantenimiento de oficinas y talleres	12.04
Transporte(barcos y helicópteros)	15.17
Cuartos alojamientos y provisiones	4.81
Equipo de seguridad	13.38
Total	83.25

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 31. – INVERSIONES PLATAFORMAS TLP T.A. 350 M

Inversiones requeridas para el prospecto 5 Plataformas TLP Tirante de agua 350 metros		
Datos generales		VALOR
Escenario de explotación		A
Alternativas de líneas		2.00
Porcentaje de costo plataformas para obra asociada	%	75.00
Tirante de agua	mts.	350.00
Reservas recuperables	MMDLS	58.24
Ritmos de producción de aceite de campo 5	MBPD	21.96
Ritmos de producción de aceite promedio por pozos	BPD	7294.00
Longitud de líneas	KM.	7.85
Inversión plataforma		INVERSIÓN MMDLS
Compra Semisumergibles y riser de producción	MMDLS	7.71
Alojamiento y sistemas auxiliares	MMDLS	24.45
Instalación plataforma (anclaje y Riser explotación)	MMDLS	6.13
Inversión total de la plataforma	MMDLS	38.29
Inversión obra asociada		INVERSIÓN MMDLS
Arboles de valvulas superficial	MMDLS	0.34
Manifold	MMDLS	2.81
Torre y herramientas de reparación	MMDLS	32.94
Obras asociada variable "Subestructura y Pilotes" (75%)	MMDLS	24.38
Costo total de obras asociadas	MMDLS	60.48
Inversión pozos		INVERSIÓN MMDLS
Inversión por pozo	MMDLS	15.60
Inversión total(3 pozos)	MMDLS	46.80
Inversión equipos de proceso	MMDLS	30.67
Inversión ingeniería y administración del proyecto.	MMDLS	24.70
Inversión ductos		INVERSIÓN MMDLS
costo de oleoducto	MMDLS	1.01
costo de gasoducto	MMDLS	0.25
costo de instalación de líneas	MMDLS	68.90
Inversión total de líneas	MMDLS	70.16
Gastos operación y mantenimiento total		INVERSIÓN MMDLS
Operación y mantenimiento instalaciones	MMDLS	83.25

TABLA NO 32. – INVERSIONES OPERACIÓN Y MANTTO. PLATAFORMAS TLP. T.A. 350 M

**Inversiones requeridas para el prospecto 5
Tirante de agua 350 metros
Gastos de operación y mantenimiento**

TLP	
Concepto	MMDLS
Mantenimiento Plataforma	11.23
Mantenimiento equipo de proceso	15.92
Mantenimiento de pozos(equipo superficial)	3.20
Reparación de pozos	11.25
Mantenimiento de líneas flexible y tubería de exp.	1.03
Mantenimiento de risers de producción	0.53
Mantenimiento de oficinas y talleres	11.99
Transporte(barcos y helicópteros)	15.50
Cuartos alojamientos y provisiones	1.71
Equipo de seguridad	13.32
Total	85.69

150
FALLA DE CARGA

TABLA NO 33. – INVERSIONES PLATAFORMAS PF,SS,FPSO,TF,TLP. T.A. 350 M

**Inversiones requeridas para el prospecto 5
Inversión en la perforación de pozos
Tirante de agua 350 metros**

Conceptos	PF	SS	FPSO	TF	TLP
	MMDLS	MMDLS	MMDLS	MMDLS	MMDLS
Lodo y Cemento	2.49	0.94	0.88	2.73	1.04
Tuberías	3.31	0.89	0.75	3.55	0.85
Hardware	0.48	0.28	0.28	0.72	0.30
Renta equipos	2.47	9.20	9.34	2.71	8.31
Diesel y Lubricantes	0.57	0.51	0.52	0.81	0.53
Registros y pruebas	0.61	0.73	0.74	0.85	0.76
Logística	1.23	1.62	1.64	1.47	1.68
Cuartos alojamientos y provisiones	0.00	0.61	0.62	0.24	0.67
Personal de servicios	0.38	0.23	0.24	0.62	0.25
otros	1.65	1.17	1.19	1.89	1.21
Total	13.20	16.20	16.20	15.60	15.60

TABLA NO 34 – INVERSIONES PLATAFORMAS PF,SS,FPSO,TF,TLP. T.A. 350 M

**Inversiones requeridas para el prospecto 5
Costo de equipo de proceso
Tirante de agua 350 metros**

Conceptos	PF	SS	FPSO	TF	TLP
	MMDLS	MMDLS	MMDLS	MMDLS	MMDLS
Separador	8.60	9.98	8.44	8.60	9.41
Tratamiento de agua	0.63	0.74	0.56	0.63	0.69
Equipos de exportación (Bombas)	2.53	2.66	2.30	2.53	2.56
(Manifold)	3.07	3.20	2.13	3.07	1.81
Deshidratación	0.74	0.59	0.54	0.74	0.60
Generación de potencia	12.08	13.25	11.35	12.08	12.65
Quemador	0.45	0.36	0.34	0.45	0.37
Cuartos alojamientos y provisiones	2.53	2.67	2.30	2.53	2.56
Total equipos de proceso	30.65	33.47	28.03	30.65	30.67

TABLA NO 35. – INVERSIONES PLATAFORMAS PF,SS,FPSO,TF,TLP. T.A. 350 M

**Inversiones requeridas para el prospecto 5
líneas
Tirante de agua 350 metros**

Conceptos	MMDLS
Costo de oleoductos gasoducto	26.74
Costos Ánodos y cátodos	5.14
Terminación primera unión	1.89
Terminación segunda unión	1.89
Total	35.70

TESIS
FALLA DE

En las tablas anteriores puede observarse los componentes que integran los costos de inversión de plataformas, obra asociada, tuberías, gastos de operación y mantenimiento; así como el desglose los montos requeridos en materiales y servicios relacionados con las actividades de la perforación de pozos, equipo de proceso.

No obstante lo anterior, al realizar el cálculo mediante un determinado número de simulaciones y al obtener el promedio de las inversiones obtenidas con 500 simulaciones realizadas por cada alternativa y por cada sistema de producción (empleando plataforma fija, plataforma semisumergible y FPSO), se obtienen diferentes valores debido a que los resultados son promedios de las simulaciones.

En las tablas números 36 a 44 se presentan los resultados obtenidos; es importante comentar que la inversión a plataformas no corresponde al total, ya que el programa permite transferir del total o una fracción del costo de la estructura, a la parte de inversión correspondiente a pozos y obra asociada. La inversión debido a tuberías de transporte de los hidrocarburos, en éste caso es el concepto de mayor monto en relación a los otros dos.

Es importante tomar en cuenta que en el caso del sistema FPSO, el trasbordador transporta el aceite y por lo tanto el gas se quema, ya que en este ejercicio no se tiene inversión en tuberías para transporte de los hidrocarburos; sin embargo, debido al bajo valor de la relación gas aceite el efecto no es trascendente.

Al comparar las inversiones totales especificadas en las tablas 36, 37 y 38 correspondientes a la primera alternativa, se observan que son mayores con respecto a las mostradas en la segunda alternativa, aproximadamente 1000 millones de dólares en plataforma fija y plataforma semisumergible; también se puede observar que el monto en almacenamiento y descarga es el mismo en ambas alternativas, debido a que no se considera instalación de líneas, puesto que se emplea un trasbordador para el transporte del crudo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 36.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA I DE LÍNEAS.

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LÍNEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERÍA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	52.33	59.03	224.47	18.57	354.40	32.16	179.79	566.35
2	46.86	56.27	116.78	16.74	236.65	27.21	158.97	422.83
3	26.24	31.38	87.03	7.11	151.77	17.05	92.80	261.62
4	25.14	30.04	71.28	6.81	133.27	15.96	90.45	239.69
5	23.12	25.36	111.72	5.37	165.57	14.51	67.39	247.46
6	23.36	23.05	139.32	4.73	190.47	18.44	63.93	272.84
7	19.84	18.49	270.68	4.77	313.78	17.33	46.61	377.72
8	22.00	24.08	148.23	3.17	197.47	15.78	59.66	272.91
9	18.61	18.99	125.42	3.61	166.63	13.41	48.35	228.39
10	9.88	9.98	222.00	0.82	242.67	12.70	28.04	283.41
TOTAL	267.38	296.67	1516.93	71.71	2152.69	184.56	835.98	3173.23

TABLA NO 37.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA I DE LÍNEAS.

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN A 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LÍNEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERÍA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	71.45	65.29	225.89	21.30	383.92	38.03	202.06	624.01
2	65.30	60.83	115.99	19.20	261.32	34.86	175.56	471.74
3	41.99	34.60	86.89	8.16	171.64	22.18	106.42	300.24
4	40.01	31.59	70.06	7.81	149.47	20.91	93.13	263.52
5	39.09	27.17	110.68	6.16	183.10	19.69	77.30	280.09
6	41.64	25.50	142.01	5.43	214.58	20.37	72.01	306.96
7	41.05	19.68	274.74	5.47	340.95	19.09	51.17	411.21
8	39.71	25.70	146.37	3.64	215.42	19.74	71.58	306.73
9	39.29	22.76	132.34	4.14	198.54	18.89	59.99	277.42
10	37.54	11.14	221.99	0.93	271.60	13.81	35.13	320.54
TOTAL	457.06	324.27	1526.96	82.23	2390.53	227.57	944.36	3562.45

TEST
FALLA DE CABLE

TABLA NO 38.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS.

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LÍNEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERÍA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	104.98	65.71	0.00	0.00	170.69	38.64	196.77	406.09
2	100.56	63.22	0.00	0.00	163.78	35.32	181.05	380.15
3	65.28	34.30	0.00	0.00	99.58	26.21	95.05	220.84
4	59.38	31.62	0.00	0.00	91.00	24.65	86.82	202.47
5	55.14	28.96	0.00	0.00	84.10	23.47	74.12	181.69
6	50.65	25.86	0.00	0.00	76.51	22.18	67.37	166.06
7	43.47	19.47	0.00	0.00	62.94	18.88	46.13	127.95
8	53.41	26.95	0.00	0.00	80.36	22.52	66.79	169.67
9	44.73	21.30	0.00	0.00	66.03	19.31	49.20	134.54
10	42.29	11.19	0.00	0.00	53.49	14.11	27.47	95.06
TOTAL	619.88	328.59	0.00	0.00	948.47	245.28	890.76	2084.51

Cuando se planea un desarrollo integral, el monto por concepto de líneas o tuberías (alternativa 2 de líneas), disminuye considerablemente con respecto a la alternativa 1 de líneas; en este esquema el concepto de pozos y obra asociada es la componente de mayor inversión, pero no hay que perder de vista que en este concepto, también se incluye parte del monto de la estructura del sistema seleccionado.

Este planteamiento es fundamental para volúmenes de reservas pequeños, ya que considerando que las inversiones son grandes y los márgenes de utilidad bajos; es importante planear los plazos para amortizar la inversión y la duración del proyecto. Al modificar la longitud de líneas se puede observar para este caso como el valor de la inversión para la plataforma fija es muy similar al sistema con FPSO.

TESIS CON
FALLA DE ORIGINAL

TABLA NO 39.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS.

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS. 80%UP. 80%RE. 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LÍNEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	53.53	60.41	60.16	18.57	192.67	32.78	180.93	406.38
2	46.79	55.85	30.44	16.74	149.83	27.13	160.69	337.64
3	26.49	31.86	29.38	7.11	94.85	17.20	94.15	206.20
4	25.80	30.96	72.66	6.81	136.22	16.10	87.01	239.34
5	23.25	25.28	35.70	5.37	89.59	14.52	69.41	173.52
6	22.99	22.67	31.31	4.73	81.70	18.36	65.80	165.86
7	20.94	19.55	132.49	4.77	177.75	17.80	50.59	246.14
8	22.22	24.18	78.31	3.17	127.88	15.86	62.30	206.04
9	19.18	19.56	24.40	3.61	66.76	13.75	48.61	129.12
10	9.90	10.04	11.06	0.82	31.82	12.73	28.91	73.46
TOTAL	271.08	300.37	505.91	71.71	1149.07	186.23	848.39	2183.69

TABLA NO 40.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS.

COSTOS DE INVERSIÓN PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE								
PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACION A, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS TIRANTE DE AGUA VARIABLE, 2 EQUIPOS. 80%UP. 80%RE. 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LÍNEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	71.46	65.13	59.96	21.30	217.84	37.94	201.57	457.35
2	66.36	62.71	30.14	19.20	178.41	35.72	183.80	397.94
3	41.83	33.93	28.88	8.16	112.79	21.88	102.16	236.83
4	41.93	33.29	70.78	7.81	153.81	21.81	97.34	272.96
5	39.09	27.31	35.46	6.16	108.03	19.61	80.52	208.16
6	41.71	26.02	32.42	5.43	105.58	20.58	72.97	199.12
7	40.79	19.30	130.51	5.47	196.06	19.06	52.12	267.24
8	39.59	24.03	75.32	3.64	142.57	19.40	68.23	230.20
9	39.17	21.68	24.77	4.14	89.76	18.79	57.33	165.88
10	37.37	11.16	11.06	0.93	60.52	13.75	35.15	109.42
TOTAL	459.30	324.56	499.29	82.23	1365.37	228.53	951.19	2545.09

TECIS
FALLA DE

TABLA NO 41.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS.

COSTOS DE INVERSIÓN BARCO FPSO								
BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACION A, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS TIRANTE DE AGUA VARIABLE, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	105.48	65.83	0.00	0.00	171.31	38.71	203.17	413.20
2	100.27	63.11	0.00	0.00	163.38	34.86	178.33	376.57
3	64.80	34.20	0.00	0.00	98.99	25.87	96.25	221.11
4	61.44	32.54	0.00	0.00	93.97	25.12	91.12	210.21
5	54.01	28.03	0.00	0.00	82.03	22.84	76.34	181.21
6	49.07	24.85	0.00	0.00	73.92	21.82	68.30	164.03
7	43.33	20.08	0.00	0.00	63.41	19.10	48.34	130.85
8	49.75	24.92	0.00	0.00	74.67	21.80	62.59	159.06
9	45.97	21.55	0.00	0.00	67.52	19.75	51.52	138.79
10	42.18	11.23	0.00	0.00	53.41	14.05	28.48	95.94
TOTAL	616.29	326.32	0.00	0.00	942.61	243.91	904.44	2090.96

En la alternativa 3 de líneas es igual en algunos prospectos con respecto a la alternativa 2 de líneas; sin embargo, presenta una diferencia fundamental, que en aquellos prospectos cercanos a una instalación, cuando técnicamente es posible no se le invierte en plataformas, tampoco en equipo de proceso, sólo en líneas. Los prospectos números 3,6,9 y 10 no tienen inversión en plataforma ni en equipo de proceso, lo cual permite incrementar la ganancia, debido a que la producción de los pozos se incorpora a plataformas existentes.

En este tipo de esquemas donde las reservas recuperables resultan pequeñas, generalmente no es fácil decidir si explotar o no, pero se tienen que hacer esfuerzos para disponer de las reservas que se vayan descubriendo en estos ambientes, ya que conforme transcurra el tiempo, la cantidad de éstos prospectos se incrementara y en conjunto contendrán un volumen de reservas importante.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 42.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS.

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LÍNEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	53.84	60.33	60.03	18.57	192.77	32.76	185.31	410.84
2	46.64	56.15	63.64	16.74	183.17	27.19	157.15	367.51
3	0.00	0.00	28.94	7.11	36.06	17.26	88.39	141.71
4	25.50	30.44	71.16	6.81	133.91	16.04	88.38	238.33
5	23.98	27.07	37.09	5.37	93.51	15.00	72.92	181.43
6	0.00	0.00	32.17	4.73	36.91	18.82	60.95	116.67
7	20.33	19.37	131.75	4.77	176.21	17.64	49.42	243.28
8	21.77	23.69	77.35	3.17	125.98	15.63	63.00	204.60
9	0.00	0.00	24.88	3.61	28.49	13.96	45.16	87.60
10	0.00	0.00	11.06	0.82	11.88	12.72	26.08	50.68
TOTAL	192.06	217.05	538.06	71.71	1018.88	187.02	836.76	2042.66

TABLA NO 43.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS.

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LÍNEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	72.70	66.90	60.63	21.30	221.53	38.83	204.11	464.47
2	65.15	59.54	62.85	19.20	206.73	34.22	173.71	414.66
3	0.00	0.00	28.64	8.16	36.79	21.76	88.30	146.85
4	40.80	33.95	71.83	7.81	154.39	21.75	101.09	277.23
5	39.10	28.03	35.96	6.16	109.25	19.93	79.92	209.10
6	0.00	0.00	32.49	5.43	37.92	20.53	67.24	125.68
7	41.05	19.66	131.32	5.47	197.49	19.24	50.52	267.25
8	40.10	26.33	78.51	3.64	148.58	19.95	71.81	240.34
9	0.00	0.00	24.35	4.14	28.50	18.59	44.82	91.91
10	0.00	0.00	11.06	0.93	11.99	13.81	18.01	43.81
TOTAL	298.90	234.40	537.64	82.23	1153.17	228.61	899.52	2281.30

TESIS CON
FALLA DE CALIDAD

**TABLA NO 44.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE,
ALTERNATIVA 3 DE LINEAS.**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	104.41	65.90	0.00	0.00	170.32	38.70	202.05	411.07
2	97.74	61.75	0.00	0.00	159.48	34.41	178.35	372.25
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.76	87.24	113.00
4	62.04	33.04	0.00	0.00	95.08	25.30	90.22	210.60
5	55.06	28.71	0.00	0.00	83.77	23.43	74.78	181.98
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.50	64.98	87.48
7	43.41	19.38	0.00	0.00	62.78	18.90	46.43	128.11
8	50.67	25.86	0.00	0.00	76.53	21.90	63.91	162.33
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.67	44.86	64.53
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.07	17.34	31.41
TOTAL	413.33	234.64	0.00	0.00	647.96	244.63	870.17	1762.76

Los costos de los componentes en los diferentes sistemas de producción (en millones de dólares), van delineando el comportamiento de la evaluación económica; así las inversiones requeridas en cada escenario se modifican de acuerdo al tirante de agua; o dependiendo de la distancia a la que se ubican los prospectos con respecto a la infraestructura existente; también influyen los ritmos de producción, ya que a partir de éstos se dimensionan las instalaciones.

4.4.2.- INDICADORES ECONOMICOS.

El proceso de cálculo de los indicadores económicos se realiza a través del programa de cómputo elaborado en Visual Basic el cual toma aleatoriamente los valores de los parámetros técnicos y económicos en cada simulación; como anteriormente se indicó se incorporaron ecuaciones que representan las tendencias de los costos de perforación y terminación de pozos, de la obra asociada al pozo, de las plataformas de producción, del equipo de proceso y de

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

los ductos, los cuales fueron determinadas de la base de datos del Field Plan, al realizar cientos de corridas, considerando diferentes tirantes de agua, ritmos de producción y reservas, así como los parámetros relacionados con las condiciones físicas de las localizaciones.

El proceso no solo permite calcular el número óptimo de pozos, sino que también el número de pozos a perforar que más conviene al proyecto desde el punto de vista económico. En la figura 47 se muestra el perfil total de producción, los cuales permiten dimensionar las instalaciones del proceso en la plataforma central. El paquete simula el desarrollo de los prospectos con un número de equipos fijos, cada pozo entrará a producir de acuerdo al tiempo estimado de perforación y terminación de los pozos; la producción es constante al inicio y posteriormente inicia la declinación de la producción. Los resultados obtenidos permitirán evaluar el proyecto y obtener el análisis del riesgo.

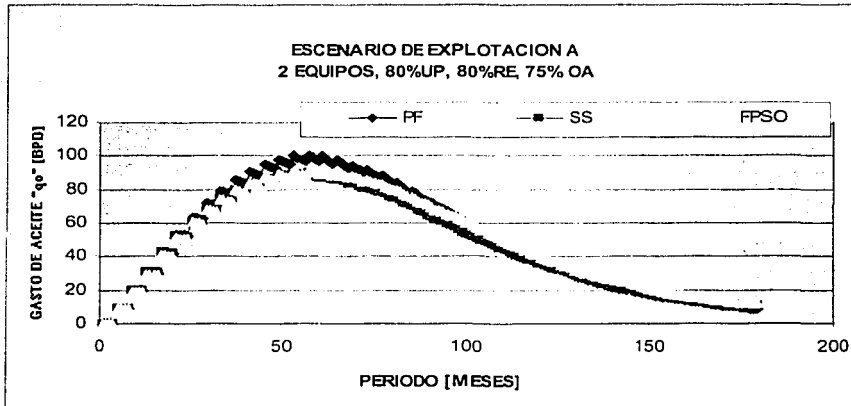


FIGURA No 47.- Perfil de producción de aceite regional, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El programa determina la amortización de las inversiones efectuadas por el método de unidades de producción y por el de línea recta; y contiene tres alternativas. La alternativa A que efectúa la amortización mediante el método de unidades de producción de las instalaciones, plataformas, líneas y equipo de proceso; mientras que emplea el método de línea recta para la amortización del equipo de proceso y de la plataforma central. La B considera el método de unidades de producción para los pozos, obra asociada, plataforma y equipo de proceso, mientras que por el método de línea recta se incluyen líneas y equipo de proceso de la plataforma central. La C considera el método de unidades de producción para los pozos y obra asociada, mientras por el método de línea recta se consideran los ductos, el equipo de proceso y la plataforma central.

La amortización de la inversión influye en la rentabilidad del proyecto, siendo benéfico para el mismo pagar lo antes posible la inversión, porque de lo contrario los intereses pueden incrementarse, de tal manera, que reducen fuertemente las ganancias.

La razón beneficio costo es el resultado del cociente del valor actual de los ingresos entre el valor actual de las inversiones, e indica el beneficio que se obtiene al invertir en un determinado proyecto. Cabe señalar que el pago de la inversión total, se realiza a partir del primer mes en el cual se dispone de la producción de los hidrocarburos; y el campo se abandona cuando se ha extraído del orden de 80% de la reserva, para los prospectos de estudio.

En la figura 48 a 50 se muestra la razón beneficio costo de los prospectos (1,3,6,9 y 10), de esta manera se pueden observar que los beneficios resultantes son proporcionales al volumen de reserva. Cabe destacar que el prospecto 10 en las alternativas 1 y 2 de líneas no se recupera la inversión, ya que los valores son menores a la unidad; sólo en el caso de la alternativa tres de líneas se recupera la inversión.

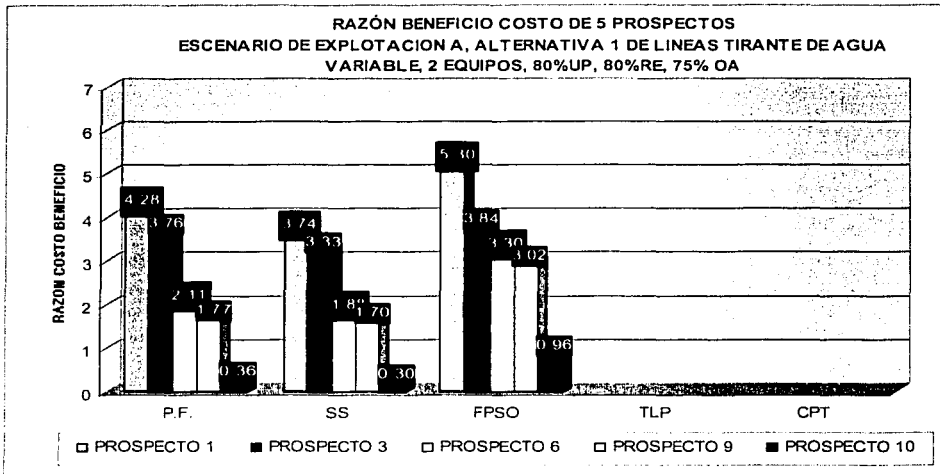


FIGURA No 48.- Razón beneficio costo de cinco prospectos, tirante de agua variable, alternativa 1 de líneas.

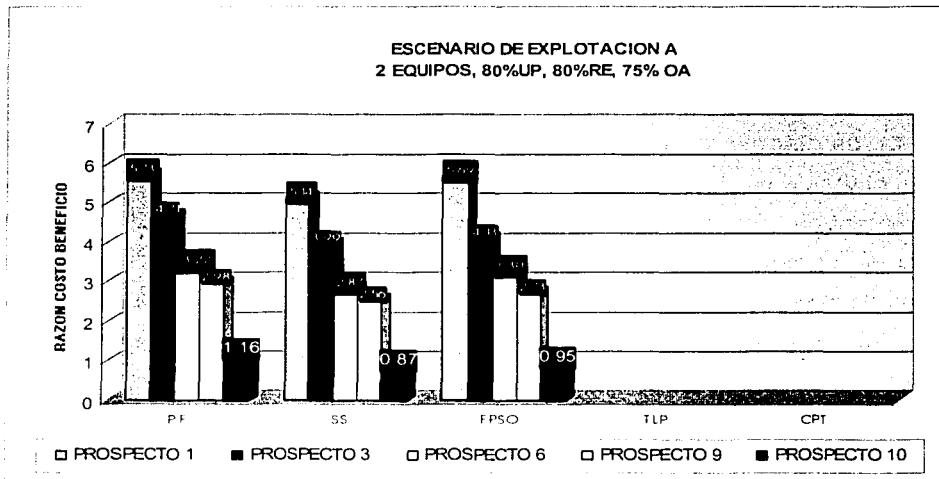


FIGURA No 49.- Razón beneficio costo de cinco prospectos, tirante de agua variable, alternativa 2 de líneas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

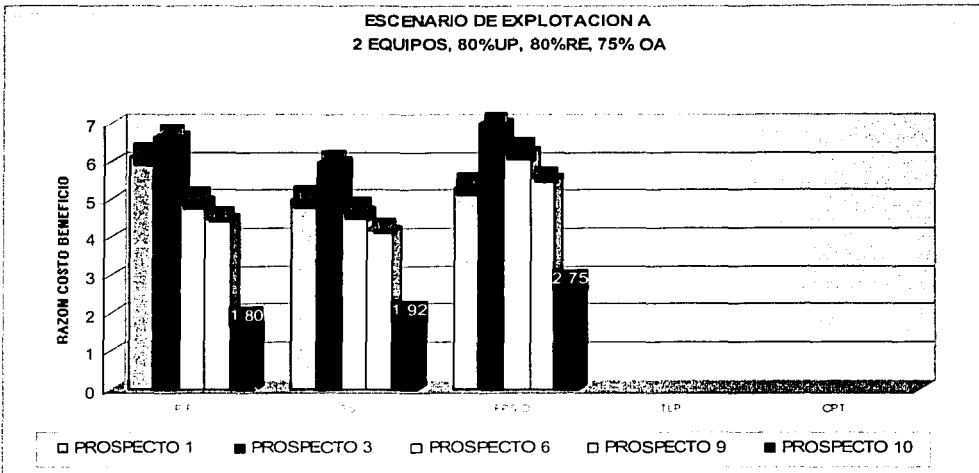


FIGURA No 50.- Razón beneficio costo de cinco prospectos, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

Para el caso del esquema tercero, la razón beneficio costo es mayor en los prospectos (1, 3, 6, 9 y 10), debido a que se emplean árboles mojados y no requieren inversión en plataformas.

Con el fin de obtener los mejores indicadores de rentabilidad se debe conseguir que los costos de producción de cada prospecto se mantengan o tiendan a la baja, ya que ello contribuirá a mejorar los resultados. En las figuras 51 a 54 se observa el costo de producción de cada prospecto; donde se observa que en los cinco sistemas de producción evaluados, resalta que entre mayor es la reserva, menor el costo de producción y con menos reservas su costo de producción resulta mayor.

El costo de producción es un indicador que nos permite ver el comportamiento de la inversión en el tiempo, que comparados con los precios existentes en el mercado, influye en la toma de decisiones para invertir. Es importante señalar que económicamente no es rentable extraer toda la reserva, debido a que los intereses

de la inversión con el tiempo son fuertes. Por ello, existiendo prospectos con un volumen de reserva pequeño, conviene planear las actividades de tal manera que se cumpla estrictamente lo planeado, tanto desde el punto de vista del presupuesto como el cumplimiento de las obras en el tiempo establecido.

Para conseguir lo anterior, los resultados del programa de cómputo elaborado permiten estudiar el comportamiento de los costos de producción, por ensaye y error, modificando el porcentaje de la reserva recuperable y el tiempo de amortización de la inversión. Una vez determinado cual es el porcentaje más conveniente se emplea el mismo porcentaje en los cinco sistemas de explotación, con el fin de conocer el costo de producción de cada sistema de explotación.

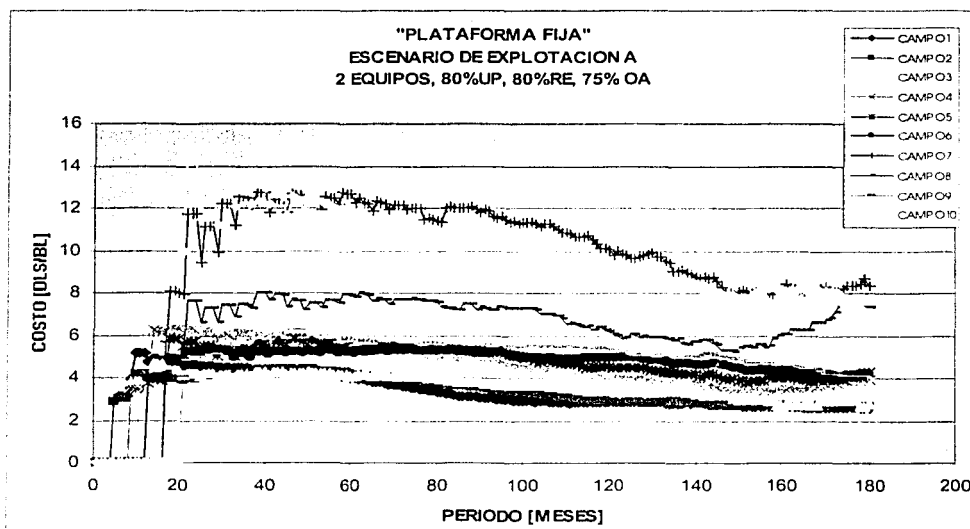


FIGURA No 51.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

Otra forma de ver la conveniencia del desarrollo integral de estos campos se aprecia al comparar los costos por campo contra los costos totales o regionales;

mientras que con el sistema FPSO se tiene un costo de producción regional de alrededor de 6 dólares por barril, explotados individualmente, los costos pueden no ser atractivos, dependiendo del precio del barril de hidrocarburos en el mercado.

El perfil de producción está influenciado por el volumen de reserva, número de pozos, ritmo de producción inicial, conceptos que determinan el tiempo de explotación. Para estos volúmenes de reserva, entre la amortización de línea recta y unidades de producción, ésta última resulta más conveniente; ya que en este caso, el desarrollo integral permite compartir los costos de tuberías entre los campos a desarrollar y con ello, incorporar la explotación de otros prospectos.

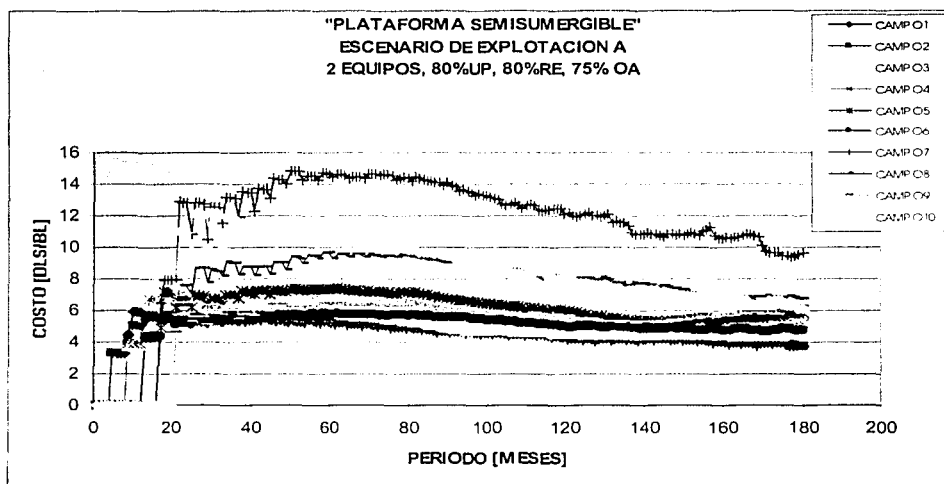


FIGURA No 52.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

Debido a que el costo de producción en los prospectos con tirante de agua variable, menores a 200 metros, puede observarse que los costos de producción son mas atractivos en estos tirantes de agua. Por ejemplo, al comparar el

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

prospecto cinco, empleando plataforma semisumergible para la explotación de los prospectos, el costo de producción máximo resulta de 7.50 dólares por barril; mientras que es de 8.50 dólares por barril en tirante de agua de 350 metros.

También se puede observar en las graficas correspondientes que los costos varían con respecto al volumen de reserva; así, los costos de producción más grandes corresponden a los prospectos con menor volumen de reserva; mientras que los costos más bajos corresponden a los prospectos con mayor volumen de reserva.

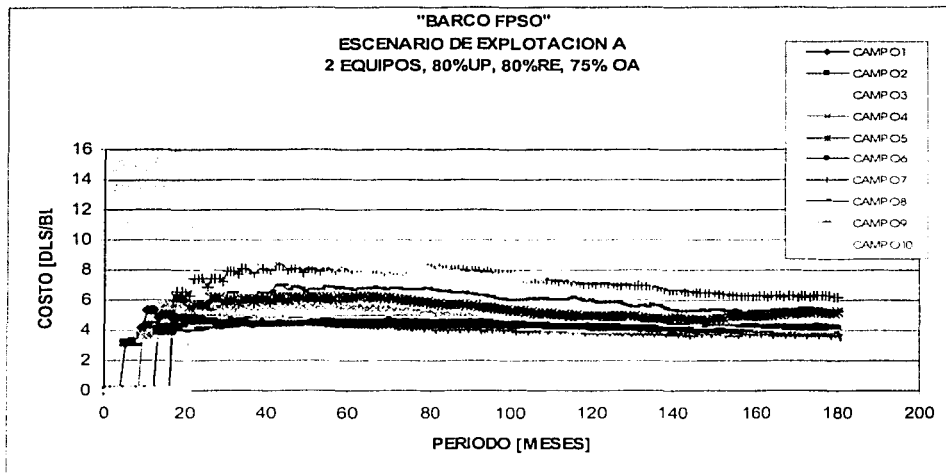


FIGURA No 53.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

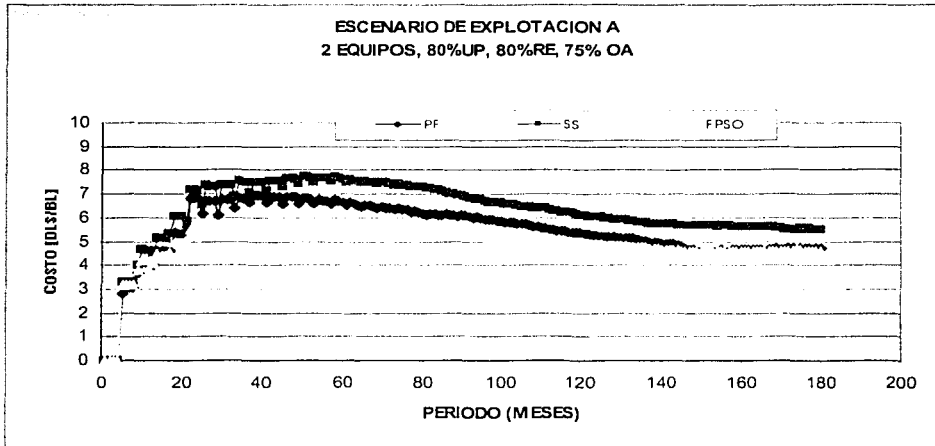


FIGURA No 54.- Costo de producción promedio regional, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

Con el fin de conocer el comportamiento del costo de producción en tirantes de agua mayores, en el presente estudio se supone que los prospectos analizados se encuentren en un tirante de agua de (125, 250, 350 y 450) metros; por ello se obtuvieron las graficas de las figuras 55 a 60, considerando un tirante de agua de 350 metros; mientras que en las figuras 61 a 66, corresponden a un tirante de agua de 450 metros de tirante de agua; lo anterior, con el fin de poder comparar los cinco sistemas de producción y observar claramente la influencia que tiene en el costo de producción.

Variando el tirante de agua de la alternativa tres de líneas y suponiendo que tienen las mismas reservas y la misma distancia hasta la localización, puede observarse el comportamiento de los costos de producción en un tirante de agua de 350 metros.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

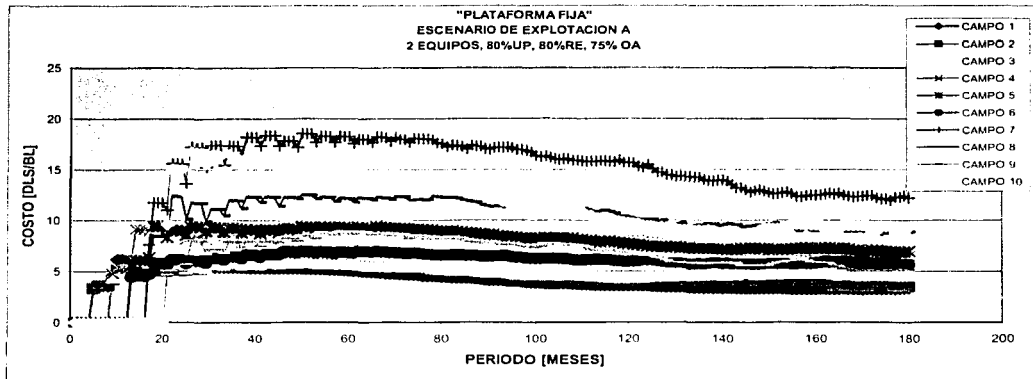


FIGURA No 55.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 350 m, alternativa 3 de líneas.

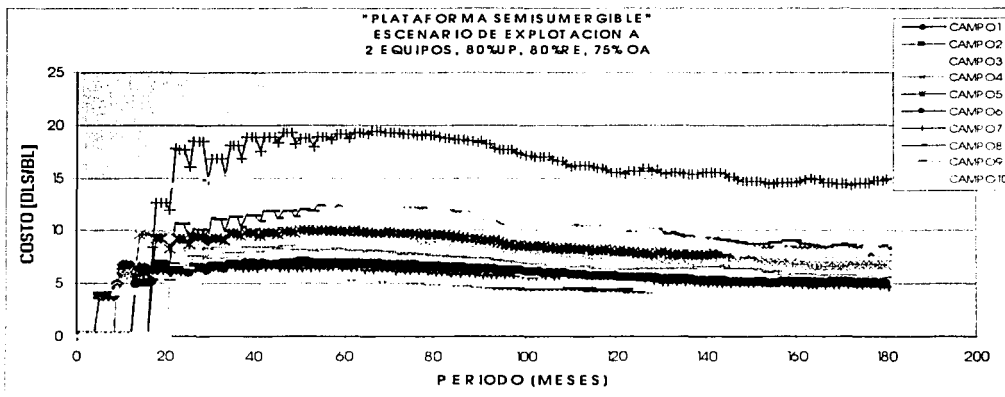


FIGURA No 56.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 350m, alternativa 3 de líneas.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

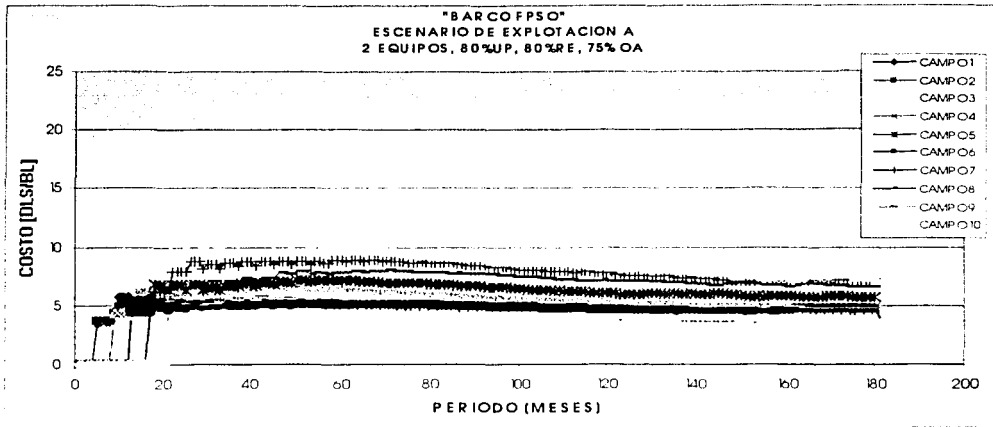


FIGURA No 57.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 350 m, alternativa 3 de líneas.

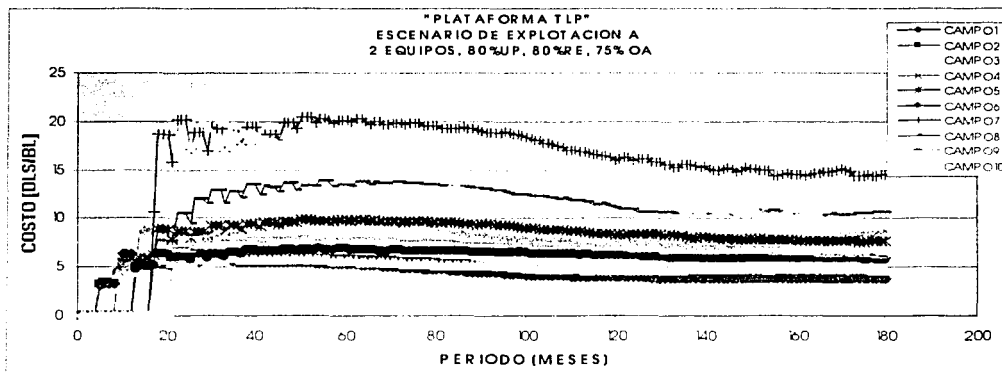


FIGURA No 58.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 350 m, alternativa 3 de líneas.

TESIS CON
 FALLA DE ORLEN

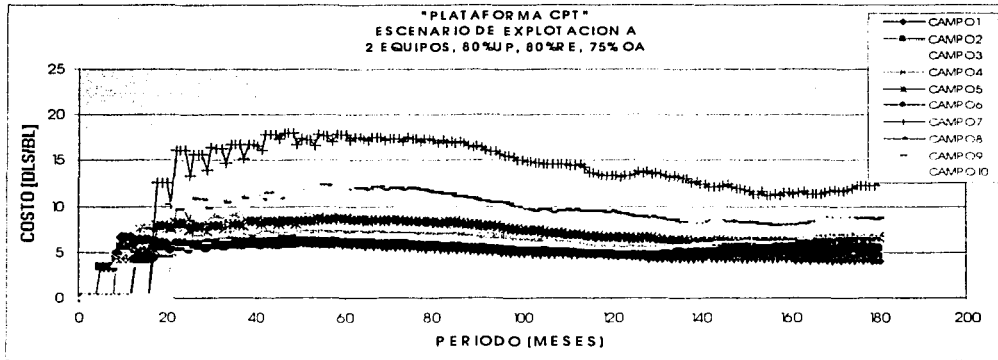


FIGURA No 59.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 350 m, alternativa 3 de líneas.

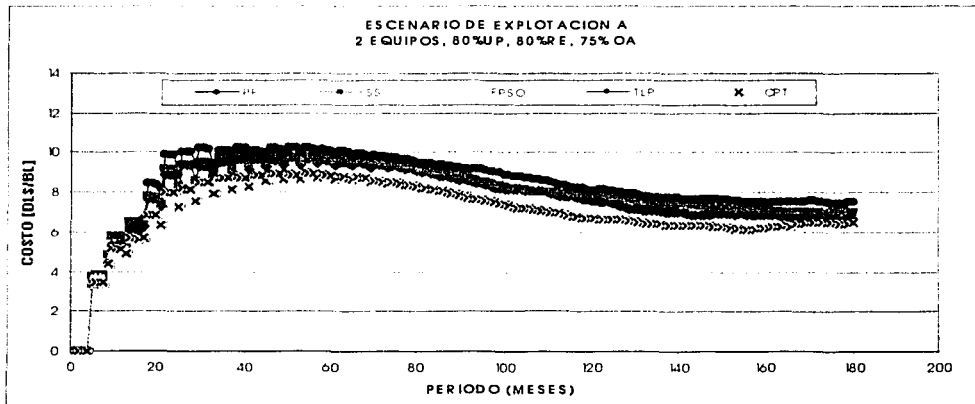


FIGURA No 60.- Costo de producción promedio regional, tirante de agua variable, alternativa 3 de líneas.

Comparando las figuras 54, 60 y 66 se puede apreciar el incremento máximo de los costos de producción conforme se incrementa el tirante de agua; así, mientras en la alternativa denominada "variable", el costo con SS es de 8 dólares por barril a 350 metros de tirante de agua es de 9.5 dólares por barril, por otra parte a 450 metros es de 11 dólares por barril.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

En cuanto a la plataforma fija puede notarse que presentan más variación los costos de los prospectos, sin embargo, en tirantes de agua menores a 200 metros y prospectos con reservas mayores, presentan costos de producción menores a los resultantes con FPSO y SS.

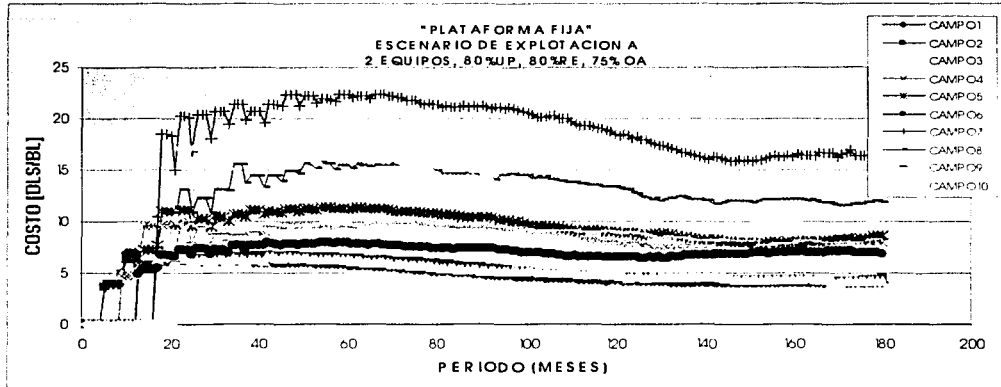


FIGURA No 61.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 450m., alternativa 3 de líneas.

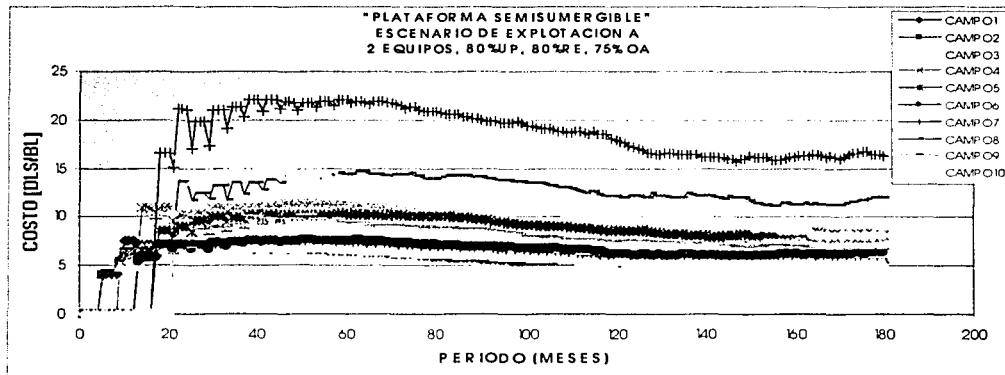


FIGURA No 62.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 450m., alternativa 3 de líneas.

TRASE EN
FALLA DE ORIGEN

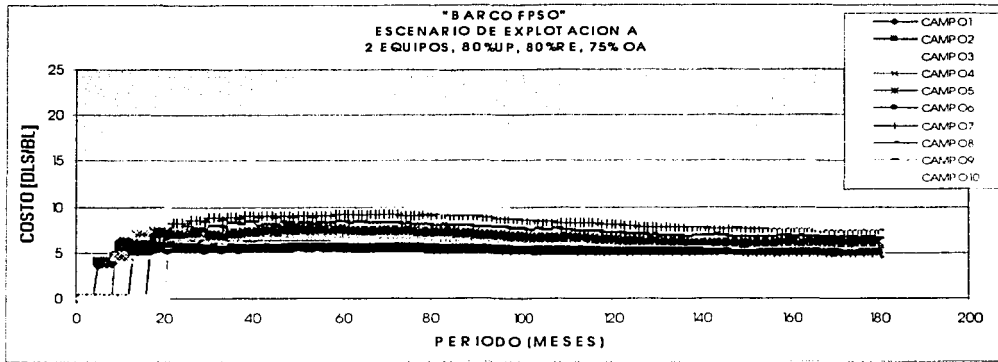


FIGURA No 63.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 450m., alternativa 3 de líneas.

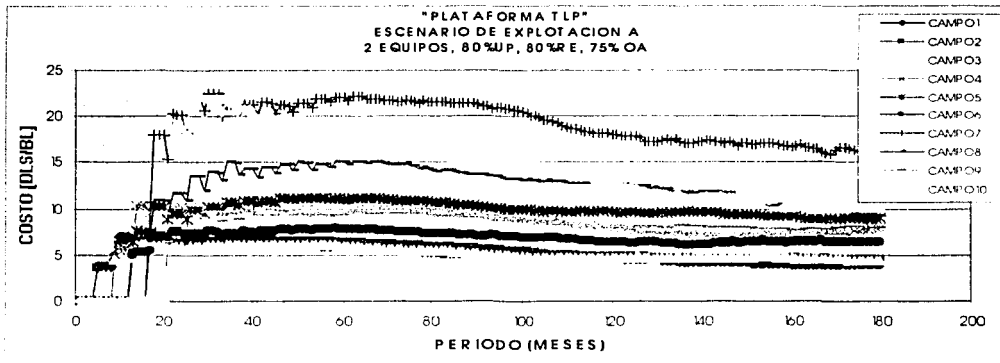


FIGURA No 64.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 450m., alternativa 3 de líneas.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

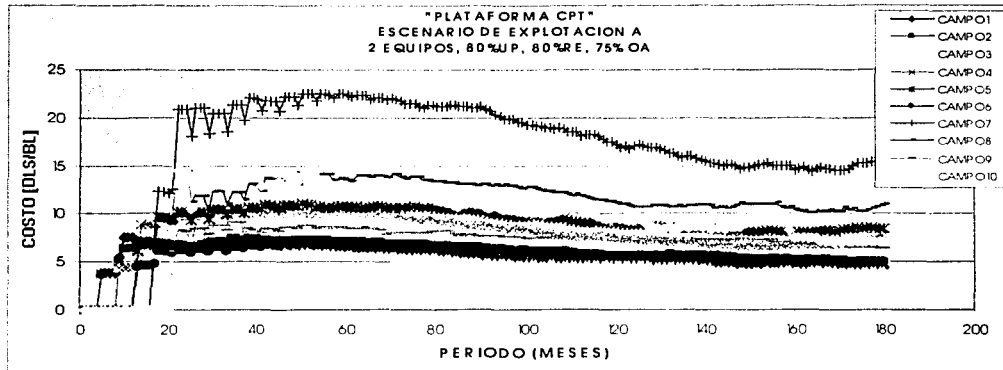


FIGURA No 65.- Costo de producción promedio por campo, tirante de agua 450m., alternativa 3 de líneas.

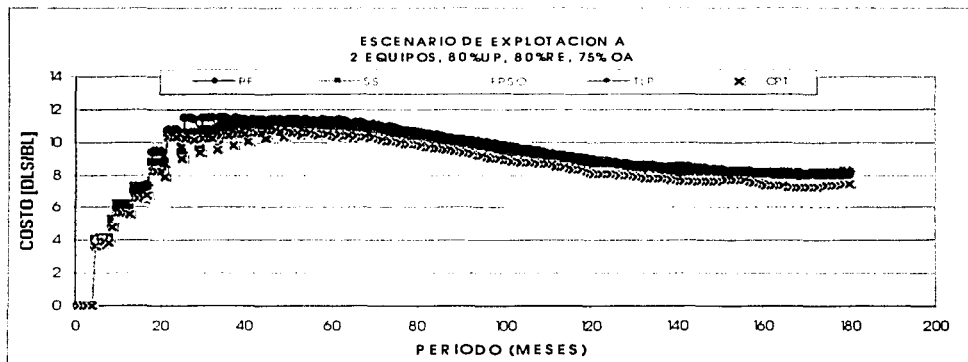


FIGURA No 66.- Costo de producción promedio regional, tirante de agua 450m., alternativa 3 de líneas.

Estos proyectos no soportan grandes desviaciones, por tal motivo, previo a la implantación del proyecto deben seleccionarse las alternativas a implantar, después de un análisis minucioso y cumplir en tiempo y forma las actividades programadas; tal es el caso, de la perforación y terminación de pozos, y el tiempo para construir e instalar la infraestructura.

TESIS CON
FALLA DE CALIDAD

En las figuras 51 a 66 puede observarse que el sistema más barato oscila entre 5 y 8 dólares por barril; sin embargo, conforme el tirante de agua se incrementa se alcanzan costos de producción hasta de 12 dólares por barril en promedio. Este tipo de gráficas permite decidir si se explota o no los prospectos, ya que dependiendo de los precios del mercado o de las necesidades del país.

Para poder apreciar el comportamiento de los indicadores de rentabilidad entre un sistema y otro, se presentan graficas que corresponden a los diez prospectos con sus diferentes tirantes de agua, considerando los tres escenarios de explotación planteados (alternativa uno de líneas, alternativa dos de líneas y alternativa tres de líneas).

En las figuras 67 a 69 se presenta la razón beneficio costo de los diez prospectos analizados; indicador que resulta de dividir el valor actual de los ingresos totales entre la inversión inicial, indicando que por cada dólar invertido en el proyecto se obtiene alrededor de 5 dólares en los prospectos con mayor reserva; mientras que para los prospectos con menor reserva como es el prospecto número diez, no se alcanza a recuperar la inversión.

Nótese que la alternativa dos de líneas es mejor que la alternativa uno y la alternativa tres de líneas a su vez es mejor que la dos, independientemente que la alternativa tres de líneas resulta de mayor interés, en el presente estudio; aún así, estos costos son de menor atracción comparados con los costos que hasta ahora se han conseguido en la Región Marina, donde se han localizado grandes volúmenes de reserva en tirantes de agua menores a 100 metros. Sin embargo, éste planteamiento también tiene el propósito de presentar valores que permitan dar idea de cual puede ser el volumen de reserva mínima para poder invertir en prospectos en tirantes de agua mayores, conociendo el comportamiento de los indicadores económicos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

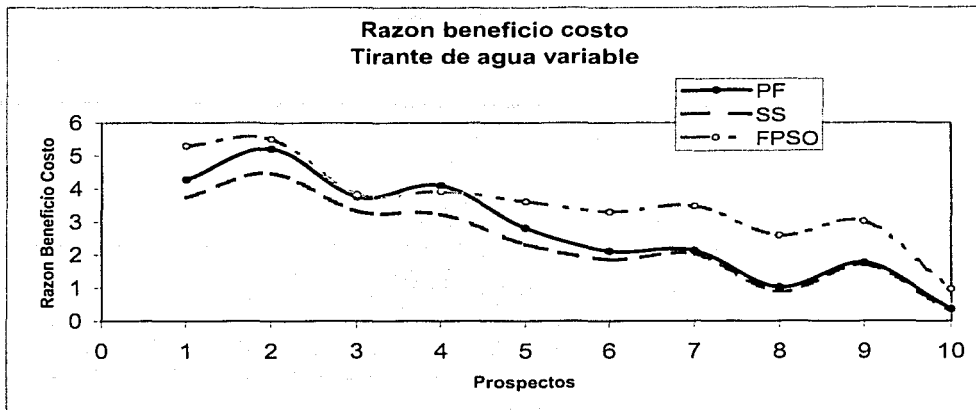


FIGURA No 67.- Razón beneficio costo de diez prospectos, alternativa 1 de líneas.

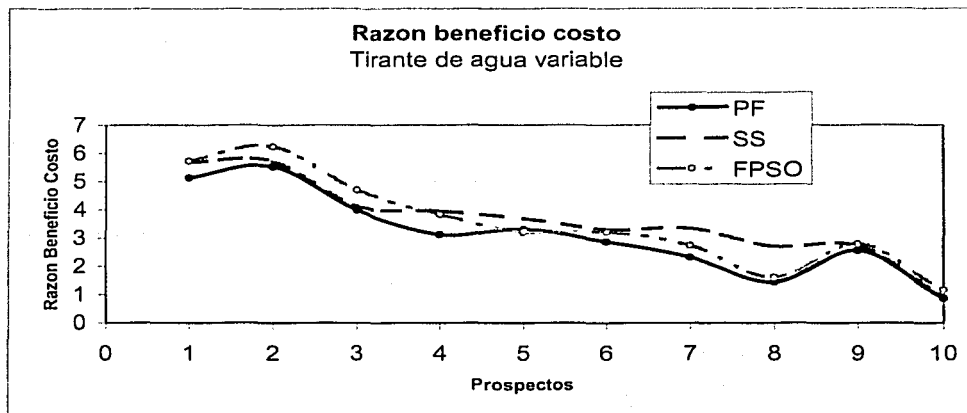


FIGURA No 68.- Razón beneficio costo de diez prospectos, alternativa 2 de líneas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

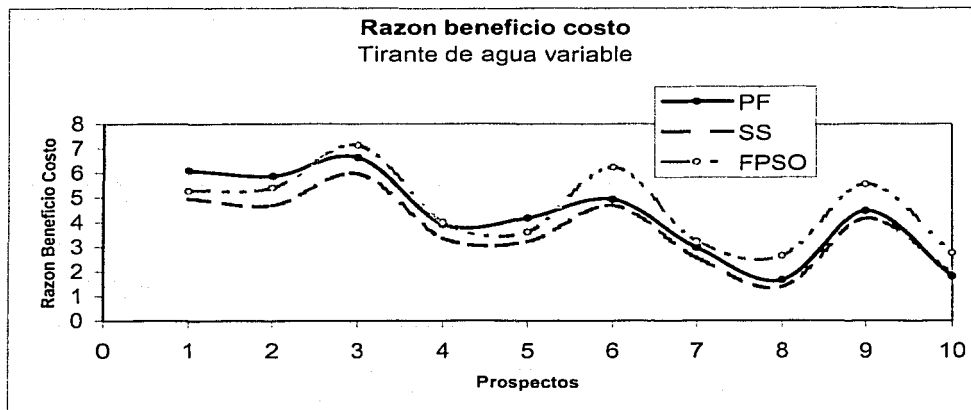


FIGURA No. 69.- Razón beneficio costo de diez prospectos, alternativa 3 de líneas.

A pesar de los valores mostrados en el presente estudio, los proyectos de explotación en una determinada región, no siempre deben buscar exclusivamente el desarrollo de prospectos con grandes volúmenes de reserva, porque aquellos con volúmenes pequeños, se encontrarán en mayor cantidad y todos en conjunto contendrán un volumen de gran interés.

En las figuras 70 a 72 se presenta la tasa de rendimiento en los tres esquemas, la tasa de rendimiento debe exceder a la tasa del mercado para ser atractiva; sin embargo, se puede observar que en proyectos de esta naturaleza, es menor conforme el volumen de reservas disminuye.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

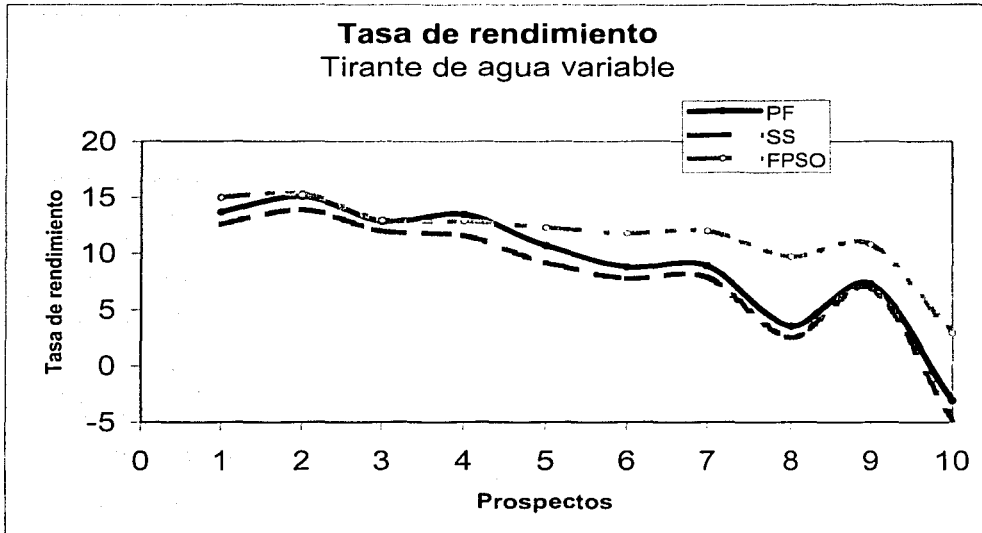


FIGURA No. 70.- Tasa de rendimiento promedio de diez prospectos, alternativa 1 de líneas.

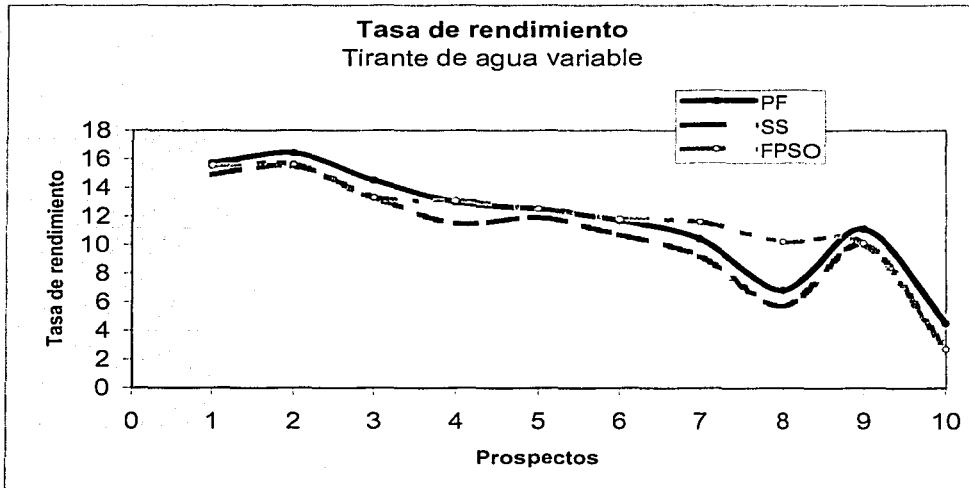


FIGURA No. 71.- Tasa de rendimiento promedio de diez prospectos, alternativa 2 de líneas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

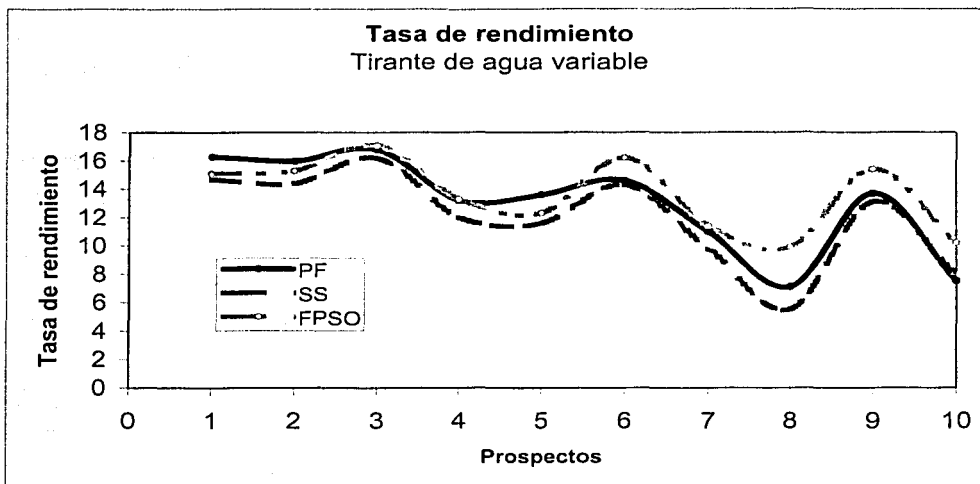


FIGURA No. 72.- Tasa de rendimiento promedio de diez prospectos, alternativa 3 de líneas.

En las figuras 73 a 75 se muestra la tasa interna de retorno que es un indicador en el cual se supone que el dinero que se gana año tras año se reinvierte en su totalidad; es decir, se trata de una tasa de rendimiento generada en su totalidad en el interior del proyecto por medio de la reinversión.

Como puede apreciarse en las figuras, la tasa interna de retorno alcanza valores del orden de 33% hasta 40% en prospectos con mayor reserva y tan bajos, que en el prospecto 10 no se recupera la inversión. Cuando esta clase de proyectos se realizan mediante compañías internacionales, para que resulten atractivos sus contratos, para absorber el riesgo técnico que llevan implícitos los proyectos, deben al menos garantizar una tasa interna de retorno del orden de 25% ⁽¹⁹⁾.

(19) G. P. Jenner G.P. Op. Cit.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

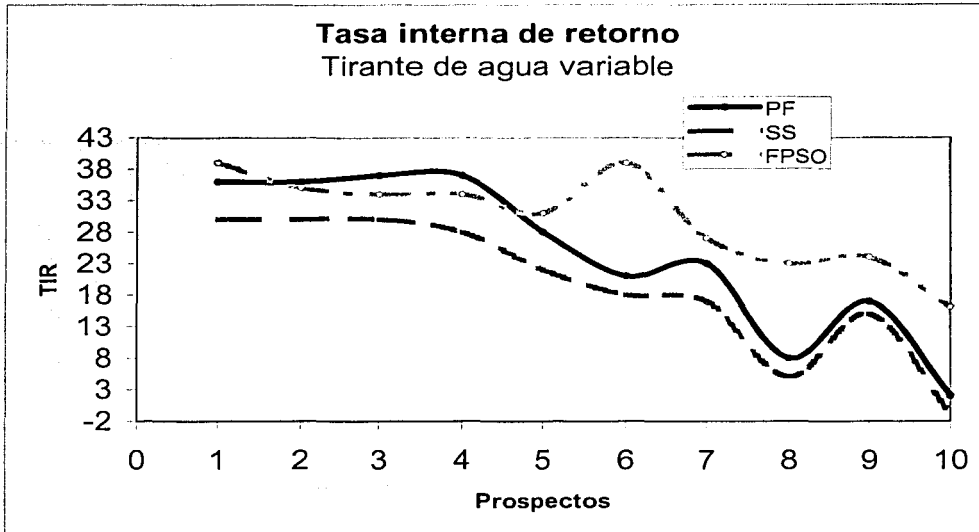


FIGURA No. 73.- Tasa interna de retorno de diez prospectos, alternativa 1 de líneas.

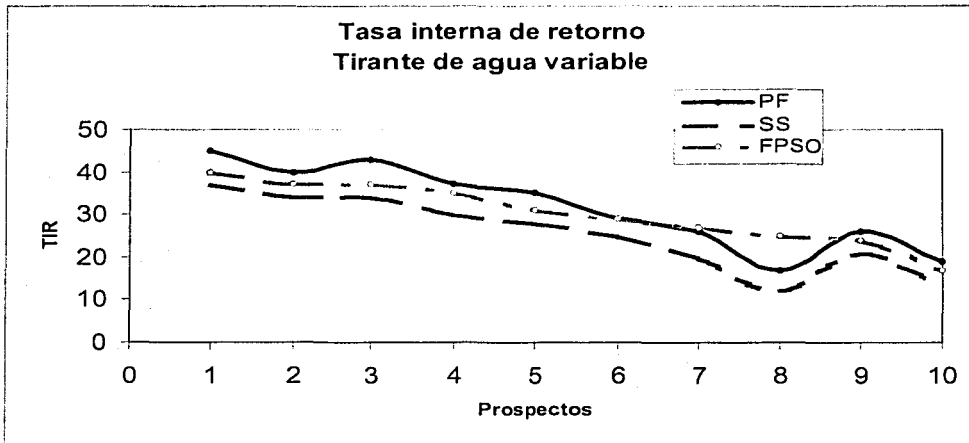


FIGURA No. 74.- Tasa interna de retorno de diez prospectos, alternativa 2 de líneas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

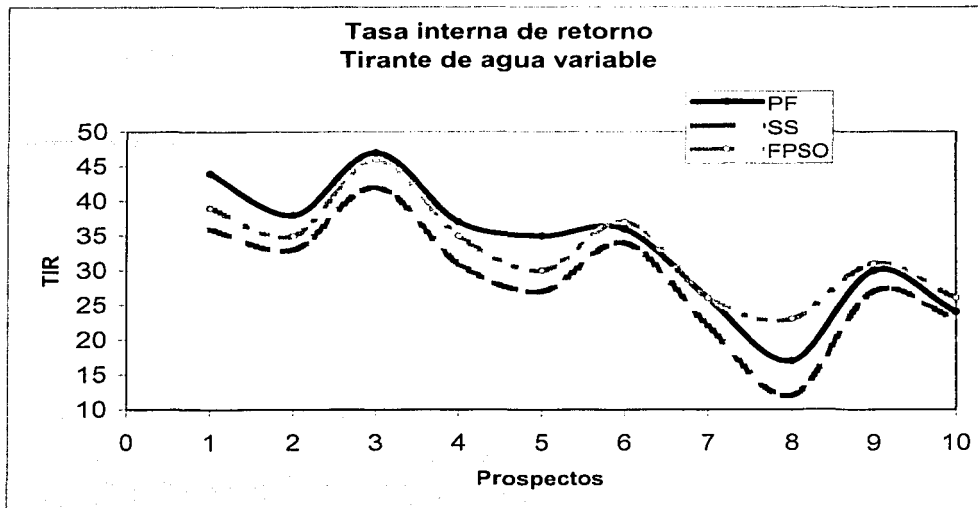


FIGURA No 75.- Tasa interna de retorno de diez prospectos, alternativa 3 de líneas.

Si se decide invertir en prospectos que garanticen una tasa interna de retorno del 25%, entonces sólo se podrán incluir los prospectos del uno al cinco en la alternativa uno de líneas (tirante de agua real), como puede observarse en las figuras 73 a 76 .

Tomando en cuenta las mismas condiciones para la alternativa dos de líneas y considerando la misma tasa interna de retorno como beneficio; entonces, resulta que además de incluir los prospectos anteriores, se pueden adicionar los prospectos 6,7 y 9. Ahora bien, para el caso de la alternativa tres de líneas, permite incluir casi todos los prospectos excepto el número ocho, como se observa en la figura 75.

Sin embargo, también es entendible que si el país requiere de energía y se encuentra en estas condiciones, PEMEX deberá planear la explotación de estos

prospectos, lo que será más conveniente que comprar hidrocarburos; pero bajo estas circunstancias la renta petrolera deberá asignarse a la exploración y explotación de hidrocarburos, para poder continuar extrayendo y sobre todo, no perder.

En las figuras 76 a 79 se muestra la razón beneficio costo de los diez prospectos, pero en este caso suponiendo que se encuentran todos a 125, 250, 350 y 450 metros de tirante de agua. Lo anterior para poder observar el comportamiento de los indicadores económicos conforme se incrementa el tirante de agua; así mismo, permitirá conocer los resultados al emplear los sistemas de producción con torres flexibles y plataformas de piernas tensadas.

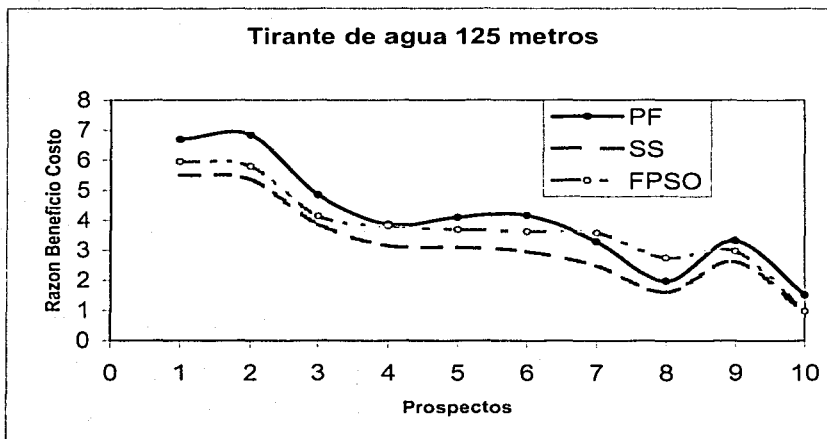


FIGURA No 76.- Razón beneficio costo de diez prospectos, alternativa 2 de líneas.

Considerando el incremento del tirante de agua, si ahora se desea obtener al menos un valor de razón beneficio costo de tres, puede observarse que a 125 metros de tirante de agua, sólo pueden incluirse ocho de los diez prospectos;

mientras que a 250 metros de tirante de agua, sólo pueden incluir siete prospectos.

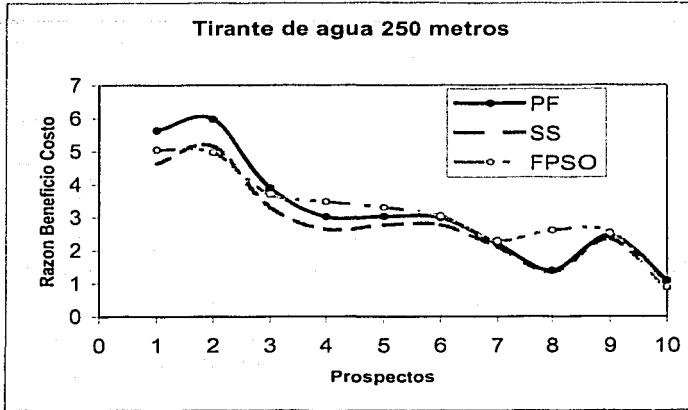


FIGURA No .77.- Razón beneficio costo de diez prospectos, alternativa 2 de líneas.

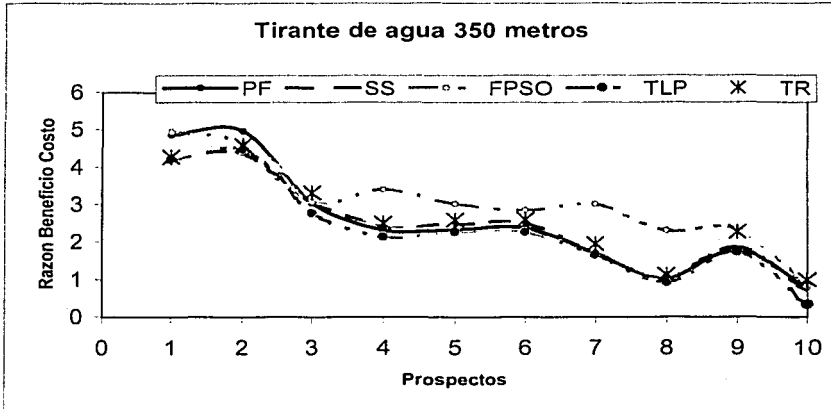


FIGURA No .78.- Razón beneficio costo de diez prospectos, alternativa 2 de líneas.

El cambio fuerte está a 350 metros de tirante de agua, donde únicamente se pueden incluir tres de los diez prospectos; mientras que a 450 metros sólo da para incluir dos prospectos.

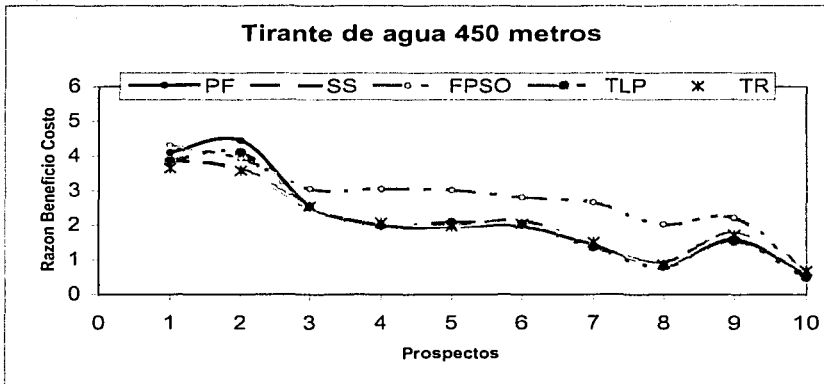


FIGURA No .79.- Razón beneficio costo de diez prospectos, alternativa 2 de líneas.

Al analizar los resultados individuales y totales de cada prospecto en su tirante de agua real (considerando tirantes de agua variables), el sistema que resultó más rentable es el de plataformas fijas (PF) para prospectos de mayor reserva y FPSO para los prospectos de menor reserva. El empleo de plataformas semisumergible (SS) se ubica en tercer lugar, mientras que la torre flexible(TF) y de patas tensadas(TLP) no aplica en tirantes de agua menores a 350 metros.

Resulta interesante observar que entre 350 y 450 metros de tirante de agua, el sistema de almacenamiento y descarga (FPSO) es el sistema más rentable; mientras que la torre flexible se ubica en segundo lugar y el sistema convencional de plataformas fijas se encuentra en tercer lugar y en último término se encuentra el empleo de plataformas SS y TLP.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los sistemas de producción empleando plataformas de piernas tensadas, en ambientes similares a los de la Región Marina Noreste, tienen desventajas económicas debido al grado de sofisticación de la tecnología; no obstante lo anterior, la razón beneficio costo es el mismo que el de la plataforma fija a 450 metros de tirante de agua.

Por lo tanto, es razonable pensar que los sistemas flotantes de producción (FPSO, SS y TLP), mejoran aun más su rentabilidad con respecto a los sistemas fijos de producción (TF y PF), ya que éstos últimos pueden contar como máximo con dos equipos de perforación; mientras que en los sistemas flotantes, se pueden utilizar mas de dos equipos para perforar los pozos; lo que significa que se puede reducir aún más el tiempo total de explotación de los prospectos y con ello mejorar los indicadores de rentabilidad obtenidos.

En base a lo anterior y considerando que la fabricación e instalación de los sistemas fijos de producción consumen más tiempo que los sistemas flotantes, puede asegurarse que la plataforma SS y TLP desplaza a la torre flexible en penúltimo lugar y a la plataforma fija convencional a ser el sistema menos rentable a partir del tirante de agua de 350 metros.

4.4.3.- OBSERVACIONES

En el proceso de planeación para seleccionar los sistemas de producción costa afuera siempre se debe buscar disminuir la inversión para incrementar los beneficios del proyecto, sobre todo cuando se trata de volúmenes pequeños de reserva, la oportunidad más grande para conseguir un proyecto rentable se tiene desde la selección y diseño del mismo; por ello, se debe profundizar en el detalle de todos los componentes que permitan optimizar el proyecto, en aras de asegurar que los beneficios esperados se alcancen o incrementen.

Para la explotación de prospectos con reservas menores a 100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, debe disminuirse el tiempo de desarrollo y

TESIS CON
FALLA EN ORIGEN

la inversión en instalaciones, pozos, gastos de operación y mantenimiento, con el objeto de recuperar la inversión y disminuir el pago de intereses hasta que se abandone el campo. La selección del perfil de producción debe ser el adecuado para no sobredimensionar las instalaciones.

Es importante señalar que además de los indicadores económicos debe tomarse en cuenta las ventajas técnicas que cada sistema de producción ofrece; así las plataformas fijas permiten instalar equipo de producción de mayor capacidad, se tiene el control de los pozos en superficie; mientras que sus desventajas consisten en que a mayor tirante de agua las inversiones se incrementan drásticamente en relación a los sistemas flotantes que lo hacen de manera más suave.

Los sistemas flotantes de producción tienen la ventaja de requerir menor tiempo para disponer de la producción, los gastos de abandono son menores y es un sistema recuperable; sin embargo, tienen la desventaja de tener limitantes en el peso que soportan y tienen el riesgo de estar más tiempo fuera de operación por mal tiempo.

En todos los sistemas de producción quedó establecido que el periodo que sirve como referencia para iniciar el proceso de cálculo económico, es el que corresponde al inicio de la producción de hidrocarburos y en este estudio, es el mismo para todos los sistemas de producción; sin embargo, si se cuenta a partir del inicio de la construcción de los equipos, es diferente en cada sistema de producción.

Así el desarrollo de prospectos empleando sistemas de producción fijos requiere de más tiempo para tener la primera producción en relación a los sistemas flotantes; ya que estos últimos permiten disponer de la producción hasta en dos años en el caso del FPSO.

Por los resultados obtenidos y considerando que el tiempo total del proyecto influye en los indicadores de rentabilidad, es razonable pensar que el desarrollo de prospectos con sistemas flotantes pueden mejorar aún más, al considerar los tiempos desde la construcción de las plataformas de producción, que en el caso del FPSO es de dos años, para la SS es de tres años, TLP cuatro años y para la TF y PF es de cinco años.

CONCLUSIONES

1.- Los resultados derivados del programa de cómputo y desarrollados con base a la metodología presentada en éste trabajo, incluye de manera global todos los componentes del sistema, lo que permite seleccionar y comparar el sistema de producción más rentable para la explotación de prospectos con volúmenes pequeños de reservas.

2.- Para tomar la decisión de invertir en un proyecto se requiere incluir todas las variables y parámetros relacionados con el yacimiento, considerando el ambiente donde se encuentran localizados los prospectos y las características del esquema seleccionado, con el fin de tener la certeza de recuperar la inversión.

3.- El desarrollo de prospectos requiere de grandes inversiones para la fabricación e instalación de la infraestructura; sin embargo, mediante el diseño y análisis apropiado de diferentes alternativas y calculando los indicadores económicos, podrá seleccionarse el mejor esquema de explotación. Desarrollar prospectos con volúmenes de reserva pequeños, debe ser cuidadosamente planeado y simplificar los procesos para disminuir las inversiones.

4.- La administración de un proyecto debe hacer grandes esfuerzos en la etapa inicial del proyecto, porque ahí se presentan las más grandes oportunidades de mejora, mientras que se vuelve menos efectivo en la etapa final.

5.- La rentabilidad de los prospectos en tirantes de agua entre 125 y 500 metros, no depende exclusivamente de su reserva, tiene gran influencia la distancia de tuberías requeridas, el tirante de agua y el tiempo de explotación; por lo tanto, es necesario efectuar un estudio integral de la región y analizar todos los parámetros para contar con un estudio completo.

6.- En prospectos con mayor reserva y en tirantes de agua menores a 200 metros se determinó que el sistema de producción más rentable es la plataforma fija; mientras que en prospectos que contienen volúmenes de reserva menores a 50 millones de barriles de petróleo crudo equivalente el sistema de almacenamiento y descarga (FPSO) resultó más rentable. Los sistemas de producción empleando plataformas semisumergibles se colocan en tercer lugar.

7.- En tirantes de agua mayores a 350 metros los sistemas flotantes de producción son más rentables en relación a los sistemas fijos de producción, resultando en primer lugar el sistema de almacenamiento y descarga, seguido por la plataforma semisumergible, en tercer lugar la plataforma de piernas tensadas, la torre flexible queda en penúltimo lugar y la plataforma fija convencional en último lugar.

8.-Por las características de estos prospectos y por los indicadores de rentabilidad resultantes, es probable que este tipo de proyectos tengan mayor interés para Pemex que para las compañías internacionales, debido a que éstas últimas no arriesgan su capital cuando saben que no van a obtener altas ganancias, como en este caso.

9.-Es importante destacar que en este trabajo aún se pueden realizar mejoras, ya que por la gran cantidad de procesos y actividades, siempre se podrán mejorar con la experiencia adquirida y con ello disminuir los costos; no obstante lo anterior, los resultados aquí presentados son aceptables para este propósito.

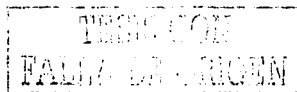
NOMENCLATURA

ALC	Articulated Loading Colum
CALM	Catenary Anchor Leg Mooring
CSM	Contratos de Servicios múltiples
CPT	Compliant Platform Tower
FPSO	Sistema de producción de almacenamiento y descarga
g	Precio del millar de pie cúbico de gas en dólares
i	Tasa de interés
LR	Método de amortización por línea recta
m	Periodos donde la producción permanece constante
MMDLS	Millones de dólares
o	Precio del barril de aceite en dólares
OA	Obra asociada
OP. MANTTO.	Operación y mantenimiento
PF	Plataforma fija convencional
PLEM	Pipeline End Manifold
qo	Ritmo de producción de aceite (barriles/día)
qf	Ritmo de producción final
Re	Reserva
ROV	Vehículo de Control Remoto (Remote Operated Vehicle)
SALM	Single Ancho Leg Mooring
SALS	Single Anchor Leg Storage
SBS	Single Buoy Storage
SPM	Single Point Mooring
SS	Plataforma Semisumergible
TF	Torre Flexible
TLP	Plataforma de piernas tensadas
UP	Unidades de producción

TESIS CON
FALLA DE CIRCUN

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- (1) Mejía R. R.: Manual de Sistemas de Producción Costa Afuera, IMP, Reporte de estancia, marzo de 1989.
- (2) API RP-2A Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms, Fifth Edition, Jan. 1974.
- (3) Déserts L., Cortez A.J. The Delta Tower: A Light, Compliant Tower for the Gulf of Mexico. OTC 6351, Houston Texas, Mayo 7-10 1990.
- (4) A.J.Godeau y G.E. Deleuil; Dynamic Response and Fatigue Analysis of Fixed Offshore Structures; OTC 2260; Houston Texas, 1975.
- (5) Mc Taggart R.G. Olsen O.A. y colaboradores: The Technology of Offshore Drilling, Completion and Production, Compiled by ETA Offshore Seminars, Inc., The Petroleum Publish Company, Tulsa, 1976.
- (6) S.Hung, A. Mangiavacchi; Semisubmersible Sizing and Modification Strategies; OTC 6275; Houston Texas, 7 a 10 de mayo de 1990.
- (7) Noboyoshi Yashima, Mitsui Shipbuilding Engineering Co. Ltd, The Experimental and Theretical Study of a Tension Leg Platform in Deep Water. OTC 2690, Dallas Texas, 1976.
- (8) González R.A., Ramos R. H., Juárez S. F., Sánchez U.A. Reporte de Estancia en PETROBRAS, PEMEX, Enero - abril de 1989.
- (9) José Eduardo de Lima García; Operacoes no Mar; Centro de desenvolvimiento de Recursos Humanos Norte / Nordeste, PERTOBRAS, 1989.
- (10) Manrique Maldonado Ignacio Definición de Parámetros para la selección de ROV's; IMP.
- (11) Salim Armando; Petrobrás Experience on Early Production Systems.; OTC 4546, Huston Texas, mayo 2-5, 1983.
- (12) G. P. Jenner, J. T. Ford, and J. A. Tweedie, Heriot-Watt U, Economic Evaluation of Subsea Options for the Future of the North Sea; O. T. C. 6705, Huston Texas, Mayo 6-9, 1991.



- (13) D. Johnston, Cardinal Capital Energy Inc., Comparison of Alternatives for Deepwater Development in the Gulf of Mexico. SPE 13779, Dallas Texas, Marzo 14-15 de 1985.
- (14) R. L. Hansen, SPE, and W. P. Rickry, SPR, Exxon Production Research Co.; Evaluation of Subsea Production Systems a Worldwide Overview; JPT, agosto de 1995.
- (15) J.H.T. Carter, Jan Foolen; Evolutionary Developments Advancing the Floating Production, Storage, and Offloading Concept; OTC 4273, mayo 3-6, 1982.
- (16) S. Chilton, D. R. Pejaver; Development of a Deepwater Integrated Production System; OTC 5546 Houston Texas, abril 27-30 1987.
- (17) J.A. Martha, SPE, Consultant; Monte Carlo Simulation: Its Status and Future; JPT abril de 1997.
- (18) Solórzano N. L., Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción, primera edición, 1996.
- (19) Peter J. Cockcroft, John N. Grant, Kevin S. Moore, Gita N. Warnoharjo, Energy Equity Asia, Development Planning: A Systematic Approach . SPE 28782. Australia 7 – 10 Nov. 1994.
- (20) Peter Mehrenbruch, SPE, BHP petroleum Pty. Ltd Offshore Oilfield Development Planning. SPE 22957, 1993.
- (21) Saugier Kent.Halliburton.com, manual del sistema Field Plan.9, Julio año 2000.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ANEXOS

RELACION DE TABLAS

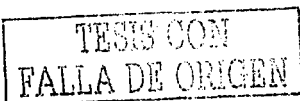
No.		Pag.
45	NÚMERO DE POZOS PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	191
46	NÚMERO DE POZOS PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	192
47	NÚMERO DE POZOS PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	192
48	NÚMERO DE POZOS PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	193
49	NÚMERO DE POZOS PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	193
50	NÚMERO DE POZOS PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	194
51	NÚMERO DE POZOS PROMEDIO, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	194
52	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	195
53	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	195
54	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	196
55	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	196
56	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	196
57	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	197
58	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	198
59	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	198
60	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	199
61	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	199
62	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	200
63	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	200
64	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	201
65	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	201
66	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	202
67	RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	202
68	RESERVA PROMEDIO TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	203
69	RESERVA PROMEDIO TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	203

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

70	RESERVA PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	204
71	RESERVA PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	204
72	RESERVA PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	205
73	RESERVA PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	205
74	RESERVA PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	206
75	RESERVA PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	206
76	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	207
77	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	207
78	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	208
79	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	208
80	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	209
81	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	209
82	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	210
83	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	210
84	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	211
85	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	211
86	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	212
87	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	212
88	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	213
89	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	213
90	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	214
91	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	214
92	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	215
93	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	215
94	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	216
95	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	216

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

96	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	217
97	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	217
98	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	218
99	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	218
100	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	219
101	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	219
102	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	220
103	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	220
104	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 350M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	221
105	COSTO DE INVERSIÓN PROMEDIO TIRANTE DE AGUA 450M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	221
106	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	222
107	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	222
108	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	223
109	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	223
110	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	224
111	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	224
112	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	225
113	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	225
114	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	226
115	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	226
116	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	227
117	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	227
118	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	228
119	INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	228



120	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 250 METROS,	229
121	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	229
122	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	230
123	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 125 METROS,	230
124	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 250 METROS,	231
125	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	231
126	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	232
127	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	232
128	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	233
129	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	233
130	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	234
131	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 125 METROS,	234
132	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 250 METROS,	235
134	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	236
135	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 125 METROS,	236
136	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 250 METROS,	237
137	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	237
138	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	238
139	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 125 METROS,	238
140	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 250 METROS,	239
141	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	239
142	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	240
143	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	240
144	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	241

TESIS CON
FALLA DE ORDEN

145	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	241
146	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	242
147	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 125 METROS,	242
148	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 250 METROS,	243
149	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	243
150	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	244
151	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 125 METROS,	244
152	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 250 METROS,	245
153	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	245
154	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	245
155	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 125 METROS,	246
156	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 250 METROS,	247
157	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	247
158	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	248
159	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	248
160	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	249
161	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 350 METROS,	249
162	INDICADORES DE RENTABILIDAD, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	TIRANTE DE AGUA 450 METROS,	250

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

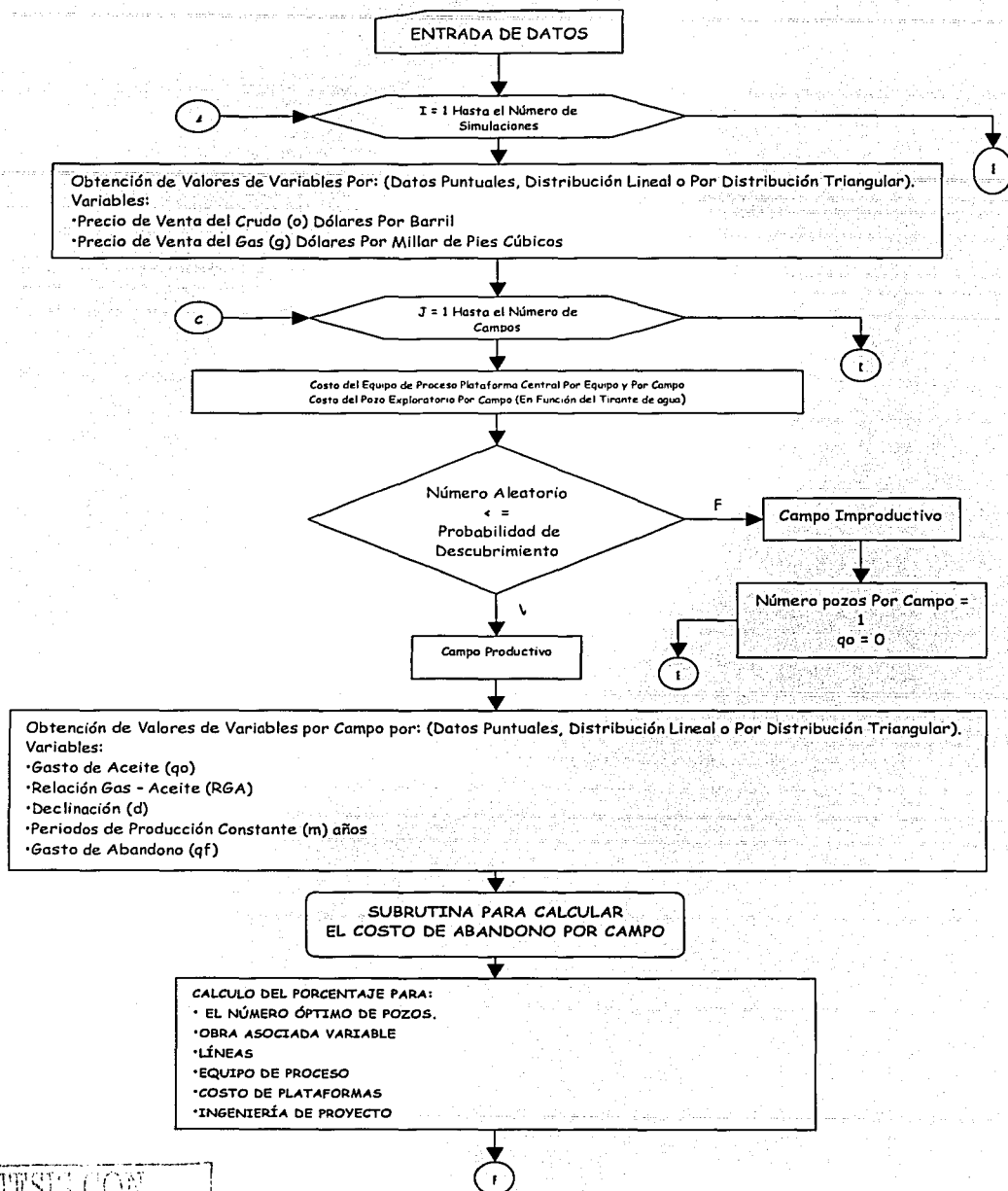
RELACION DE FIGURAS

No.		Pag.
80	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 m.	251
81	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 m.	251
82	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M.	252
83	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M.	252
84	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M.	253
85	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M.	253
86	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M.	254
87	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M.	254
88	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M.	255
89	PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M.	255
90	PERFIL DE PRODUCCIÓN REGIONAL DE ACEITE, TIRANTE DE AGUA 350 M.	256
91	PERFIL DE PRODUCCIÓN REGIONAL DE GAS, TIRANTE DE AGUA 350 M.	256
92	PERFIL DE PRODUCCIÓN REGIONAL DE ACEITE, TIRANTE DE AGUA 450 M.	257
93	PERFIL DE PRODUCCIÓN REGIONAL DE GAS, TIRANTE DE AGUA 450 M.	257
94	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 125 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	258
95	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 250 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	258
96	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	259
97	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS	259
98	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 125 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	260
99	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 250 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	260
100	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	261
101	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS	261

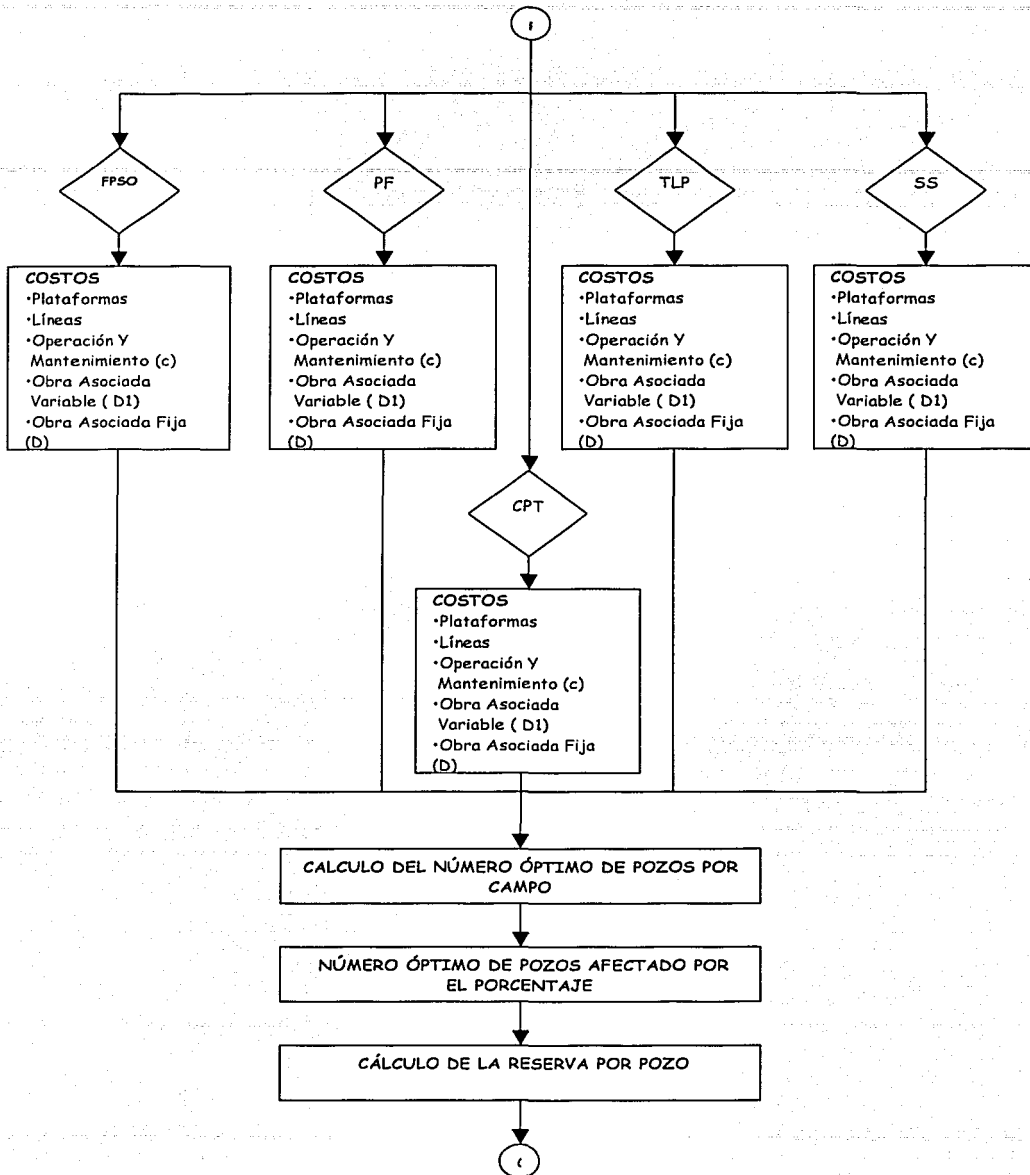
102	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 125 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	262
103	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 250 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	262
104	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	263
105	RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS	263
106	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA VARIABLE	264
107	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 125 M.	265
108	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 250 M.	265
109	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 350 M.	266
110	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 450 M.	266
111	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA VARIABLE	267
112	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 125 M.	267
113	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 250 M.	268
114	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 350 M.	268
115	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 450 M.	269
116	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA VARIABLE	269
117	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 125 M.	270
118	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 250 M.	270
119	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 350 M.	271
120	TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 450 M.	271

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

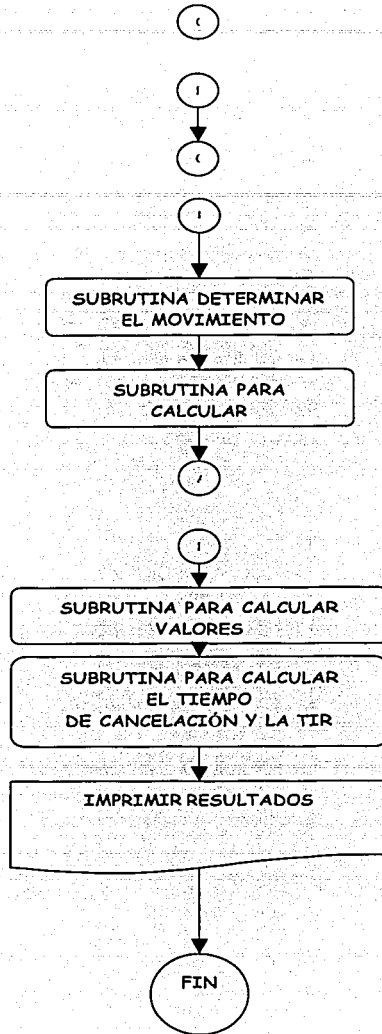
FIGURA No 75



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

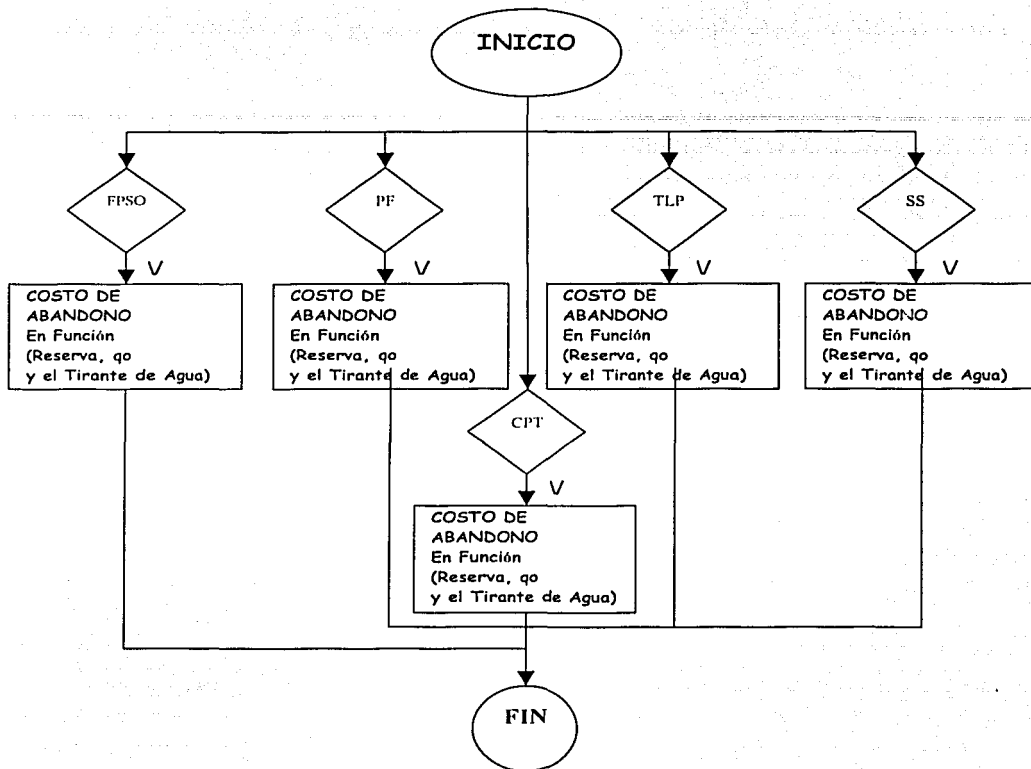


TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



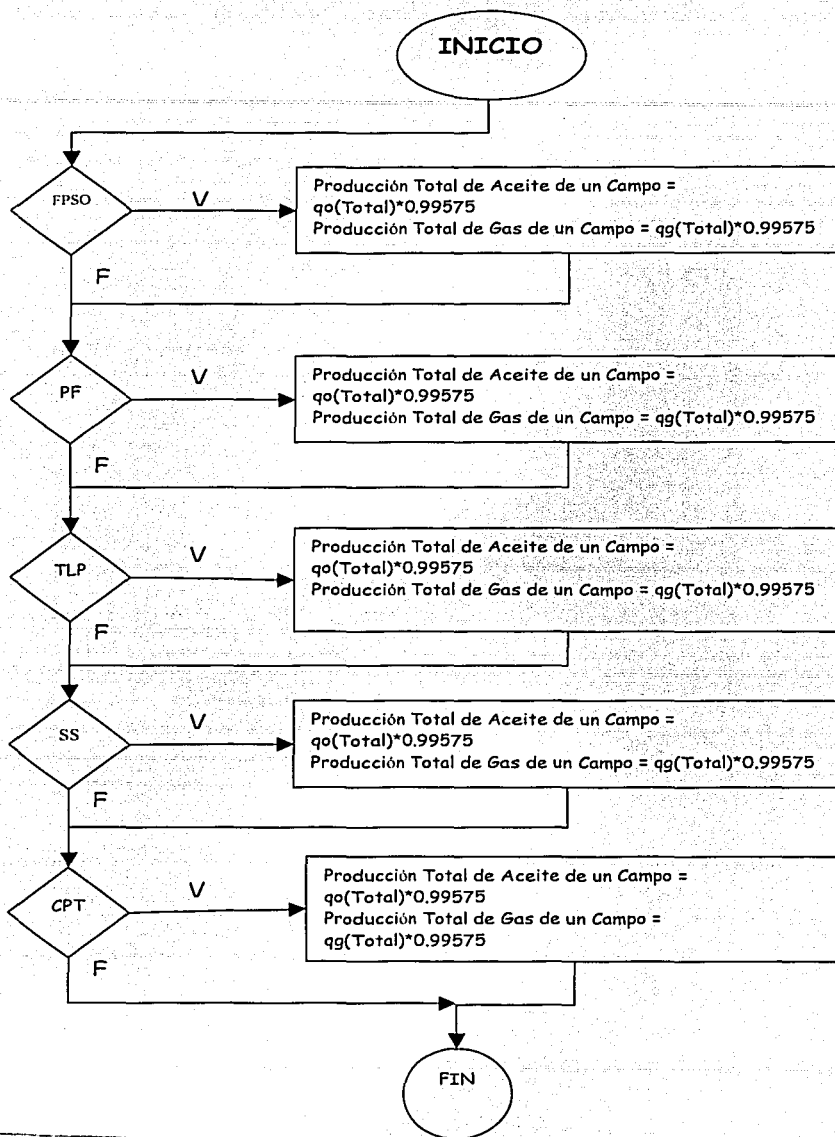
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

SUBROUTINA PARA CALCULAR EL COSTO DE ABANDONO POR CAMPO



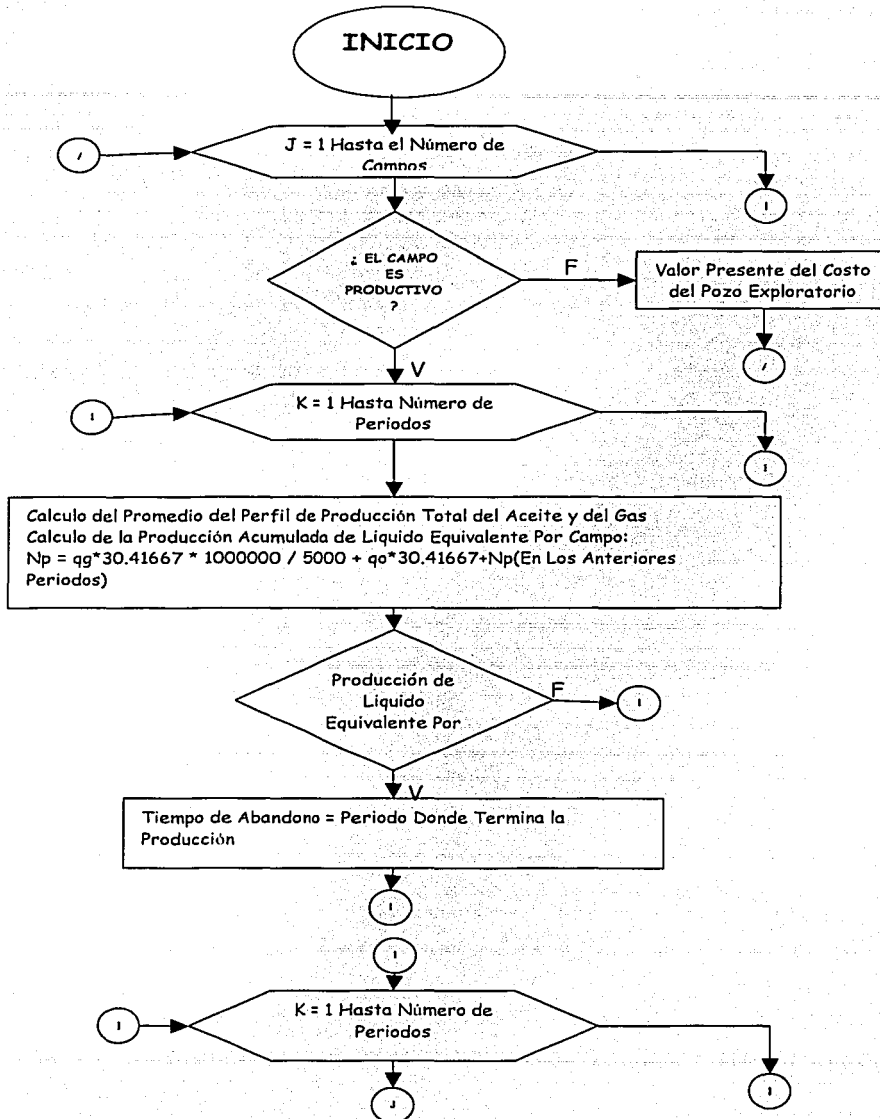
TESIS CON FALLA DE ORIGEN

SUBROUTINA PARA AFECTAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS CON UN PORCENTAJE CUANDO EXISTA MANTENIMIENTO EN ALGUN POZO

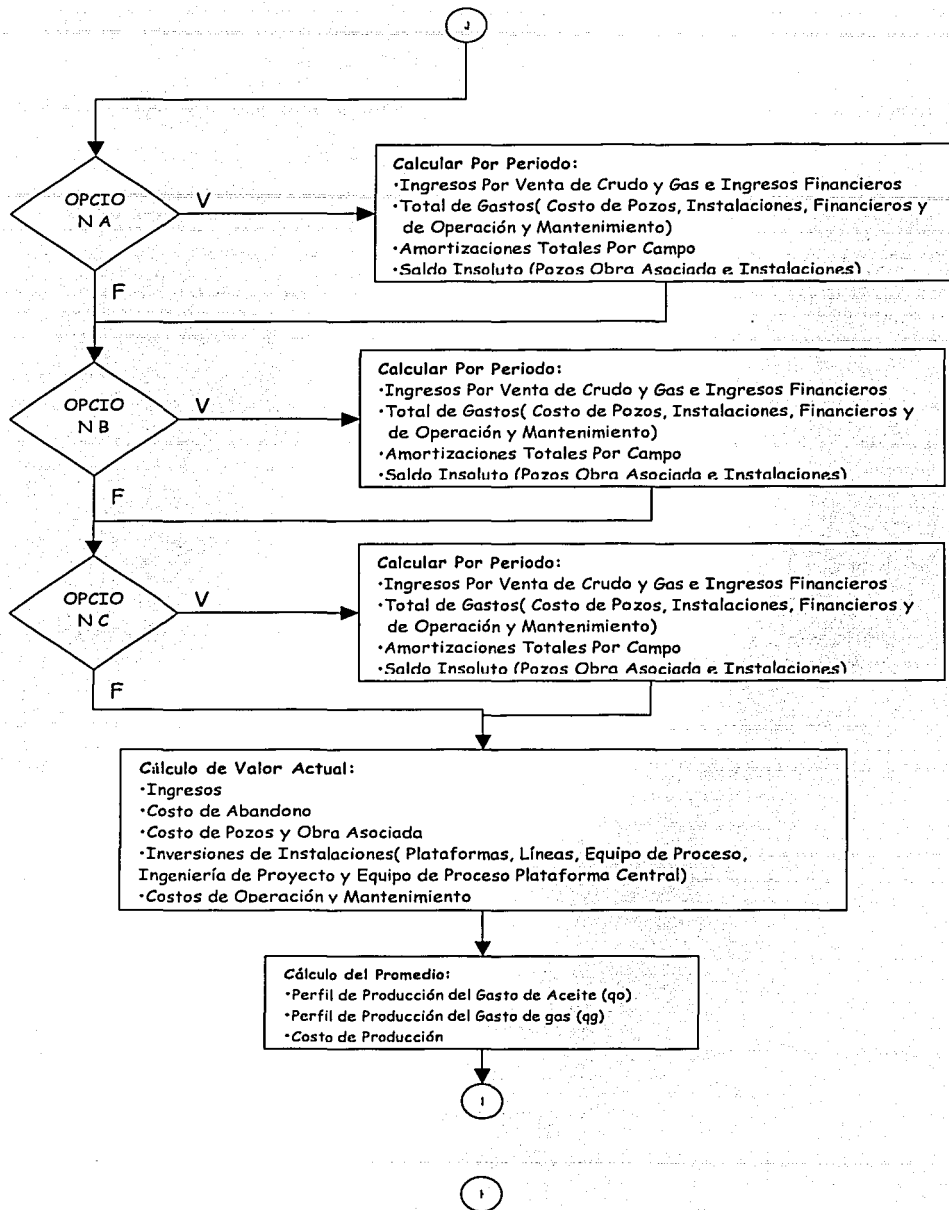


TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

SUBROUTINA PARA CALCULAR LOS ASPECTOS ECONÓMICOS



TESIS CON
 TALLA DE ORIGEN



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1

1

Cálculo de Valores Promedio de Indicadores Económicos Por Campo:

- Ingresos
- Operación y Mantenimiento
- Inversiones(Plataformas, Líneas, Equipo de Proceso, Equipo de Proceso Plataforma Central, Ingeniería de Proyecto, Costo de Pozos y Obra Asociada)
- Ganancia
- Rozón Beneficio Costo

Pasar a Valor Actual :

- Ingresos de Todos Los Campos Productores
- Inversiones Para Todos los Campos
- Gastos de Operación y Mantenimiento

2

1

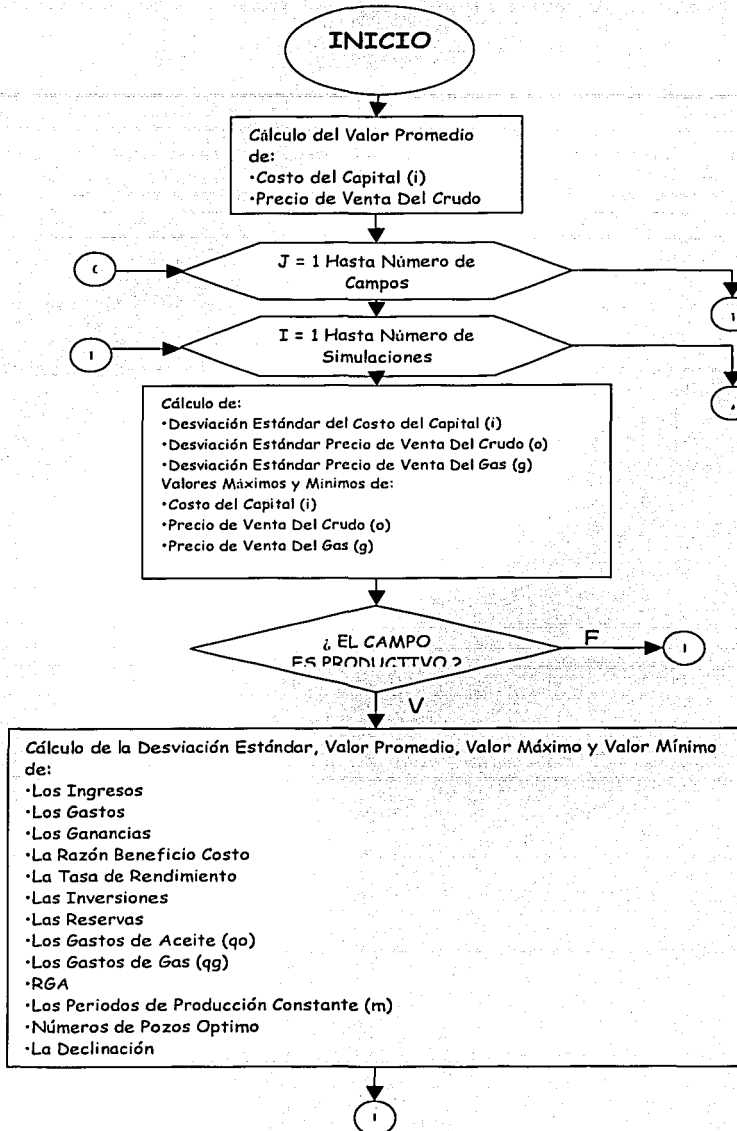
Cálculo de Valores Promedio de Indicadores Económicos Considerando Todos los Campos:

- Ingresos
- Operación y Mantenimiento
- Inversiones(Plataformas, Líneas, Ingeniería de Proyecto, ,Equipo de Proceso, Equipo de Proceso Plataforma Central, Costo de Pozos, Obra Asociada y Pozos Improductivos)
- Ganancia
- Rozón Beneficio Costo
- Tasa de Rendimiento

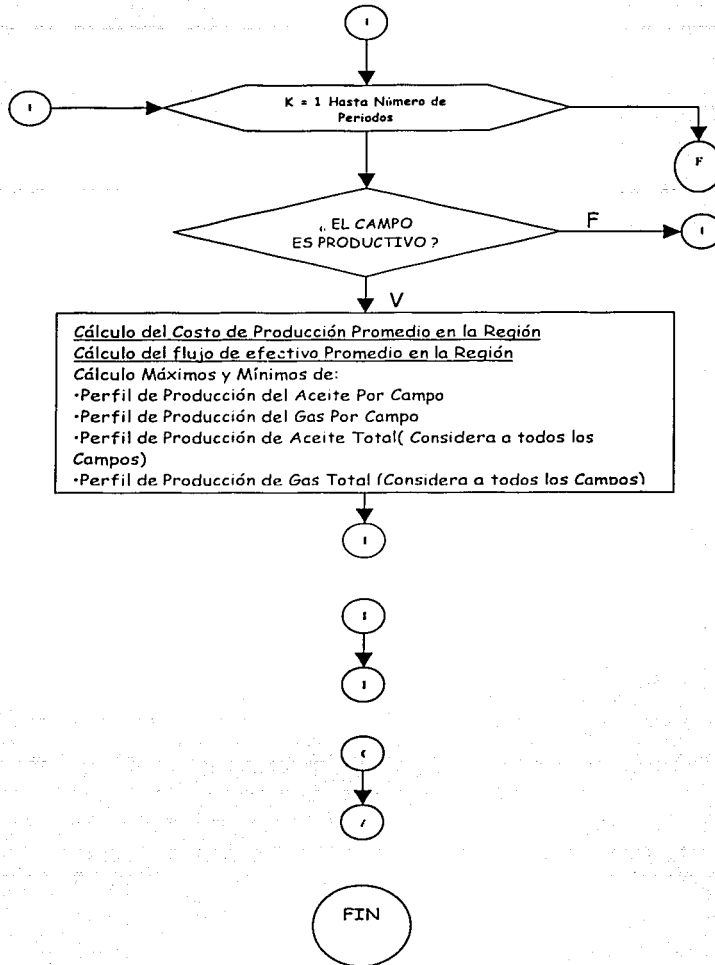
FIN

TESIS CON
FALSA EVIDENCIA

**SUBROUTINA PARA CALCULAR VALORES PROMEDIO,
MÁXIMOS Y MÍNIMOS**

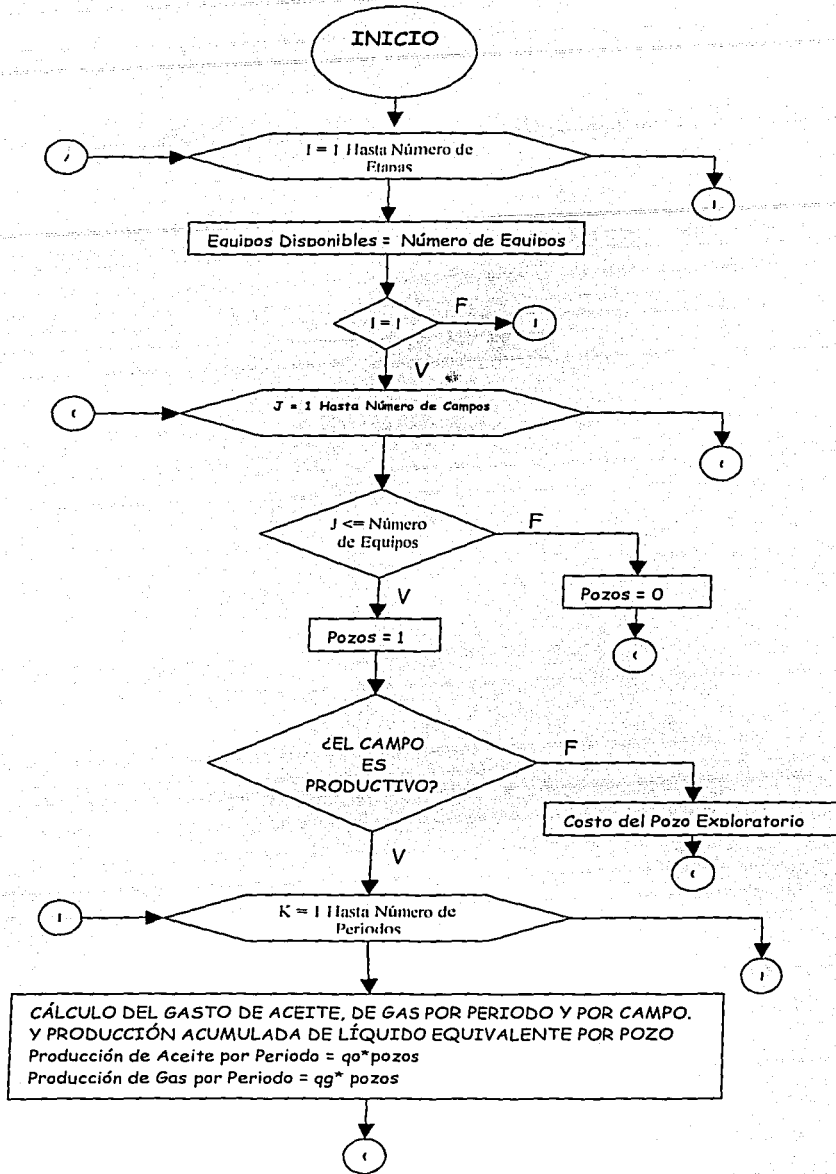


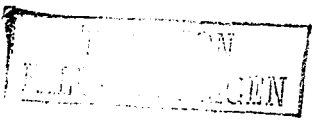
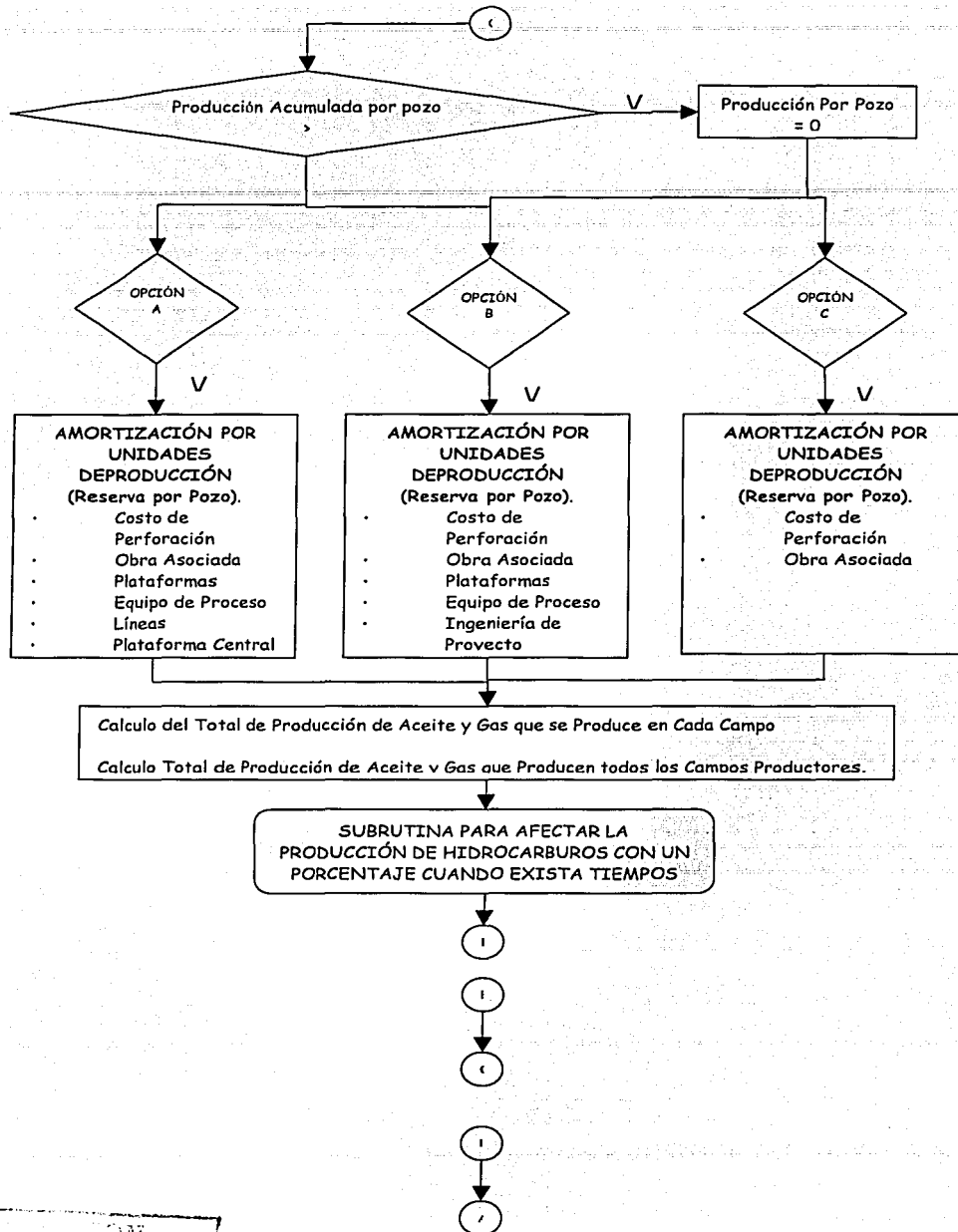
**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

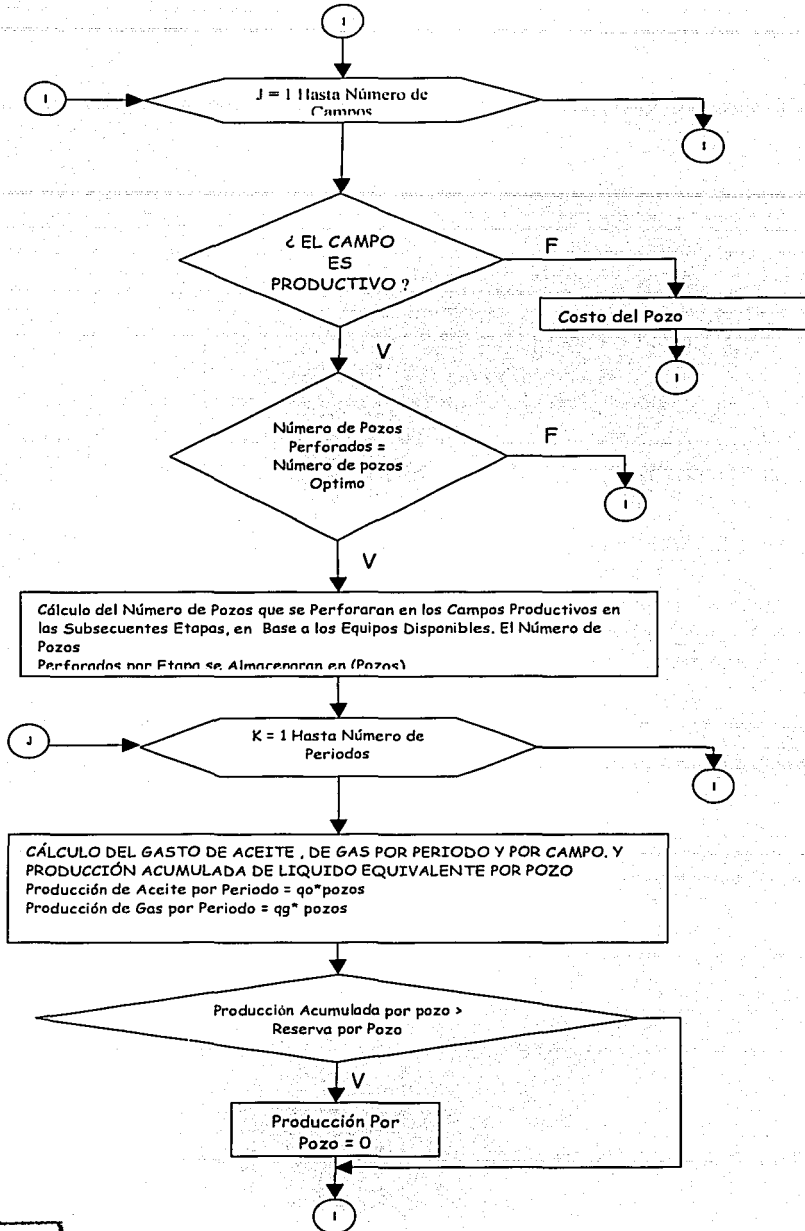


TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

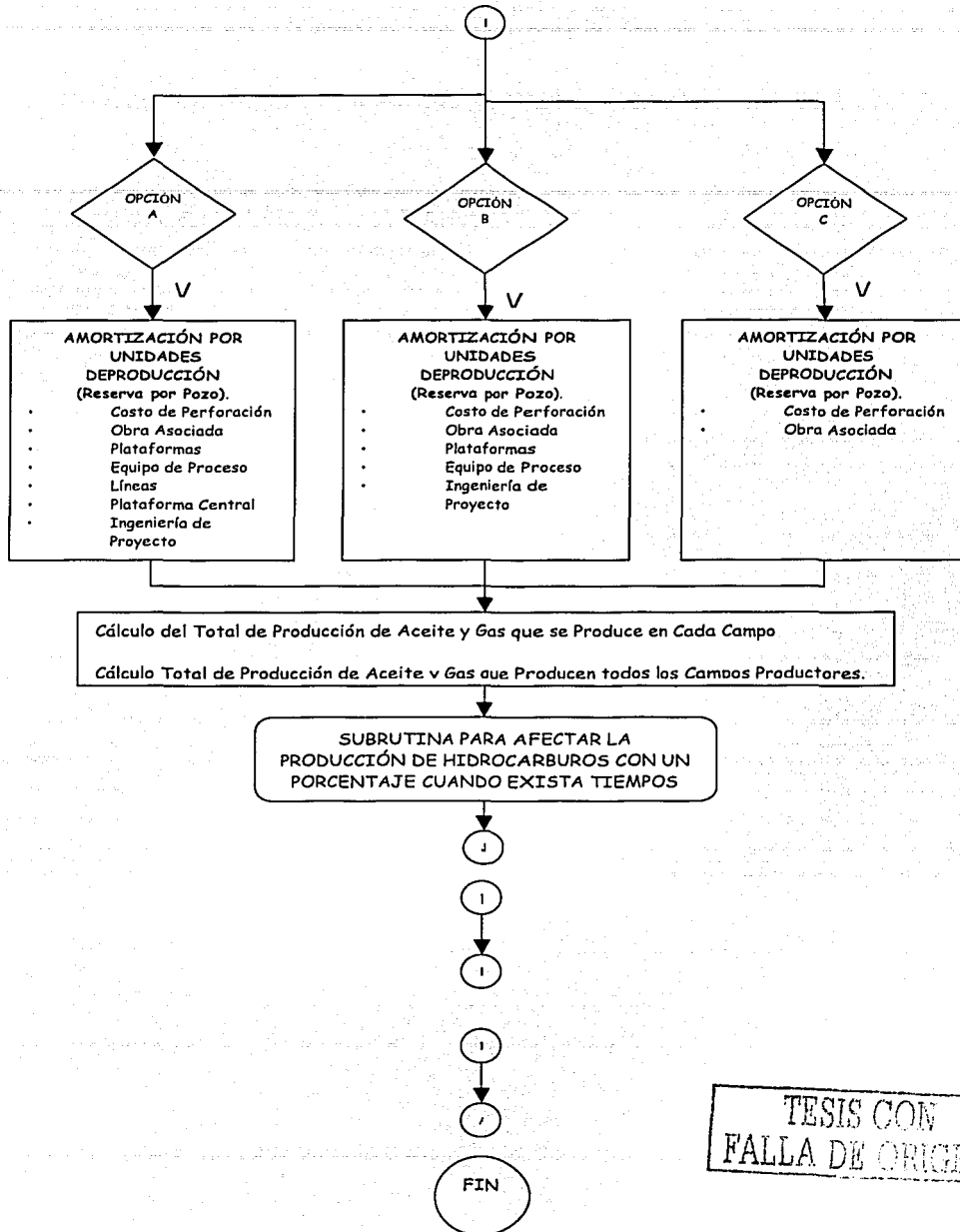
SUBROUTINA PARA EL MOVIMIENTO DE LOS EQUIPOS





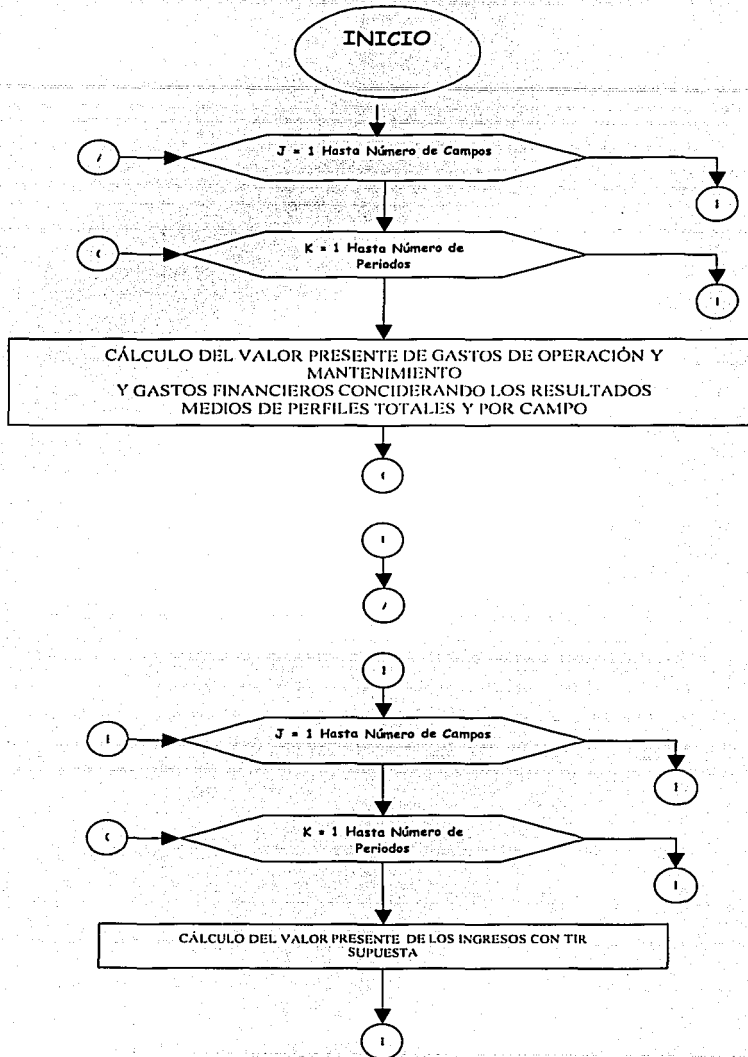


TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

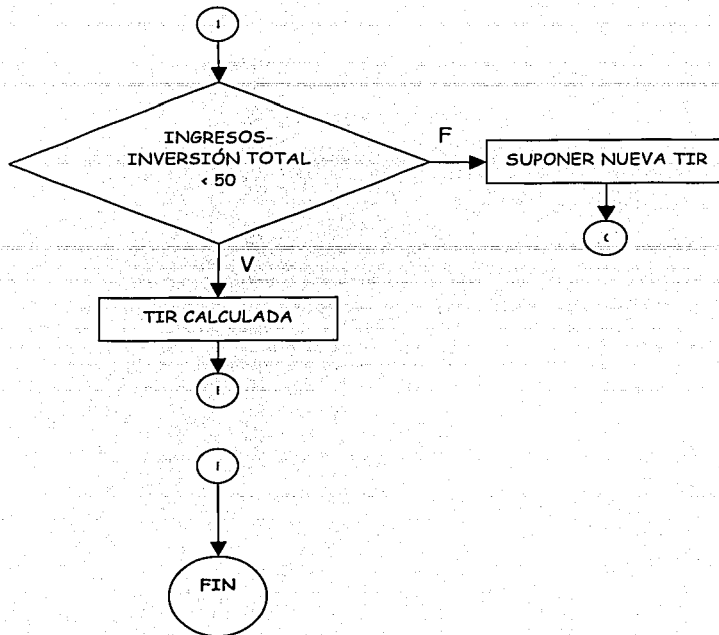


TESIS CON FALLA DE ORIGEN

SUBROUTINA PARA CALCULAR
Y I.A TIR

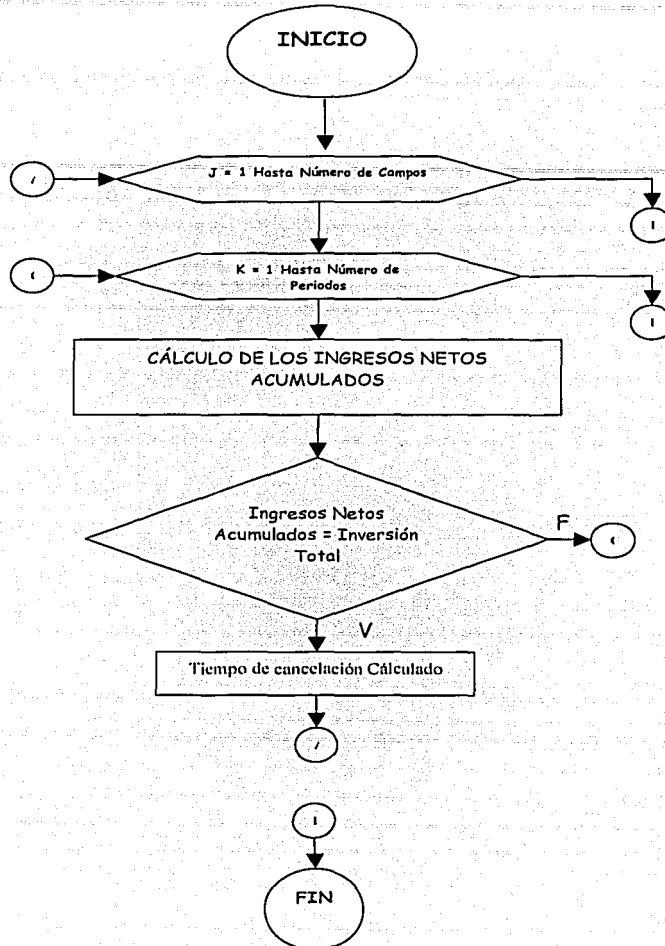


TESTS CON
FALLA DE ORIGEN



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

EL TIEMPO DE CANCELACIÓN



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 45 NÚMERO DE POZOS PROMEDIO,
TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA			
CAMPO	P.F.	SS	FPSO
	POZOS		
1	14	12	13
2	14	12	12
3	7	6	6
4	7	5	6
5	5	4	5
6	4	4	4
7	3	2	2
8	4	3	4
9	3	3	3
10	1	1	1

**TABLA NO 45.- NÚMERO DE POZOS PROMEDIO,
TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACION 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA			
CAMPO	P.F.	SS	FPSO
	POZOS		
1	15	12	13
2	14	11	12
3	7	6	6
4	7	6	6
5	5	4	5
6	4	4	4
7	2	2	2
8	4	4	4
9	3	3	3
10	1	1	1

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TABLA NO 46.- NÚMERO DE POZOS PROMEDIO,
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	POZOS				
1	13	11	11	10	11
2	11	10	10	10	10
3	5	5	5	5	5
4	5	5	5	4	5
5	4	4	4	3	4
6	3	3	3	3	3
7	2	2	2	2	2
8	3	3	3	3	3
9	2	2	3	2	3
10	1	1	1	1	1

**TABLA NO 47.- NÚMERO DE POZOS PROMEDIO,
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	POZOS				
1	12	11	11	10	12
2	11	10	11	10	10
3	5	5	5	4	5
4	5	5	5	4	5
5	4	4	4	3	4
6	3	3	3	3	3
7	2	2	2	2	2
8	3	3	4	3	3
9	2	2	3	2	3
10	1	1	1	1	1

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 48.- NÚMERO DE POZOS PROMEDIO,
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	POZOS				
1	12	10	11	10	11
2	11	10	11	10	10
3	6	5	5	6	6
4	5	5	5	5	5
5	4	3	4	3	4
6	4	4	4	3	4
7	2	2	2	2	2
8	3	3	3	3	3
9	3	3	3	3	3
10	1	1	1	1	1

**TABLA NO 49.- NÚMERO DE POZOS PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	POZOS				
1	11	10	11	10	11
2	11	9	10	10	10
3	5	5	5	4	5
4	4	4	4	4	5
5	3	3	4	3	4
6	3	3	3	3	3
7	2	2	2	2	2
8	3	3	3	3	3
9	2	2	3	2	2
10	1	1	1	1	1

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 50.- NÚMERO DE POZOS PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450, M ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	POZOS				
1	11	10	10	10	10
2	10	9	10	10	9
3	5	4	5	4	5
4	5	4	5	4	4
5	3	3	4	3	4
6	3	3	3	3	3
7	2	2	2	2	2
8	3	3	3	3	3
9	2	2	2	2	2
10	1	1	1	1	1

**TABLA NO 51.- NÚMERO DE POZOS PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS,**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	POZOS				
1	11	10	10	10	10
2	10	9	9	9	9
3	6	5	5	5	6
4	5	4	5	4	5
5	3	3	4	3	3
6	4	3	4	3	4
7	2	2	2	2	2
8	3	3	3	3	3
9	3	2	3	2	3
10	1	1	1	1	1

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 52.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE
TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA			
CAMPO	P.F.	SS	FPSO
	Qo Medio [BPD]		
1	7432	7434	7319
2	7355	7161	7446
3	7563	7634	7325
4	7449	7330	7326
5	7267	7309	7227
6	7294	7339	7324
7	7387	7280	7404
8	7430	7143	7215
9	6456	7472	7065
10	7333	7229	7632

**TABLA NO 53.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE
TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA			
CAMPO	P.F.	SS	FPSO
	Qo Medio [BPD]		
1	7384	7336	7174
2	7113	7284	7097
3	7357	7474	7395
4	7092	7259	7553
5	7454	7046	7282
6	7281	7244	7306
7	7625	7760	7334
8	7501	7449	7433
9	7411	7433	7178
10	7502	7190	7425

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 54.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qo Medio [BPD]				
1	7201	7370	7387	7236	7353
2	7385	7590	7256	7530	7598
3	7561	7329	7522	7417	7658
4	7594	7154	7517	7491	7279
5	7490	7130	7298	7077	7474
6	7602	7323	7681	7233	7413
7	7496	7486	7470	7300	7025
8	7683	7374	7459	7278	7400
9	7317	7220	7449	7301	7407
10	7366	7417	7488	7295	7451

**TABLA NO 55.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qo Medio [BPD]				
1	7388	7117	7404	7198	7210
2	7552	7302	7405	7337	7501
3	7347	7182	7216	7376	7109
4	7219	7246	7358	7311	7299
5	7143	7357	7279	7448	7550
6	7444	7159	7387	7475	7362
7	7201	7189	7412	7464	7342
8	7244	7662	7538	7397	7699
9	7538	7726	7184	7576	7387
10	7371	7461	7555	7505	7488

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 56.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qo Medio [BPD]				
1	7195	7463	7470	7412	7210
2	7224	7315	7320	7335	7206
3	7638	7357	7480	7245	7513
4	7237	7224	7803	7517	7106
5	7296	7380	7380	7237	7122
6	7037	7495	7380	7178	7288
7	7184	7411	7443	7449	7343
8	7385	7510	7424	7548	7575
9	7485	7396	7335	7367	7534
10	7503	7535	7326	7318	7439

**TABLA NO 57.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qo Medio [BPD]				
1	7321	7261	7412	7162	7276
2	7517	7400	7272	7635	7344
3	7445	7460	7377	7160	7560
4	7706	7469	7322	7465	7329
5	7510	7564	7166	7334	7211
6	7206	7525	7295	7604	7276
7	7147	7459	7599	7510	7378
8	7540	7640	7493	6983	7494
9	7289	7261	7467	7502	7247
10	7340	7402	7486	7272	7482

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 58.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qo Medio [BPD]				
1	7376	7494	7358	7105	7097
2	7437	6971	7169	7064	7269
3	7298	7609	7330	7386	7448
4	7389	7529	7453	7551	7188
5	7273	7148	7178	7378	7112
6	7212	7299	7310	7188	7614
7	7364	7683	7462	7287	7335
8	7236	7493	7359	7476	7375
9	7381	7293	6965	7243	7385
10	7477	7224	7290	7314	7233

**TABLA NO 59.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE ACEITE
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qo Medio [BPD]				
1	7322	7391	7307	7275	7331
2	7341	7637	7171	7577	7375
3	7391	7447	7403	7633	7532
4	7356	7502	7214	7623	7409
5	7453	7477	7262	7406	7274
6	7304	7533	7254	7265	7383
7	7569	7390	7605	7316	7024
8	7544	7243	7323	7561	7488
9	7134	7524	7312	7377	7200
10	7382	7356	7474	7086	7462

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 60.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS
TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA			
CAMPO	P.F.	SS	FPSO
	Qg Medio [MMPCD]		
1	3.347	3.344	3.275
2	3.315	3.215	3.359
3	3.378	3.415	3.280
4	3.340	3.311	3.314
5	3.251	3.296	3.240
6	3.283	3.290	3.283
7	3.308	3.274	3.296
8	3.333	3.207	3.224
9	2.909	3.362	3.203
10	3.308	3.252	3.413

**TABLA NO 61.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS
TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA			
CAMPO	P.F.	SS	FPSO
	Qg Medio [MMPCD]		
1	3.316	3.281	3.217
2	3.190	3.258	3.213
3	3.323	3.360	3.304
4	3.178	3.276	3.383
5	3.362	3.156	3.273
6	3.261	3.254	3.272
7	3.433	3.479	3.292
8	3.390	3.321	3.349
9	3.346	3.360	3.237
10	3.372	3.253	3.357

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 62.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qg Medio [MMPCD]				
1	3.242	3.316	3.304	3.265	3.299
2	3.311	3.392	3.257	3.352	3.407
3	3.403	3.315	3.388	3.346	3.416
4	3.413	3.227	3.429	3.385	3.278
5	3.356	3.197	3.280	3.207	3.336
6	3.411	3.282	3.454	3.257	3.328
7	3.378	3.348	3.352	3.281	3.151
8	3.451	3.337	3.359	3.302	3.356
9	3.305	3.263	3.372	3.349	3.347
10	3.301	3.354	3.367	3.267	3.351

**TABLA NO 63.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qg Medio [MMPCD]				
1	3.309	3.203	3.323	3.226	3.253
2	3.388	3.286	3.305	3.294	3.358
3	3.301	3.229	3.250	3.320	3.185
4	3.238	3.242	3.298	3.300	3.274
5	3.213	3.282	3.258	3.358	3.408
6	3.346	3.214	3.338	3.364	3.292
7	3.238	3.234	3.318	3.348	3.303
8	3.252	3.451	3.405	3.358	3.448
9	3.414	3.491	3.247	3.417	3.291
10	3.326	3.333	3.423	3.370	3.371

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 64.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qg Medio [MMPCD]				
1	3.226	3.374	3.349	3.337	3.228
2	3.253	3.278	3.288	3.291	3.257
3	3.461	3.327	3.351	3.261	3.345
4	3.235	3.271	3.482	3.390	3.209
5	3.272	3.316	3.337	3.246	3.215
6	3.194	3.366	3.314	3.192	3.275
7	3.237	3.333	3.351	3.346	3.308
8	3.312	3.391	3.319	3.416	3.428
9	3.397	3.348	3.313	3.303	3.437
10	3.407	3.384	3.293	3.300	3.357

**TABLA NO 65.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qg Medio [MMPCD]				
1	3.255	3.248	3.345	3.236	3.262
2	3.368	3.304	3.281	3.413	3.286
3	3.341	3.359	3.291	3.198	3.399
4	3.437	3.351	3.283	3.334	3.298
5	3.360	3.421	3.232	3.294	3.225
6	3.241	3.401	3.278	3.410	3.269
7	3.208	3.346	3.410	3.378	3.302
8	3.408	3.469	3.375	3.114	3.361
9	3.270	3.280	3.385	3.413	3.251
10	3.269	3.330	3.376	3.265	3.370

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 66.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qg Medio [MMPCD]				
1	3.332	3.353	3.339	3.194	3.192
2	3.323	3.105	3.233	3.176	3.238
3	3.298	3.415	3.270	3.286	3.341
4	3.330	3.384	3.355	3.372	3.241
5	3.262	3.216	3.239	3.314	3.196
6	3.257	3.259	3.275	3.215	3.429
7	3.334	3.453	3.363	3.268	3.277
8	3.273	3.373	3.324	3.376	3.348
9	3.352	3.310	3.113	3.288	3.323
10	3.354	3.250	3.286	3.287	3.237

**TABLA NO 67.- RITMOS DE PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS 80%UP, 80%RE, 75% OA					
CAMPO	P.F.	SS	FPSO	TLP	CPT
	Qg Medio [MMPCD]				
1	3.267	3.330	3.291	3.261	3.302
2	3.292	3.420	3.238	3.424	3.303
3	3.313	3.350	3.319	3.441	3.361
4	3.320	3.371	3.261	3.447	3.334
5	3.364	3.371	3.280	3.330	3.264
6	3.268	3.390	3.261	3.271	3.323
7	3.387	3.333	3.450	3.293	3.159
8	3.402	3.269	3.271	3.407	3.379
9	3.215	3.408	3.298	3.307	3.263
10	3.330	3.296	3.346	3.173	3.370

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 68.- RESERVA PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA						
CAMPO	P.F.		SS		FPSO	
	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]
1	250.7	185.6	247.0	188.5	249.3	205.0
2	224.3	166.4	230.1	176.4	232.7	194.2
3	100.3	74.8	95.5	75.2	98.0	83.4
4	95.5	71.1	91.8	71.1	89.4	76.3
5	71.3	52.7	73.3	56.3	74.5	62.6
6	61.5	45.0	64.0	49.1	62.2	52.4
7	44.9	32.6	42.4	31.6	44.7	36.5
8	64.4	47.7	59.9	45.6	62.4	52.0
9	47.6	34.0	49.6	37.7	47.3	39.9
10	11.3	8.4	11.2	8.8	11.3	9.7

**TABLA NO 69. RESERVA PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA						
CAMPO	P.F.		SS		FPSO	
	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]
1	249.567	196.724	255.243	191.043	252.729	202.154
2	223.904	176.631	211.814	161.209	230.270	188.222
3	97.210	77.522	90.979	72.385	96.200	81.936
4	96.265	76.344	97.199	75.893	89.981	76.927
5	77.336	61.464	76.181	58.321	74.408	62.818
6	63.880	50.307	64.994	50.930	65.538	55.564
7	44.531	33.969	42.915	31.758	42.843	34.627
8	66.500	52.191	67.243	51.998	66.152	55.372
9	49.225	38.534	48.070	37.061	48.486	41.617
10	11.378	8.922	11.107	8.828	11.295	9.647

TIRANTE DE AGUA VARIABLE
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 70.- RESERVA PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACION , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA										
CAMPO	P.F.		SS		FPSO		TLP		CPT	
	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]
1	246.0	190.6	257.6	189.1	243.6	190.6	243.0	179.3	254.8	189.2
2	225.1	173.5	229.4	168.1	227.7	178.5	227.6	165.9	223.5	166.7
3	99.6	77.1	95.7	72.8	93.3	78.2	96.9	72.8	94.5	73.8
4	91.3	70.3	89.2	67.4	93.4	78.6	85.4	64.6	93.2	72.3
5	72.1	53.9	74.4	54.6	75.0	61.1	75.1	54.5	71.8	55.0
6	63.6	48.1	61.4	45.8	63.5	51.8	62.8	44.5	65.3	49.6
7	44.0	31.8	42.9	31.3	44.9	35.8	42.1	29.4	42.5	31.7
8	67.7	51.1	66.9	50.8	62.9	51.0	62.2	46.2	64.1	49.2
9	44.7	33.8	47.6	34.3	49.2	40.1	48.0	34.4	56.2	42.5
10	11.8	9.3	11.5	9.1	10.9	9.4	11.3	8.9	11.5	9.1

**TABLA NO 71.- RESERVA PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACION , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA										
CAMPO	P.F.		SS		FPSO		TLP		CPT	
	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]
1	250.0	190.3	250.8	182.1	255.0	200.8	239.2	174.1	258.4	191.6
2	223.1	172.2	226.9	167.1	233.6	184.0	238.9	174.5	224.2	168.5
3	94.7	72.1	96.4	73.8	87.1	71.6	93.0	67.9	101.5	78.0
4	88.5	67.4	91.3	69.7	91.2	75.7	87.4	65.7	94.1	72.7
5	71.4	52.9	74.6	56.4	74.3	60.3	74.1	54.3	70.6	53.7
6	62.1	46.3	64.2	48.4	62.2	49.6	64.7	48.2	61.3	46.7
7	42.3	30.1	43.5	31.4	43.4	34.8	43.3	30.5	43.1	31.2
8	62.8	46.3	60.7	45.5	67.3	54.6	66.5	48.5	65.5	50.1
9	46.8	34.3	47.6	35.4	49.7	39.7	49.9	35.6	50.2	38.1
10	11.2	8.9	11.2	8.8	11.4	9.8	11.5	9.1	11.6	9.2

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 72- RESERVA PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA										
CAMPO	P.F.		SS		FPSO		TLP		CPT	
	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]
1	247.99	191.39	246.665	179.773	251.509	195.922	244.311	181.397	245.855	181.774
2	224.33	171.65	227.015	166.592	236.014	180.282	226.094	168.787	227.692	165.491
3	92.03	72.46	97.953	75.911	94.589	78.733	98.617	75.992	96.100	76.074
4	89.60	68.32	95.369	72.089	92.914	77.363	94.400	72.020	94.113	71.741
5	71.76	53.52	68.153	50.657	75.957	61.235	74.033	54.558	75.533	57.881
6	61.31	47.76	63.624	49.330	66.782	55.564	64.338	48.210	65.854	51.869
7	44.54	31.99	41.757	29.792	44.656	35.508	44.048	30.648	41.802	31.628
8	63.32	47.08	70.092	52.137	63.315	51.156	63.426	46.398	59.520	44.844
9	47.28	37.17	49.416	38.564	51.282	41.896	54.630	40.085	50.359	39.445
10	11.55	9.13	11.299	8.945	10.991	9.475	11.312	8.935	11.324	9.002

**TABLA NO 73.- RESERVA PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA										
CAMPO	P.F.		SS		FPSO		TLP		CPT	
	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]
1	255.9	188.1	250.0	178.9	262.2	202.9	258.1	184.4	256.5	190.6
2	227.8	174.6	230.8	164.5	236.0	177.4	236.3	168.4	226.1	164.7
3	97.2	74.1	97.4	73.3	95.4	78.4	95.6	69.9	94.3	72.3
4	90.6	69.1	91.9	68.3	89.0	71.9	95.1	71.5	92.5	70.3
5	73.2	54.4	74.9	55.4	74.7	59.7	74.4	53.9	76.1	56.9
6	67.1	48.7	63.6	47.2	63.3	51.3	63.9	46.0	63.3	46.9
7	42.9	30.1	43.4	31.0	42.9	32.6	42.2	29.3	44.6	32.6
8	66.6	47.6	66.5	48.0	66.5	53.5	70.1	48.9	63.6	46.1
9	46.0	31.5	48.8	34.7	51.3	41.3	53.2	37.9	48.4	35.7
10	11.2	8.9	11.5	9.1	11.4	9.8	11.2	8.9	11.5	9.1

TESIS
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 74.- RESERVA PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA										
CAMPO	P.F.		SS		FPSO		TLP		CPT	
	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]
1	240.4	179.2	255.1	183.1	248.1	187.5	242.3	174.0	239.8	175.2
2	233.7	175.8	219.9	154.0	221.5	167.5	235.6	170.2	214.9	154.2
3	94.5	72.2	94.9	70.7	97.1	78.9	94.8	70.0	94.5	71.7
4	94.2	69.9	93.9	70.1	92.7	73.8	92.5	69.0	91.8	70.1
5	69.7	51.6	70.5	50.7	73.4	59.5	76.1	55.2	74.8	54.3
6	63.2	46.6	66.1	48.0	62.5	49.9	66.8	48.7	62.5	46.4
7	43.9	31.6	44.3	31.8	41.8	32.0	45.0	30.0	42.6	30.8
8	63.8	46.5	66.8	48.3	63.0	50.7	66.1	46.4	66.3	47.9
9	47.5	34.3	49.6	36.4	48.1	37.4	49.5	34.6	47.2	34.4
10	11.5	9.1	12.0	9.4	10.8	9.3	11.3	9.0	11.8	9.3

**TABLA NO 75.- RESERVA PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA										
CAMPO	P.F.		SS		FPSO		TLP		CPT	
	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]	Reserva Simulada [MMBLS]	Reserva Recuperable [MMBLS]
1	243.19	181.65	246.881	174.779	254.720	190.689	237.009	176.044	243.132	179.556
2	230.77	174.36	222.580	158.157	215.783	160.404	224.343	164.963	221.868	160.512
3	96.29	76.00	94.527	71.941	99.078	82.012	99.201	77.047	93.674	73.723
4	93.52	70.63	91.791	68.640	92.750	75.746	91.210	68.052	100.194	77.168
5	71.91	53.41	76.950	56.816	73.756	58.482	69.327	49.759	70.811	51.207
6	63.23	48.88	63.681	48.580	63.940	52.363	63.685	48.630	62.855	48.880
7	43.93	29.66	43.441	30.092	44.761	34.915	44.928	30.348	42.494	30.595
8	62.19	44.65	66.401	47.331	63.869	50.291	64.818	45.702	65.465	49.114
9	45.69	34.66	46.090	35.029	48.753	38.923	47.099	33.792	48.052	37.497
10	11.74	9.27	11.752	9.327	11.342	9.738	10.806	8.551	11.672	9.247

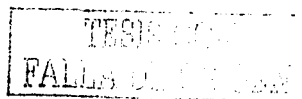
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 76.-COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	69.41	59.26	358.57	18.57	505.81	42.62	206.37	754.80
2	65.68	56.63	234.71	16.74	373.75	41.21	181.38	596.34
3	47.04	33.22	165.88	7.11	253.25	32.92	109.49	395.65
4	44.66	29.49	138.01	6.81	218.96	31.52	98.52	349.00
5	41.72	25.22	217.92	5.37	290.23	30.41	82.27	402.90
6	41.03	24.04	218.83	4.73	288.63	30.21	76.60	395.44
7	35.78	19.54	412.25	4.77	472.34	28.15	56.92	557.41
8	41.01	24.90	264.21	3.17	333.29	30.16	75.06	438.50
9	35.50	19.62	237.07	3.61	295.80	28.03	58.47	382.30
10	20.04	10.02	348.23	0.82	379.10	22.90	37.72	439.72
TOTAL	441.86	301.93	2595.66	71.71	3411.16	318.12	982.79	4712.06

**TABLA NO 77.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	89.72	61.21	452.09	18.57	621.59	50.21	222.34	894.14
2	83.05	57.54	293.55	16.74	450.88	48.47	210.95	710.31
3	65.70	31.41	198.83	7.11	303.06	39.13	116.60	458.78
4	65.34	30.24	169.21	6.81	271.60	38.98	108.51	419.10
5	62.53	25.67	267.68	5.37	361.25	37.63	90.90	489.78
6	62.60	24.90	271.80	4.73	364.03	37.66	86.11	487.80
7	53.18	18.79	496.44	4.77	573.18	34.54	60.69	668.41
8	61.16	24.52	319.53	3.17	408.38	37.28	79.13	524.79
9	54.34	19.51	286.74	3.61	364.21	34.94	60.47	459.62
10	32.90	10.05	422.48	0.82	466.24	28.97	44.86	540.06
TOTAL	630.52	303.84	3178.35	71.71	4184.42	387.82	1080.56	5652.79



**TABLA NO 78.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA I DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	81.39	66.88	362.07	21.30	531.64	41.99	215.94	789.57
2	79.19	62.69	235.12	19.20	396.19	39.72	191.59	627.49
3	50.26	33.90	160.88	8.16	253.21	25.26	110.23	388.70
4	49.77	32.17	136.60	7.81	226.36	24.94	104.90	356.20
5	47.80	28.10	220.45	6.16	302.51	23.27	86.36	412.14
6	47.51	24.69	215.84	5.43	293.47	22.20	75.47	391.14
7	46.48	19.78	410.84	5.47	482.57	21.21	55.87	559.65
8	47.56	26.85	264.24	3.64	342.29	23.07	80.36	445.71
9	46.81	21.25	239.81	4.14	312.01	21.51	59.12	392.63
10	41.64	11.19	348.24	0.93	402.00	14.96	42.11	459.07
TOTAL	538.42	327.50	2594.09	82.23	3542.24	258.12	1021.95	4822.31

**TABLA NO 79.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA I DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	87.43	65.44	446.48	21.30	620.65	43.80	223.05	887.50
2	84.22	62.60	290.47	19.20	456.49	41.98	202.95	701.42
3	55.28	34.46	197.93	8.16	295.82	27.14	111.49	434.44
4	53.54	32.82	167.57	7.81	261.74	26.35	107.54	395.63
5	51.28	28.24	268.37	6.16	354.05	24.41	88.60	467.05
6	51.45	25.98	267.92	5.43	350.79	24.03	79.10	453.91
7	50.16	19.98	502.95	5.47	578.55	22.54	58.86	659.95
8	50.98	26.16	317.44	3.64	398.22	23.95	78.81	500.98
9	49.80	21.63	291.13	4.14	366.70	22.72	62.77	452.19
10	44.16	11.16	422.47	0.93	478.72	15.66	44.04	538.42
TOTAL	578.29	328.48	3172.73	82.23	4161.72	272.57	1057.20	5491.49

TECNOLOGIA
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 80.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

CAMPO	BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	114.90	64.08	0.00	0.00	178.98	46.81	207.00	432.80
2	111.23	61.83	0.00	0.00	173.07	45.88	193.27	412.21
3	73.25	33.68	0.00	0.00	106.93	30.67	102.62	240.23
4	72.28	33.39	0.00	0.00	105.67	30.27	102.42	238.37
5	61.80	28.44	0.00	0.00	90.24	26.74	83.12	200.11
6	55.39	25.38	0.00	0.00	80.77	23.82	70.54	175.13
7	46.97	20.05	0.00	0.00	67.03	19.70	52.51	139.24
8	55.06	24.98	0.00	0.00	80.05	23.48	68.07	171.60
9	54.25	22.43	0.00	0.00	76.68	22.24	56.55	155.46
10	50.10	11.17	0.00	0.00	61.27	15.33	32.70	109.30
TOTAL	695.24	325.45	0.00	0.00	1020.69	284.95	968.81	2274.45

**TABLA NO 81.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

CAMPO	BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN A2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	121.67	68.13	0.00	0.00	189.80	54.30	219.27	463.38
2	120.67	65.29	0.00	0.00	185.96	53.44	199.09	438.49
3	78.30	33.97	0.00	0.00	112.26	33.31	106.33	251.90
4	72.27	31.67	0.00	0.00	103.94	31.25	98.28	233.47
5	63.65	27.79	0.00	0.00	91.44	27.63	87.33	206.39
6	57.15	25.54	0.00	0.00	82.69	25.03	76.64	184.37
7	49.63	19.62	0.00	0.00	69.25	19.75	50.80	139.79
8	63.55	26.98	0.00	0.00	90.52	26.87	72.86	190.25
9	54.03	22.56	0.00	0.00	76.59	22.59	61.98	161.16
10	54.62	11.19	0.00	0.00	65.81	16.06	34.86	116.73
TOTAL	735.53	332.74	0.00	0.00	1068.26	310.22	1007.44	2385.92



**TABLA NO 82.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LÍNEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERÍA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	88.73	60.74	357.22	16.22	522.90	38.31	219.16	780.37
2	82.30	60.28	237.77	14.62	394.97	37.70	203.17	635.84
3	64.92	31.10	159.93	6.21	262.16	26.16	116.31	404.64
4	63.51	28.62	134.36	5.95	232.44	25.27	103.41	361.12
5	62.89	26.04	219.51	4.69	313.13	24.87	93.09	431.08
6	62.09	23.80	217.15	4.13	307.17	24.69	81.95	413.81
7	59.08	18.66	408.74	4.16	490.65	23.11	59.80	573.55
8	61.56	23.53	257.12	2.77	344.98	24.33	83.88	453.19
9	59.71	19.99	238.14	3.16	321.00	23.44	65.59	410.03
10	52.70	10.48	348.21	0.71	412.10	19.22	60.36	491.69
TOTAL	657.49	303.23	2578.15	62.62	3601.49	267.09	1086.73	4955.31

**TABLA NO 83.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LÍNEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERÍA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	92.36	62.60	450.73	16.22	621.90	40.62	228.02	890.54
2	85.02	60.60	294.62	14.62	454.86	39.41	208.49	702.76
3	69.19	30.46	194.55	6.21	300.40	28.64	121.64	450.69
4	67.04	31.05	169.99	5.95	274.03	28.54	118.74	421.31
5	65.20	26.38	269.62	4.69	365.89	27.05	97.32	490.25
6	64.03	24.68	268.28	4.13	361.12	26.29	83.92	471.33
7	60.46	18.95	498.96	4.16	582.53	23.94	61.40	667.87
8	64.01	24.53	319.05	2.77	410.36	26.27	88.82	525.45
9	62.34	22.24	303.04	3.16	390.78	25.32	75.96	492.06
10	54.63	10.47	422.40	0.71	488.21	20.38	62.39	570.98
TOTAL	684.26	311.96	3191.23	62.62	4250.08	286.46	1146.68	5683.22

TIERRAS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 84.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	118.08	60.22	361.28	16.51	556.10	38.47	222.05	816.61
2	103.74	57.11	235.68	14.88	411.41	35.53	194.78	641.71
3	51.05	30.44	160.57	6.32	248.38	23.03	111.82	383.22
4	51.55	29.74	138.75	6.06	226.10	23.08	111.01	360.20
5	45.94	25.19	217.98	4.77	293.87	21.16	85.93	400.97
6	45.20	24.58	221.55	4.21	295.54	20.87	78.41	394.81
7	38.29	18.92	408.95	4.24	470.39	18.39	50.66	539.44
8	44.14	23.28	254.78	2.82	325.01	20.40	72.14	417.55
9	42.54	22.45	250.23	3.21	318.42	19.96	68.78	407.16
10	24.98	10.05	348.23	0.72	383.98	14.86	24.77	423.61
TOTAL	565.50	301.97	2597.99	63.74	3529.21	235.75	1020.34	4785.29

**TABLA NO 85.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	143.92	60.87	451.48	16.51	672.77	49.52	227.67	949.96
2	124.55	55.45	288.77	14.88	483.65	45.25	203.05	731.95
3	73.71	30.80	197.80	6.32	308.63	27.39	114.12	450.14
4	74.06	29.68	167.40	6.06	277.19	27.48	111.61	416.28
5	71.12	25.49	266.77	4.77	368.16	25.90	92.17	486.23
6	69.35	23.76	265.45	4.21	362.77	25.26	77.94	465.96
7	63.65	19.38	501.37	4.24	588.63	23.23	57.38	669.24
8	68.65	23.41	313.00	2.82	407.88	24.94	73.62	506.43
9	63.65	20.35	292.37	3.21	379.58	23.46	58.87	461.90
10	46.76	10.04	422.41	0.72	479.93	19.41	28.27	527.60
TOTAL	799.40	299.21	3166.81	63.74	4329.16	291.85	1044.69	5665.70

TRIEG CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 86.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	69.58	59.77	95.24	18.57	243.16	42.79	201.25	487.19
2	65.05	56.50	60.71	16.74	199.01	41.29	179.80	420.10
3	44.51	29.83	53.72	7.11	135.18	31.50	104.42	271.10
4	44.06	28.58	136.15	6.81	215.60	31.40	99.48	346.48
5	41.26	24.50	68.65	5.37	139.77	30.08	82.80	252.64
6	40.58	23.59	49.12	4.73	118.02	29.96	74.83	222.81
7	34.61	18.57	193.90	4.77	251.84	27.53	54.60	333.97
8	39.72	23.24	135.89	3.17	202.01	29.53	72.05	303.58
9	36.08	20.62	46.14	3.61	106.46	28.49	56.73	191.68
10	20.01	10.04	17.35	0.82	48.22	22.94	38.80	109.96
TOTAL	435.46	295.23	856.86	71.71	1659.26	315.50	964.76	2939.51

**TABLA NO 87.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	84.54	58.25	117.14	18.57	278.50	48.67	217.04	544.20
2	84.86	58.03	76.00	16.74	235.63	48.54	206.08	490.25
3	65.00	30.15	65.42	7.11	167.68	38.94	115.55	322.17
4	65.50	30.35	169.79	6.81	272.45	38.88	111.14	422.47
5	62.09	24.79	84.29	5.37	176.54	37.40	90.13	304.08
6	61.22	23.55	59.94	4.73	149.45	37.24	83.29	269.97
7	55.01	19.51	241.29	4.77	320.58	35.13	61.93	417.65
8	60.60	23.46	166.38	3.17	253.62	36.87	79.69	370.17
9	55.71	20.69	56.15	3.61	136.16	35.38	65.49	237.03
10	32.87	10.04	21.05	0.82	64.78	28.94	44.95	138.66
TOTAL	627.41	298.82	1057.44	71.71	2055.38	385.98	1075.29	3516.64

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 88.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACION A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	81.40	65.31	95.98	21.30	263.99	41.85	222.31	528.14
2	80.10	62.34	60.84	19.20	222.48	39.99	197.35	459.82
3	50.86	33.74	53.65	8.16	146.40	25.38	112.83	284.61
4	48.76	32.20	135.69	7.81	224.46	24.45	106.44	355.35
5	47.98	28.44	71.20	6.16	153.77	23.34	87.42	264.53
6	47.80	25.42	49.36	5.43	128.01	22.46	80.60	231.07
7	46.52	19.55	196.45	5.47	267.99	21.07	56.78	345.85
8	47.27	24.76	135.54	3.64	211.20	22.33	72.28	305.81
9	46.47	21.91	46.27	4.14	118.80	21.68	58.97	199.45
10	41.59	11.21	17.35	0.93	71.07	14.94	41.67	127.68
TOTAL	538.74	324.89	862.31	82.23	1808.17	257.50	1036.64	3102.31

**TABLA NO 89.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACION , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	87.52	66.40	119.21	21.30	294.42	43.94	225.49	563.85
2	82.22	60.04	74.91	19.20	236.36	41.51	198.40	476.27
3	55.34	34.65	66.32	8.16	164.46	27.22	106.59	298.27
4	53.32	33.49	170.30	7.81	264.92	26.47	106.45	397.83
5	51.61	27.17	84.75	6.16	169.68	24.52	85.02	279.21
6	51.30	26.15	60.60	5.43	143.48	24.19	81.02	248.69
7	49.76	20.14	241.14	5.47	316.50	22.36	58.53	397.38
8	51.15	26.54	169.31	3.64	250.63	24.21	76.00	350.84
9	50.25	21.76	56.44	4.14	132.59	23.14	63.14	218.87
10	44.28	11.13	21.05	0.93	77.39	15.69	43.61	136.69
TOTAL	576.74	327.45	1064.01	82.23	2050.43	273.24	1044.24	3367.92

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 90.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	115.99	66.63	0.00	0.00	182.62	47.92	214.01	444.55
2	116.91	64.58	0.00	0.00	181.49	47.50	198.36	427.35
3	70.71	32.56	0.00	0.00	103.26	29.96	91.50	224.72
4	70.61	32.37	0.00	0.00	102.98	29.94	99.05	231.97
5	60.08	27.77	0.00	0.00	87.85	26.06	80.63	194.54
6	53.79	24.64	0.00	0.00	78.43	23.19	69.32	170.95
7	47.23	19.49	0.00	0.00	66.72	19.52	51.42	137.66
8	57.78	26.09	0.00	0.00	83.86	24.54	71.40	179.81
9	52.83	21.81	0.00	0.00	74.65	21.70	56.10	152.45
10	49.97	11.18	0.00	0.00	61.15	15.28	32.49	108.92
TOTAL	695.90	327.11	0.00	0.00	1023.01	285.60	964.28	2272.90

**TABLA NO 91.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACION A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	120.02	64.43	0.00	0.00	184.45	52.74	214.01	451.20
2	119.94	61.63	0.00	0.00	181.57	51.89	195.43	428.88
3	78.47	34.22	0.00	0.00	112.68	33.47	107.05	253.20
4	75.84	32.94	0.00	0.00	108.78	32.16	100.29	241.23
5	63.28	27.64	0.00	0.00	90.93	27.44	87.20	205.57
6	55.93	24.56	0.00	0.00	80.49	24.13	74.87	179.49
7	49.58	19.36	0.00	0.00	68.94	19.66	50.16	138.76
8	58.20	25.05	0.00	0.00	83.25	24.94	72.09	180.28
9	52.70	20.27	0.00	0.00	72.97	21.06	58.05	152.07
10	54.87	11.15	0.00	0.00	66.02	16.10	34.58	116.70
TOTAL	728.82	321.25	0.00	0.00	1050.07	303.57	993.74	2347.38

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 92.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACION A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	86.34	60.86	95.20	16.22	258.63	38.44	216.97	514.04
2	86.50	60.46	62.00	14.62	223.58	38.11	212.02	473.71
3	66.35	29.76	53.08	6.21	155.40	25.65	113.22	294.27
4	64.14	29.24	136.18	5.95	235.51	25.47	108.83	369.81
5	62.63	25.98	70.16	4.69	163.46	24.72	93.06	281.24
6	61.95	24.62	49.84	4.13	140.54	24.62	86.17	251.34
7	59.09	18.80	195.99	4.16	278.04	23.09	61.71	362.84
8	62.01	25.10	139.87	2.77	229.75	24.42	84.34	338.51
9	59.91	20.86	46.49	3.16	130.42	23.49	69.51	223.42
10	52.74	10.56	17.35	0.71	81.36	19.22	59.63	160.20
TOTAL	661.66	306.24	866.16	62.62	1896.68	267.24	1105.46	3269.38

**TABLA NO 93.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACION A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	86.52	60.02	117.52	16.22	280.27	39.46	223.08	542.81
2	89.66	59.02	76.40	14.62	239.70	39.56	217.59	496.86
3	68.54	30.86	65.61	6.21	171.22	28.75	119.86	319.83
4	66.49	30.04	166.63	5.95	269.10	28.16	113.12	410.38
5	65.20	26.75	86.70	4.69	183.34	27.11	98.17	308.62
6	64.53	25.24	61.47	4.13	155.38	26.56	88.23	270.16
7	60.69	19.04	240.27	4.16	324.17	24.09	64.40	412.65
8	63.73	24.72	168.94	2.77	260.15	26.21	81.68	368.04
9	61.50	20.62	56.41	3.16	141.68	24.65	68.48	234.81
10	54.62	10.50	21.05	0.71	86.87	20.39	62.69	169.95
TOTAL	681.46	306.80	1061.00	62.62	2111.88	284.93	1137.29	3534.10

TESIS COM
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 94.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]			
1	123.97	62.59	97.61	16.51	300.68	39.72	227.11	567.51	
2	105.03	57.89	61.20	14.88	239.01	35.88	199.25	474.14	
3	54.79	32.06	55.27	6.32	148.44	24.15	117.12	289.71	
4	51.41	29.95	138.25	6.06	225.66	23.10	109.94	358.70	
5	45.65	25.25	69.70	4.77	145.38	21.11	84.14	250.63	
6	43.78	22.89	48.43	4.21	119.30	20.21	74.14	213.65	
7	38.08	19.04	195.91	4.24	257.27	18.33	50.76	326.36	
8	43.42	24.34	138.59	2.82	209.17	20.50	73.60	303.27	
9	40.40	21.18	46.65	3.21	111.45	19.28	59.03	189.75	
10	24.92	10.07	17.35	0.72	53.06	14.86	24.39	92.30	
TOTAL	571.45	305.26	868.96	63.74	1809.42	237.14	1019.46	3066.02	

**TABLA NO 95.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO DE PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]			
1	134.97	58.11	117.30	16.51	326.88	47.88	217.19	591.76	
2	123.73	54.21	74.51	14.88	267.33	44.54	193.76	505.63	
3	74.65	30.84	65.93	6.32	177.75	28.26	111.80	317.80	
4	74.24	29.31	168.11	6.06	277.71	27.41	111.73	416.85	
5	71.65	25.39	85.34	4.77	187.16	26.11	89.40	302.66	
6	68.61	24.23	60.56	4.21	157.60	25.05	75.18	257.83	
7	62.10	18.98	238.75	4.24	324.07	22.92	54.70	401.70	
8	68.43	24.10	168.05	2.82	263.40	25.00	78.01	366.41	
9	63.59	19.57	54.25	3.21	140.63	23.39	59.70	223.72	
10	47.03	10.01	21.04	0.72	78.81	19.40	28.45	126.65	
TOTAL	789.00	294.76	1053.83	63.74	2201.33	289.75	1019.92	3510.99	

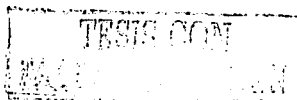
TESIS CON
FALLA DE CUBIERTA

**TABLA NO 96.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACION , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERÍA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	69.85	59.45	95.51	18.57	243.39	42.66	202.54	488.59
2	64.40	55.66	127.64	16.74	264.44	40.90	184.93	490.27
3	0.00	0.00	54.09	7.11	61.20	31.73	90.57	183.50
4	43.66	28.49	135.37	6.81	214.34	31.06	101.85	347.25
5	42.24	25.27	69.89	5.37	142.77	30.56	86.47	259.80
6	0.00	0.00	48.89	4.73	53.62	29.90	63.37	146.90
7	36.07	19.34	197.75	4.77	257.94	28.15	55.43	341.52
8	40.11	23.73	137.01	3.17	204.03	29.83	74.65	308.51
9	0.00	0.00	45.44	3.61	49.06	28.19	49.49	126.74
10	0.00	0.00	17.25	0.82	18.06	22.82	29.04	69.92
TOTAL	296.34	211.95	928.85	71.71	1508.84	315.79	938.35	2762.98

**TABLA NO 97.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACION , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERÍA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	86.93	58.58	117.99	18.57	282.08	48.99	213.39	544.46
2	82.72	56.51	159.80	16.74	315.77	47.98	207.67	571.41
3	0.00	0.00	66.51	7.11	73.62	39.53	99.55	212.70
4	65.35	29.78	169.15	6.81	271.09	38.71	110.55	420.35
5	62.58	25.86	85.76	5.37	179.58	37.74	89.12	306.44
6	0.00	0.00	60.04	4.73	64.77	37.18	67.63	169.58
7	53.98	19.28	239.61	4.77	317.64	34.91	57.93	410.48
8	60.23	23.63	166.48	3.17	253.51	36.75	75.57	365.83
9	0.00	0.00	55.76	3.61	59.37	35.02	49.84	144.24
10	0.00	0.00	21.04	0.82	21.86	28.89	30.01	80.76
TOTAL	411.79	213.64	1142.15	71.71	1839.29	385.70	1001.27	3226.26



**TABLA NO 98.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	80.62	65.09	95.00	21.30	262.01	41.04	210.55	513.60
2	79.41	62.91	129.08	19.20	290.60	40.31	199.21	530.11
3	0.00	0.00	55.16	8.16	63.32	25.97	103.79	193.08
4	50.75	34.04	139.85	7.81	232.44	25.70	106.47	364.60
5	47.46	26.06	68.41	6.16	148.08	22.54	81.69	252.30
6	0.00	0.00	49.70	5.43	55.13	22.59	70.96	148.67
7	46.07	18.91	194.29	5.47	264.74	20.95	54.93	340.61
8	47.50	27.45	141.39	3.64	219.97	23.12	79.69	322.78
9	0.00	0.00	46.68	4.14	50.82	21.58	55.88	128.28
10	0.00	0.00	17.35	0.93	18.28	14.94	23.29	56.51
TOTAL	351.80	234.46	936.88	82.23	1605.37	258.74	986.44	2850.55

**TABLA NO 99.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	87.21	65.83	118.81	21.30	293.14	43.67	218.08	554.90
2	85.34	63.17	159.51	19.20	327.22	41.91	191.94	561.07
3	0.00	0.00	66.26	8.16	74.42	27.26	105.29	206.97
4	53.84	33.34	169.66	7.81	264.65	26.71	103.63	394.99
5	51.14	28.50	86.13	6.16	171.93	24.70	89.81	286.45
6	0.00	0.00	60.09	5.43	65.51	23.84	73.18	162.53
7	49.93	19.50	239.15	5.47	314.05	22.45	55.12	391.62
8	50.94	25.99	168.13	3.64	248.70	24.27	75.37	348.34
9	0.00	0.00	55.67	4.14	59.81	22.29	51.47	133.58
10	0.00	0.00	21.05	0.93	21.98	15.68	26.56	64.22
TOTAL	378.40	236.33	1144.46	82.23	1841.41	272.78	990.45	3104.64

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 100.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	115.52	66.27	0.00	0.00	181.80	47.80	210.01	439.60
2	113.78	63.91	0.00	0.00	177.69	47.14	195.37	420.19
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.58	96.91	127.49
4	70.32	32.74	0.00	0.00	103.06	29.81	98.94	231.81
5	60.98	28.14	0.00	0.00	89.11	26.37	84.55	200.04
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	24.88	71.45	96.33
7	46.89	19.81	0.00	0.00	66.70	19.53	52.15	138.39
8	56.44	25.01	0.00	0.00	81.45	23.87	70.12	175.44
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.43	51.66	73.08
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.35	21.54	36.90
TOTAL	463.92	235.89	0.00	0.00	699.80	286.76	952.71	1939.27

**TABLA NO 101.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	118.91	66.34	0.00	0.00	185.25	53.43	214.98	453.66
2	116.34	58.96	0.00	0.00	175.31	49.61	189.70	414.61
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33.99	105.56	139.55
4	76.37	33.33	0.00	0.00	109.70	33.02	101.29	244.00
5	62.30	27.53	0.00	0.00	89.83	27.26	83.78	200.87
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.28	72.71	97.99
7	49.61	19.97	0.00	0.00	69.58	19.99	53.43	143.00
8	59.40	25.54	0.00	0.00	84.94	25.27	71.95	182.16
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.57	51.79	74.36
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.00	24.70	40.70
TOTAL	482.94	231.66	0.00	0.00	714.60	306.40	969.89	1990.89

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 102.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN A, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	86.40	61.67	95.45	16.22	259.74	38.47	220.34	518.56
2	84.33	59.26	128.78	14.62	287.00	37.64	205.83	530.46
3	0.00	0.00	53.26	6.21	59.48	26.36	109.39	195.23
4	64.29	31.28	140.30	5.95	241.81	25.59	113.12	380.52
5	62.66	25.92	70.07	4.69	163.34	24.86	93.19	281.39
6	0.00	0.00	49.60	4.13	53.73	24.70	74.99	153.43
7	59.15	19.02	196.43	4.16	278.77	23.14	59.52	361.43
8	61.30	23.37	135.05	2.77	222.48	24.07	80.47	327.03
9	0.00	0.00	47.23	3.16	50.38	23.74	60.56	134.68
10	0.00	0.00	17.35	0.71	18.06	19.22	42.09	79.37
TOTAL	418.13	220.53	933.52	62.62	1634.80	267.80	1059.50	2962.10

**TABLA NO 103.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

CAMPO	PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA							
	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	89.30	60.20	117.26	16.22	282.98	39.73	222.27	544.98
2	83.82	58.66	159.85	14.62	316.95	38.97	203.23	559.15
3	0.00	0.00	67.43	6.21	73.64	29.43	113.36	216.43
4	67.88	29.94	166.73	5.95	270.50	28.26	111.91	410.67
5	64.64	25.44	84.79	4.69	179.55	26.67	90.07	296.29
6	0.00	0.00	60.38	4.13	64.52	26.16	78.75	169.43
7	60.63	18.91	238.79	4.16	322.49	24.05	64.45	410.98
8	63.57	24.19	167.43	2.77	257.96	26.06	82.27	366.28
9	0.00	0.00	55.92	3.16	59.08	24.60	56.91	140.59
10	0.00	0.00	21.05	0.71	21.76	20.38	45.55	87.68
TOTAL	429.84	217.33	1139.62	62.62	1849.42	284.32	1068.75	3202.48

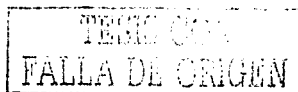
TRONCO
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 104.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	115.51	59.37	95.73	16.51	287.10	38.12	220.08	545.30
2	106.21	56.06	128.67	14.88	305.81	35.88	197.27	538.97
3	0.00	0.00	54.25	6.32	60.57	23.23	99.35	183.15
4	51.79	28.70	136.41	6.06	222.96	22.96	112.85	358.77
5	47.77	25.44	70.00	4.77	147.99	21.57	90.77	260.32
6	0.00	0.00	49.29	4.21	53.50	20.66	70.09	144.25
7	37.95	19.11	195.93	4.24	257.22	18.31	51.71	327.24
8	42.58	22.42	133.19	2.82	201.00	19.88	66.92	287.81
9	0.00	0.00	46.32	3.21	49.53	19.19	49.90	118.62
10	0.00	0.00	17.35	0.72	18.07	14.83	15.54	48.44
TOTAL	401.80	211.09	927.14	63.74	1603.76	234.63	974.47	2812.86

**TABLA NO 105.- COSTOS DE INVERSIÓN PROMEDIO
TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LINEAS**

PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	INVERSIÓN PLATAFORMAS [MMDLS]	INVERSIÓN EQUIPO DE PROCESO [MMDLS]	LINEAS [MMDLS]	INVERSIÓN PLATAFORMA CENTRAL [MMDLS]	INVERSIÓN INSTALACIONES "SUBTOTAL" [MMDLS]	INGENIERIA DE PROYECTO [MMDLS]	INVERSIÓN POZOS Y OBRA ASOCIADA [MMDLS]	INVERSIÓN TOTAL [MMDLS]
1	139.03	59.30	118.39	16.51	333.22	48.44	217.58	599.23
2	127.26	55.54	158.31	14.88	356.00	45.47	194.98	596.45
3	0.00	0.00	65.44	6.32	71.76	27.44	100.02	199.22
4	74.75	30.85	170.67	6.06	282.32	28.03	117.40	427.75
5	69.72	24.86	84.32	4.77	183.68	25.45	85.51	294.64
6	0.00	0.00	59.89	4.21	64.09	24.94	64.80	153.84
7	63.11	18.66	237.70	4.24	323.70	23.05	54.55	401.30
8	67.66	23.83	166.89	2.82	261.19	24.78	79.46	365.43
9	0.00	0.00	56.07	3.21	59.29	23.61	50.68	133.57
10	0.00	0.00	21.05	0.72	21.77	19.36	16.85	57.97
TOTAL	541.53	213.03	1138.72	63.74	1957.02	290.58	981.81	3229.41



 TERCERA OCA
 FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 106.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE,
ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS. 80%UP. 80%RE. 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO [%]	TIR [%]	TIEMPO DE CANCELACIÓN (meses)
1	2655.32	221.22	554.06	1880.03	4.28	13.7	36.0	27.0
2	2352.45	188.47	405.18	1758.81	5.21	15.1	36.0	29.0
3	1047.41	92.51	243.23	711.67	3.76	12.9	37.0	20.0
4	1038.86	89.09	222.58	727.20	4.10	13.5	37.0	21.0
5	732.69	74.36	221.51	436.82	2.81	10.7	28.0	26.0
6	601.39	74.90	240.33	286.16	2.11	8.8	21.0	35.0
7	388.14	62.38	323.64	2.11	1.02	3.5	8.0	73.0
8	608.17	70.16	235.26	302.75	2.13	8.9	23.0	28.0
9	431.77	59.14	194.71	177.93	1.77	7.3	17.0	37.0
10	111.50	28.70	233.99	-151.19	0.36	-3.1	2.0	138.0
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	996.77	96.09	287.45	613.23	2.75	9.1	24.5	43.4

**TABLA NO 107.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE,
ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS. 80%UP. 80%RE. 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO [%]	TIR [%]	TIEMPO DE CANCELACIÓN (meses)
1	2631.34	262.42	610.82	1758.10	3.74	12.6	30.0	30.0
2	2312.69	214.08	451.98	1646.64	4.47	13.9	30.0	34.0
3	1081.64	113.00	280.06	688.58	3.33	12.0	30.0	25.0
4	934.21	106.43	246.93	580.85	3.23	11.6	28.0	27.0
5	714.75	91.54	255.68	367.53	2.32	9.2	22.0	31.0
6	630.99	89.00	275.96	266.03	1.88	7.8	18.0	41.0
7	398.00	67.64	360.58	-30.21	0.89	2.5	5.0	89.0
8	654.37	84.01	270.08	300.28	2.02	7.9	17.0	41.0
9	510.08	76.26	242.76	191.06	1.70	6.9	15.0	41.0
10	113.29	32.99	273.28	-192.98	0.30	-4.8	-1.0	0.0
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	998.14	113.74	326.81	557.59	2.39	8.0	19.4	35.9

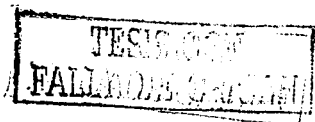


TABLA NO 108.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO [%]	TIR [%]	TIEMPO DE CANCELACION (meses)
1	2485.66	280.35	399.36	1805.95	5.30	15.0	39.0	23.0
2	2338.18	246.18	367.61	1724.40	5.51	15.3	35.0	27.0
3	949.31	122.83	207.85	618.63	3.84	13.0	34.0	20.0
4	908.37	115.14	189.42	603.81	3.92	12.9	34.0	22.0
5	743.41	101.91	167.74	473.76	3.61	12.3	31.0	20.0
6	622.76	96.80	152.24	373.73	3.30	11.8	29.0	20.0
7	395.10	75.07	115.53	204.50	2.59	9.7	23.0	24.0
8	675.38	93.72	153.31	428.35	3.49	12.0	27.0	25.0
9	464.31	74.91	119.33	270.08	3.02	10.8	24.0	22.0
10	112.72	34.46	82.94	-4.68	0.96	2.9	16.0	31.0
INDICADORES ECONOMICOS TOTALES	969.52	124.14	195.53	649.85	3.55	11.6	29.2	23.4

TABLA NO 109.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO [%]	TIR [%]	TIEMPO DE CANCELACION (meses)
1	2572.79	214.14	399.19	1959.46	5.73	15.7	45.0	22.0
2	2281.75	181.29	325.01	1775.46	6.24	16.4	40.0	25.0
3	1037.43	88.76	193.83	754.84	4.71	14.5	43.0	17.0
4	964.74	82.84	220.22	661.67	3.84	13.0	37.0	21.0
5	700.29	71.69	159.36	469.25	3.71	12.5	35.0	18.0
6	587.13	73.35	150.79	362.99	3.22	11.7	29.0	22.0
7	422.76	63.12	215.21	144.42	1.61	6.8	17.0	39.0
8	604.70	67.22	182.56	354.92	2.74	10.4	26.0	25.0
9	428.15	55.99	114.11	258.06	2.98	11.1	26.0	20.0
10	102.72	28.56	65.48	8.68	1.16	4.5	19.0	24.0
INDICADORES ECONOMICOS TOTALES	970.25	92.70	202.58	674.98	3.59	11.7	31.7	23.3

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 110.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS. 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO [%]	TIR [%]	TIEMPO DE CANCELACION (meses)
1	2644.54	264.51	449.17	1930.86	5.14	14.9	37.0	24.0
2	2426.35	223.91	383.73	1818.71	5.53	15.5	34.0	29.0
3	1045.34	110.06	224.19	711.09	3.99	13.3	34.0	21.0
4	946.15	105.83	254.62	585.70	3.12	11.5	30.0	25.0
5	747.40	91.64	190.90	464.86	3.31	11.9	28.0	24.0
6	641.85	88.15	181.97	371.73	2.87	10.7	25.0	27.0
7	410.79	69.67	235.71	105.41	1.44	5.7	12.0	54.0
8	592.24	80.97	205.65	305.62	2.32	9.2	20.0	34.0
9	481.47	72.35	148.91	260.21	2.56	10.0	21.0	28.0
10	115.33	32.19	96.43	-13.29	0.87	2.7	14.0	35.0
INDICADORES ECONOMICOS TOTALES	1005.14	113.93	237.13	654.09	3.11	10.5	25.5	30.1

**TABLA NO 111.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS. 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO [%]	TIR [%]	TIEMPO DE CANCELACION (meses)
1	2682.57	286.67	406.53	1989.37	5.69	15.5	40.0	23.0
2	2423.36	253.78	363.99	1805.58	5.71	15.6	37.0	27.0
3	1014.36	125.46	208.64	680.26	4.13	13.3	37.0	19.0
4	932.80	117.73	197.11	617.96	3.95	13.1	35.0	20.0
5	758.02	103.21	167.28	487.53	3.69	12.5	31.0	20.0
6	612.42	95.19	150.37	366.87	3.30	11.8	29.0	22.0
7	415.97	77.89	118.60	219.48	2.71	10.2	25.0	21.0
8	608.34	90.64	143.52	374.18	3.34	11.6	27.0	21.0
9	448.45	76.19	124.03	248.23	2.73	10.1	24.0	22.0
10	113.74	34.29	84.86	-5.41	0.95	2.7	17.0	29.0
INDICADORES ECONOMICOS TOTALES	1001.00	126.11	196.49	678.41	3.62	11.6	30.2	22.4

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 112.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS. 80%UP. 80%RE. 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO [%]	TIR [%]	TIEMPO DE CANCELACIÓN (meses)
1	2759 60	226 27	403 44	2129 88	6 11	16 3	44 0	22 0
2	2319 72	185 71	352 48	1781 53	5 88	16 0	38 0	27 0
3	1048 95	92 58	135 18	821 20	6 64	16 8	47 0	15 0
4	998 43	89 43	221 62	687 39	3 91	13 2	37 0	20 0
5	798 87	75 51	165 62	557 73	4 18	13 6	35 0	19 0
6	637 51	78 97	107 98	450 55	4 93	14 6	36 0	15 0
7	425 57	64 36	210 49	150 72	1 66	7 1	17 0	39 0
8	639 95	71 97	179 42	388 56	2 96	11 0	26 0	25 0
9	447 00	58 29	79 59	309 12	4 47	13 7	30 0	16 0
10	109 87	29 15	45 89	34 83	1 80	7 5	24 0	15 0
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	1018 55	97 22	190 17	731 15	4 26	13 0	33 4	21 3

**TABLA NO 113.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS. 80%UP. 80%RE. 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO [%]	TIR [%]	TIEMPO DE CANCELACIÓN (meses)
1	2619 09	265 83	456 18	1897 09	4 98	14 7	36 0	25 0
2	2150 54	205 61	399 86	1545 08	4 69	14 4	33 0	29 0
3	992 51	109 80	140 55	742 16	5 97	16 2	42 0	15 0
4	1023 23	106 34	257 98	658 92	3 36	12 0	31 0	25 0
5	739 90	92 01	191 63	456 26	3 22	11 6	27 0	25 0
6	678 32	93 40	117 88	467 04	4 69	14 3	34 0	16 0
7	409 98	70 89	235 85	103 24	1 38	5 5	12 0	50 0
8	669 53	84 64	212 82	372 07	2 55	9 8	22 0	31 0
9	453 79	73 82	84 26	295 71	4 16	13 1	27 0	18 0
10	107 61	32 46	39 39	35 16	1 92	7 9	23 0	15 0
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	984 39	113 48	213 64	657 27	3 69	12 0	28 7	24 9

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 114.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA VARIABLE,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACION A 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO [%]	TIR [%]	TIEMPO DE CANCELACION (meses)
1	2523.58	281.66	404.18	1837.75	5.30	15.1	39.0	23.0
2	2260.55	241.85	359.34	1659.37	5.40	15.3	35.0	28.0
3	965.78	125.02	110.42	730.34	7.14	17.1	46.0	13.0
4	935.22	116.38	196.87	621.97	4.00	13.3	35.0	19.0
5	739.88	102.23	168.47	469.18	3.61	12.3	30.0	21.0
6	649.72	100.98	84.20	464.53	6.23	16.2	37.0	13.0
7	397.36	75.39	115.49	206.48	2.64	9.9	23.0	24.0
8	605.78	92.62	146.17	367.00	3.22	11.4	26.0	24.0
9	443.86	81.31	61.31	301.24	5.55	15.4	31.0	12.0
10	111.20	33.41	28.78	49.02	2.75	10.2	26.0	11.0
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	963.29	125.09	167.52	670.69	4.58	13.6	32.8	18.8

**TABLA NO 115.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS,
ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2763.35	212.06	484.88	2066.41	5.13	14.98	0.40	25.00
2	2483.05	192.39	402.06	1888.60	5.50	15.46	0.38	27.00
3	1027.22	88.42	232.24	706.56	3.87	13.08	0.38	19.00
4	1011.31	84.98	215.01	711.32	4.10	13.33	0.39	19.00
5	762.04	75.82	225.57	460.65	2.89	10.81	0.29	23.00
6	700.48	72.02	218.22	410.24	2.77	10.75	0.28	25.00
7	446.50	58.92	263.95	123.63	1.43	6.14	0.15	43.00
8	680.90	67.31	224.97	388.63	2.55	10.11	0.26	25.00
9	507.86	57.94	199.82	250.10	2.08	8.41	0.21	28.00
10	124.06	29.25	198.92	-104.11	0.48	-1.29	0.06	86.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	1050.68	93.91	266.56	690.20	3.08	10.18	0.28	32.00

TRABAJE CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 116.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS,
ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN , 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2677.62	229.63	613.04	1834.96	3.87	12.94	0.33	29.00
2	2464.38	216.99	498.85	1748.55	4.39	13.92	0.31	33.00
3	1095.14	110.89	307.74	676.52	3.08	11.45	0.31	24.00
4	958.14	103.94	272.70	581.50	3.00	11.16	0.28	28.00
5	777.60	91.29	302.82	383.49	2.15	8.70	0.20	36.00
6	648.06	83.87	286.77	277.42	1.90	8.07	0.19	39.00
7	400.67	67.73	376.25	-43.32	0.86	2.47	0.06	89.00
8	621.35	81.00	301.02	239.33	1.69	7.13	0.16	46.00
9	406.81	62.17	256.46	88.19	1.25	4.84	0.11	59.00
10	117.21	33.72	291.65	-208.16	0.29	-4.86	-0.01	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	1016.70	108.12	350.73	557.85	2.25	7.58	0.19	38.30

**TABLA NO 117.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2741.13	251.18	737.71	1752.24	3.29	11.66	0.26	34.00
2	2333.29	226.11	573.03	1534.15	3.56	12.31	0.27	36.00
3	1004.59	121.31	369.81	513.48	2.28	9.29	0.22	34.00
4	912.30	115.63	322.85	473.82	2.36	9.39	0.23	34.00
5	701.61	98.28	364.34	238.98	1.57	6.15	0.14	50.00
6	619.80	93.42	355.65	170.73	1.42	5.76	0.12	56.00
7	413.34	75.47	492.60	-154.72	0.67	0.44	-0.01	0.00
8	621.12	91.65	384.34	145.13	1.31	5.16	0.11	59.00
9	416.25	72.85	331.14	12.26	0.97	2.93	0.07	79.00
10	120.23	38.42	374.90	-293.09	0.22	-6.69	-0.05	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	988.37	118.43	430.64	439.30	1.76	5.64	0.14	38.20

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 118.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA I DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS. 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2607.40	265.48	872.87	1469.05	2.62	10.23	0.22	39.00
2	2498.23	241.49	678.34	1578.40	3.22	11.82	0.23	42.00
3	1017.89	133.09	426.22	458.58	1.99	8.22	0.18	42.00
4	953.65	127.36	387.66	438.63	2.02	8.12	0.18	44.00
5	712.42	109.43	440.33	162.66	1.31	5.07	0.10	64.00
6	645.73	102.56	437.29	105.88	1.18	4.43	0.08	73.00
7	388.46	81.65	589.85	-283.04	0.51	-1.50	-0.05	0.00
8	607.43	99.62	462.89	44.92	1.04	3.06	0.07	80.00
9	389.50	79.49	401.78	-91.77	0.73	1.07	0.02	134.00
10	115.10	41.89	467.11	-393.91	0.16	-8.82	-0.10	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	993.58	128.21	516.43	348.94	1.48	4.17	0.09	51.80

**TABLA NO 119. INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS,
ALTERNATIVA I DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACION 2 EQUIPOS. 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2599.63	239.85	537.11	1822.67	4.24	13.55	0.35	27.00
2	2268.07	217.92	448.57	1601.57	4.40	13.82	0.31	32.00
3	1022.66	112.36	275.84	634.46	3.16	11.69	0.29	26.00
4	956.58	105.56	250.39	600.64	3.22	11.61	0.29	26.00
5	747.93	92.97	258.78	396.17	2.41	9.63	0.22	32.00
6	641.08	85.85	245.39	309.83	2.18	8.95	0.20	38.00
7	400.78	67.68	295.69	37.41	1.10	3.98	0.09	68.00
8	612.92	79.77	249.51	283.64	2.01	8.11	0.18	39.00
9	448.13	67.61	226.80	153.73	1.58	6.57	0.15	42.00
10	115.61	31.02	236.22	-151.64	0.36	-3.33	0.02	141.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	981.34	110.06	302.43	568.85	2.47	8.46	0.21	47.10

TRIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 120.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS, ALTERNATIVA I DE LÍNEAS

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2607.62	280.96	673.08	1653.58	3.35	12.01	0.27	32.00
2	2187.08	236.53	529.56	1420.99	3.58	12.50	0.26	36.00
3	937.50	121.39	319.61	496.51	2.45	9.70	0.23	32.00
4	937.29	118.30	296.73	522.27	2.62	10.20	0.24	32.00
5	713.15	98.78	320.68	293.69	1.84	7.76	0.16	44.00
6	603.82	89.92	302.86	211.04	1.62	6.87	0.14	48.00
7	407.23	72.07	405.82	-70.66	0.80	1.74	0.03	110.00
8	610.07	87.69	325.04	197.33	1.53	6.46	0.13	49.00
9	457.80	74.87	294.45	88.49	1.21	4.18	0.10	60.00
10	111.73	35.17	323.50	-246.94	0.24	-6.13	-0.04	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	957.33	121.57	379.13	456.63	1.92	6.53	0.15	44.30

TABLA NO 121.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS, ALTERNATIVA I DE LÍNEAS

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2570.62	307.43	771.10	1492.10	2.85	10.75	0.23	36.00
2	2248.89	271.92	602.14	1374.83	3.18	11.50	0.23	39.00
3	978.41	134.14	364.68	479.58	2.20	9.02	0.21	35.00
4	923.60	127.48	332.88	463.24	2.24	9.00	0.20	37.00
5	726.04	107.68	378.45	239.91	1.54	5.99	0.13	51.00
6	609.13	94.64	354.11	160.38	1.39	5.57	0.11	57.00
7	413.56	75.12	493.49	-155.06	0.67	0.75	-0.01	0.00
8	668.49	99.92	394.48	174.08	1.36	5.46	0.10	60.00
9	430.98	76.06	341.85	13.07	0.98	2.93	0.06	79.00
10	118.20	40.43	398.23	-320.46	0.20	-7.66	-0.08	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	968.79	133.48	443.14	392.17	1.66	5.33	0.12	39.40

TRONCO CON
PALLA DE ORIGEN

TABLA NO 122.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS, ALTERNATIVA I DE LÍNEAS

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2442.00	321.16	866.11	1254.72	2.36	9.42	0.18	43.00
2	2185.55	291.57	672.87	1221.12	2.79	10.60	0.19	44.00
3	971.50	146.78	404.44	420.28	1.94	8.05	0.17	45.00
4	910.05	137.29	367.93	404.83	2.00	8.26	0.18	43.00
5	711.76	112.80	424.31	174.66	1.37	5.46	0.11	59.00
6	605.20	98.67	405.30	101.24	1.19	4.74	0.09	68.00
7	404.85	77.31	585.19	-257.66	0.55	-0.79	-0.04	0.00
8	622.53	101.14	441.10	80.29	1.12	3.87	0.07	76.00
9	434.19	79.06	396.13	-40.99	0.91	1.90	0.04	102.00
10	114.34	43.33	462.11	-391.10	0.16	-9.07	-0.10	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	940.20	140.91	502.55	296.74	1.44	4.24	0.09	48.00

TABLA NO 123.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS, ALTERNATIVA I DE LÍNEAS

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2533.54	262.42	380.87	1890.25	5.77	15.56	0.43	22.00
2	2404.09	240.98	358.19	1804.91	5.88	15.74	0.37	26.00
3	955.43	121.80	205.05	628.58	3.90	13.03	0.36	19.00
4	928.23	118.53	196.54	613.16	4.01	13.10	0.34	21.00
5	788.66	105.25	170.81	512.61	3.77	12.68	0.31	20.00
6	598.95	92.56	143.97	362.42	3.34	11.91	0.30	20.00
7	403.01	74.92	114.01	214.08	2.73	10.43	0.26	21.00
8	656.00	92.52	147.79	415.70	3.52	12.02	0.27	22.00
9	471.23	77.47	123.25	270.52	2.92	10.77	0.25	22.00
10	115.03	34.56	79.49	0.97	1.01	3.31	0.18	27.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	985.42	122.10	192.00	671.32	3.69	11.86	0.31	22.00



TABLA NO 124.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2494.97	297.07	410.67	1787.22	5.11	14.65	0.37	24.00
2	2061.08	263.32	375.63	1422.14	4.65	14.13	0.32	29.00
3	1010.01	136.79	224.78	648.45	3.72	12.41	0.32	22.00
4	910.33	128.70	203.38	578.24	3.71	12.74	0.30	23.00
5	714.45	109.51	174.75	430.20	3.27	11.65	0.28	23.00
6	642.92	101.45	157.23	384.25	3.24	11.62	0.27	23.00
7	386.78	76.07	117.74	192.97	2.48	9.39	0.22	26.00
8	661.58	102.26	160.79	398.54	3.23	11.31	0.26	21.00
9	468.03	83.07	131.90	253.06	2.69	9.93	0.22	25.00
10	110.76	35.13	89.31	-13.68	0.86	2.27	0.15	34.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	946.09	133.34	204.62	608.14	3.30	11.01	0.27	25.00

TABLA NO 125.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACION 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2480.66	312.22	425.62	1742.83	4.87	14.27	0.36	24.00
2	2170.45	288.21	399.90	1482.33	4.54	13.94	0.31	29.00
3	957.83	147.38	228.30	582.16	3.40	11.98	0.31	22.00
4	1001.90	147.46	225.75	628.69	3.62	12.29	0.29	25.00
5	724.73	118.27	186.47	419.98	3.08	11.14	0.26	25.00
6	613.79	104.96	161.54	347.29	2.96	10.85	0.25	26.00
7	421.48	84.53	127.63	209.32	2.48	9.39	0.22	25.00
8	578.90	101.74	155.64	321.52	2.86	10.46	0.23	28.00
9	449.03	86.62	138.75	223.66	2.38	9.13	0.20	31.00
10	112.36	36.93	97.84	-22.41	0.78	1.39	0.13	38.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	951.11	142.83	214.74	593.54	3.10	10.48	0.26	27.30

TRABAJO
FALLA DE CONTROL

**TABLA NO 126.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA I DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2472.98	359.55	455.67	1657.77	4.42	13.63	0.32	25.00
2	2099.63	315.64	425.92	1358.07	4.03	12.99	0.29	30.00
3	962.56	159.26	239.47	563.83	3.21	11.39	0.28	25.00
4	841.47	147.11	219.84	474.52	3.02	11.01	0.26	27.00
5	727.60	127.76	193.30	406.55	2.91	10.58	0.25	25.00
6	608.05	112.73	171.65	323.67	2.72	10.19	0.23	29.00
7	386.24	88.29	128.45	169.50	2.16	8.16	0.19	30.00
8	608.67	114.22	173.76	320.70	2.62	9.70	0.22	28.00
9	481.31	95.83	146.34	239.13	2.43	9.06	0.19	29.00
10	114.94	41.13	104.02	-30.21	0.71	0.92	0.11	42.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	930.35	156.15	225.84	548.35	2.82	9.76	0.23	29.00

**TABLA NO 127.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350METROS,
ALTERNATIVA I DE LÍNEAS**

PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACION 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2485.33	199.69	762.82	1522.82	2.91	10.83	0.24	36.00
2	2260.28	179.53	612.00	1468.75	3.27	11.60	0.25	38.00
3	971.06	101.59	379.19	490.29	2.16	8.59	0.20	39.00
4	843.21	94.70	335.51	413.00	2.11	8.46	0.19	41.00
5	695.17	83.41	392.78	218.99	1.50	6.01	0.12	58.00
6	561.54	76.64	372.82	112.08	1.24	4.86	0.10	66.00
7	375.40	66.27	506.84	-197.71	0.60	-0.11	-0.03	0.00
8	600.27	76.19	398.12	125.96	1.24	4.57	0.08	74.00
9	409.82	69.60	358.34	-18.12	0.93	2.56	0.05	95.00
10	117.78	37.82	426.89	-346.93	0.19	-7.92	-0.09	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	931.99	98.54	454.53	378.91	1.61	4.95	0.11	44.70

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 128.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2475.21	240.22	869.49	1365.50	2.47	9.62	0.20	42.00
2	2276.34	215.57	674.28	1386.49	2.98	11.02	0.22	42.00
3	923.99	107.86	419.07	397.05	1.86	7.93	0.17	44.00
4	920.53	108.35	390.50	421.69	1.99	8.41	0.18	44.00
5	711.71	94.58	446.96	170.17	1.31	5.08	0.10	64.00
6	588.41	85.58	424.52	78.31	1.14	4.33	0.08	75.00
7	371.15	71.48	589.24	-289.56	0.50	-1.30	-0.05	0.00
8	597.11	84.57	465.17	47.37	1.03	3.32	0.06	85.00
9	477.01	75.98	427.21	-26.18	0.89	2.55	0.04	96.00
10	116.92	43.32	496.42	-422.81	0.15	-9.47	-0.11	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	945.84	112.75	520.28	312.80	1.43	4.15	0.09	49.20

**TABLA NO 129.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2675.12	247.18	797.78	1630.17	2.97	11.11	0.25	36.00
2	2264.18	201.47	614.48	1448.24	3.30	11.90	0.25	39.00
3	1007.67	95.19	356.58	555.91	2.45	9.90	0.24	33.00
4	971.33	95.08	334.46	541.79	2.52	10.09	0.24	35.00
5	719.79	83.24	363.59	272.96	1.68	7.26	0.16	45.00
6	645.78	77.73	353.97	214.08	1.54	6.60	0.14	52.00
7	400.91	67.56	471.10	-137.76	0.69	0.94	0.01	0.00
8	598.33	78.03	364.33	155.96	1.37	5.69	0.12	55.00
9	558.90	70.82	350.78	137.30	1.31	5.26	0.11	57.00
10	118.64	37.05	362.35	-280.76	0.23	-6.53	-0.05	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	996.06	105.33	436.94	453.79	1.81	6.22	0.15	35.20

TESIS CON
FALLA DE ORDEN

TABLA NO 130.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS

PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2687.91	294.64	927.05	1466.23	2.51	9.86	0.20	42.00
2	2242.80	246.26	698.39	1298.16	2.80	10.75	0.20	46.00
3	971.58	120.07	419.01	432.50	1.95	8.28	0.19	40.00
4	944.23	118.05	384.83	441.35	2.05	8.54	0.19	41.00
5	736.11	103.31	442.47	190.33	1.36	5.33	0.11	60.00
6	602.34	93.60	418.47	90.27	1.17	4.31	0.09	72.00
7	435.50	81.68	586.83	-233.00	0.59	-0.46	-0.03	0.00
8	591.72	90.27	446.08	55.36	1.07	3.56	0.07	77.00
9	445.85	78.01	400.59	-32.76	0.87	2.18	0.05	95.00
10	117.85	44.27	449.49	-375.92	0.17	-8.56	-0.09	0.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	977.59	127.02	517.32	333.25	1.45	4.38	0.10	47.30

TABLA NO 131.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2698.40	203.19	358.31	2136.90	6.71	16.69	0.48	21.00
2	2485.69	187.93	327.40	1970.37	6.84	17.04	0.40	26.00
3	1024.54	89.15	184.69	750.70	4.85	14.60	0.41	17.00
4	944.12	83.74	209.19	651.19	3.87	12.91	0.36	21.00
5	759.47	76.51	159.20	523.76	4.11	13.31	0.34	20.00
6	685.90	70.25	141.48	474.17	4.17	13.41	0.35	17.00
7	400.04	57.40	168.75	173.89	1.99	8.22	0.21	30.00
8	667.75	66.46	171.54	429.74	3.29	11.62	0.28	22.00
9	457.56	57.55	112.08	287.94	3.33	11.61	0.26	20.00
10	113.70	27.33	58.00	28.37	1.52	6.51	0.22	19.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	1023.72	91.95	189.06	742.70	4.07	12.59	0.33	21.30

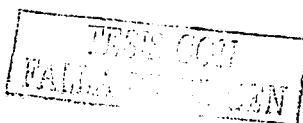
PLATAFORMA FIJA
FALLA DE ORIGEN

TABLA NO 132.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2707.14	231.08	424.27	2051.79	5.63	15.62	0.41	23.00
2	2550.51	216.78	378.36	1955.37	5.97	16.05	0.36	28.00
3	1039.56	110.25	226.42	702.89	3.89	12.94	0.35	21.00
4	959.13	102.53	273.44	583.16	3.02	11.25	0.29	26.00
5	729.04	89.82	199.13	440.09	3.03	11.06	0.26	26.00
6	629.34	83.36	174.06	371.93	2.99	11.11	0.27	25.00
7	411.85	67.13	238.34	106.38	1.39	5.66	0.13	49.00
8	599.86	81.33	221.76	296.77	2.19	8.41	0.20	34.00
9	462.99	69.74	146.81	246.45	2.45	9.61	0.21	27.00
10	115.97	33.34	77.67	4.96	1.08	3.81	0.17	29.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	1020.54	108.54	236.03	675.98	3.16	10.55	0.27	28.80

TABLA NO 133.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2645.72	249.08	478.23	1918.41	4.87	14.43	0.37	25.00
2	2287.08	221.52	403.98	1661.59	4.97	14.73	0.32	31.00
3	946.12	118.25	255.22	572.65	3.05	11.07	0.28	26.00
4	894.73	113.12	320.97	460.64	2.32	9.33	0.22	35.00
5	668.19	97.58	231.87	338.74	2.34	9.09	0.21	33.00
6	607.80	90.34	203.52	313.94	2.39	9.43	0.22	31.00
7	387.54	72.35	294.11	21.07	1.06	3.66	0.07	79.00
8	581.23	87.50	269.34	224.39	1.70	6.84	0.15	44.00
9	411.72	72.05	170.90	168.77	1.80	7.43	0.18	31.00
10	116.30	37.57	98.96	-20.24	0.81	1.90	0.13	41.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	954.64	115.94	272.71	566.00	2.53	8.79	0.22	37.60



**TABLA NO 134.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2519.77	253.83	533.63	1732.31	4.09	13.30	0.32	28.00
2	2396.82	244.34	473.61	1678.87	4.45	13.90	0.30	32.00
3	951.28	130.16	302.52	518.60	2.56	10.09	0.23	34.00
4	943.33	128.25	390.55	424.54	1.99	8.11	0.18	42.00
5	689.71	107.14	279.11	303.47	1.96	7.86	0.16	42.00
6	607.33	102.12	246.43	258.79	1.96	8.19	0.17	41.00
7	417.55	82.10	369.27	-33.82	0.88	2.44	0.03	115.00
8	595.66	97.52	326.05	172.09	1.44	6.04	0.11	58.00
9	443.07	82.48	210.78	149.81	1.57	6.28	0.13	49.00
10	120.59	42.34	124.29	-46.05	0.64	0.23	0.10	51.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	968.51	127.03	325.62	515.86	2.15	7.64	0.17	49.20

**TABLA NO 135.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2686.03	245.82	429.55	2010.66	5.51	15.54	0.39	24.00
2	2252.73	212.65	366.44	1673.64	5.37	15.37	0.36	27.00
3	994.95	107.35	217.66	669.93	3.87	12.99	0.33	22.00
4	917.24	102.23	243.69	571.31	3.16	11.59	0.29	26.00
5	695.76	88.42	184.65	422.70	3.11	11.43	0.26	26.00
6	618.36	84.13	168.84	365.40	2.97	10.92	0.25	27.00
7	408.25	68.16	202.64	137.45	1.63	6.89	0.15	46.00
8	612.12	82.18	199.40	330.54	2.50	9.56	0.22	29.00
9	486.50	69.00	145.51	271.98	2.64	10.04	0.21	29.00
10	115.56	31.05	91.20	-6.69	0.93	3.01	0.15	36.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	978.75	109.10	224.96	644.69	3.17	10.73	0.26	29.20

FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 136.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2524.36	275.29	466.43	1782.65	4.63	13.98	0.35	25.00
2	2509.77	259.95	423.01	1826.81	5.16	14.97	0.32	29.00
3	952.43	117.83	238.91	595.69	3.31	11.82	0.29	25.00
4	900.84	112.94	285.00	502.90	2.64	10.30	0.23	34.00
5	738.61	99.26	218.72	420.63	2.77	10.47	0.24	28.00
6	662.03	92.58	195.18	374.27	2.77	10.64	0.25	27.00
7	429.90	73.70	262.06	94.14	1.34	5.30	0.11	55.00
8	639.80	90.35	245.50	303.95	2.09	8.18	0.19	36.00
9	492.20	73.68	164.55	253.97	2.33	9.06	0.19	30.00
10	125.62	37.28	106.58	-18.24	0.84	2.08	0.13	38.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	997.56	123.29	260.59	613.68	2.79	9.68	0.23	32.70

**TABLA NO 137.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2606.04	305.87	518.64	1781.53	4.27	13.46	0.30	28.00
2	2281.14	268.36	444.44	1568.34	4.36	13.73	0.29	31.00
3	1004.49	134.17	267.55	602.76	3.07	11.36	0.27	27.00
4	965.34	129.79	332.40	503.16	2.46	9.47	0.21	36.00
5	746.28	110.09	244.40	391.79	2.47	9.57	0.22	32.00
6	660.09	98.08	212.64	349.37	2.51	9.75	0.21	33.00
7	417.42	74.70	305.81	36.92	1.09	3.94	0.07	76.00
8	583.46	91.85	272.53	219.08	1.68	6.74	0.16	41.00
9	434.37	77.14	178.28	178.95	1.87	7.82	0.16	36.00
10	119.06	39.13	114.29	-34.36	0.71	0.89	0.11	44.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	981.77	132.92	289.10	559.75	2.45	8.67	0.20	38.40

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 138.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2579.47	328.11	553.06	1698.30	3.88	12.78	0.28	30.00
2	2019.90	282.19	461.05	1276.66	3.63	12.36	0.24	36.00
3	883.80	139.81	280.91	463.08	2.52	10.04	0.22	33.00
4	912.67	140.97	372.46	399.23	1.99	8.03	0.17	44.00
5	646.08	108.70	258.79	278.58	1.95	7.87	0.17	39.00
6	612.69	102.19	228.77	281.73	2.12	8.53	0.18	38.00
7	417.60	79.19	355.17	-16.76	0.92	2.60	0.04	98.00
8	580.96	99.86	313.31	167.79	1.44	5.87	0.12	52.00
9	456.88	86.53	195.99	174.36	1.76	7.04	0.14	40.00
10	117.05	44.81	123.29	-51.05	0.60	-0.30	0.09	54.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	922.71	141.24	314.28	467.19	2.08	7.48	0.17	46.40

**TABLA NO 139.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2645.78	264.82	384.86	1996.10	5.96	15.93	0.43	21.00
2	2430.62	242.82	360.80	1827.00	5.81	15.67	0.37	27.00
3	1012.31	122.34	205.54	684.43	4.14	13.48	0.38	18.00
4	895.13	115.63	193.52	585.98	3.81	12.93	0.34	21.00
5	755.22	101.54	166.49	487.19	3.70	12.61	0.32	20.00
6	685.52	98.02	154.38	433.12	3.63	12.46	0.30	21.00
7	411.16	75.79	114.42	220.96	2.76	10.36	0.26	20.00
8	646.54	92.44	147.26	406.84	3.58	12.47	0.29	20.00
9	486.37	78.37	127.70	280.30	2.97	10.94	0.25	23.00
10	111.90	34.32	79.88	-2.30	0.98	3.50	0.18	28.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	1008.06	122.61	193.48	691.96	3.73	12.03	0.31	21.90

ENVIOS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 140.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2465.15	300.80	415.98	1748.37	5.05	14.77	0.37	23.00
2	2239.58	266.16	379.68	1593.74	4.97	14.55	0.33	28.00
3	1012.27	136.72	224.11	651.45	3.70	12.39	0.32	23.00
4	852.99	124.71	199.65	528.62	3.47	12.25	0.31	22.00
5	701.49	108.48	170.84	422.16	3.30	11.42	0.28	22.00
6	594.82	98.15	155.22	341.45	3.05	11.30	0.27	24.00
7	399.26	78.88	118.97	201.41	2.60	9.90	0.23	24.00
8	720.98	108.06	171.83	441.09	3.30	11.49	0.25	24.00
9	445.09	81.50	131.22	232.38	2.53	9.58	0.21	27.00
10	114.52	36.18	90.66	-12.32	0.87	2.25	0.15	34.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	954.62	133.96	205.82	614.84	3.28	10.99	0.27	25.10

**TABLA NO 141.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2606.28	329.23	437.32	1839.73	4.96	14.34	0.34	25.00
2	2283.38	297.62	411.75	1574.02	4.65	14.09	0.29	33.00
3	840.33	133.29	211.76	495.27	3.08	10.93	0.27	27.00
4	928.58	141.41	219.35	567.82	3.40	11.96	0.29	24.00
5	689.82	116.82	180.85	392.15	3.02	10.93	0.26	25.00
6	577.69	102.09	157.54	318.06	2.85	10.39	0.24	26.00
7	391.18	83.41	125.69	182.08	2.31	8.95	0.20	27.00
8	625.22	105.93	163.06	356.24	3.01	10.89	0.23	25.00
9	445.56	84.94	137.28	223.34	2.35	8.63	0.20	26.00
10	116.09	37.37	96.65	-17.94	0.83	1.74	0.13	38.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	950.41	143.21	214.12	593.08	3.05	10.28	0.25	27.60

IMPRESION
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 142.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2371.98	339.02	443.72	1589.24	4.30	13.25	0.32	25.00
2	1996.16	296.97	415.22	1283.97	3.93	12.86	0.27	32.00
3	948.51	159.25	240.20	549.05	3.05	10.85	0.27	26.00
4	882.47	150.70	228.13	503.63	3.03	10.79	0.27	26.00
5	743.77	126.12	191.60	426.05	3.01	10.89	0.24	27.00
6	612.51	112.32	167.10	333.10	2.80	10.14	0.24	26.00
7	362.43	87.45	127.82	147.16	2.02	7.81	0.18	31.00
8	562.69	108.55	164.49	289.65	2.65	10.01	0.21	29.00
9	423.67	91.51	137.71	194.44	2.21	8.52	0.18	31.00
10	108.75	39.81	104.43	-35.48	0.68	0.31	0.11	46.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	901.29	151.17	222.04	528.08	2.77	9.54	0.23	29.90

**TABLA NO 143.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2374.20	194.35	504.78	1675.07	4.20	13.36	0.34	27.00
2	2303.06	189.10	458.28	1655.68	4.47	14.02	0.31	32.00
3	919.72	96.19	277.86	545.67	2.78	10.26	0.25	31.00
4	879.45	95.26	346.44	437.76	2.15	8.58	0.20	38.00
5	712.99	85.69	260.77	366.52	2.27	8.92	0.20	35.00
6	636.14	81.91	231.79	322.44	2.27	9.03	0.20	35.00
7	383.84	69.25	326.30	-11.71	0.93	2.88	0.05	98.00
8	628.51	78.91	306.48	243.12	1.67	6.67	0.14	45.00
9	455.63	69.09	202.17	184.37	1.75	7.04	0.15	38.00
10	118.40	38.92	145.84	-66.36	0.55	-0.65	0.08	60.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	941.19	99.87	306.07	535.26	2.30	8.01	0.19	43.90

TIENE CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 144.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2377.47	225.95	532.63	1618.90	3.87	12.83	0.31	29.00
2	2250.79	216.80	479.72	1554.26	4.10	13.36	0.28	34.00
3	918.44	109.79	302.78	505.87	2.53	9.90	0.24	31.00
4	904.87	108.23	380.99	415.65	1.98	8.15	0.18	44.00
5	718.95	92.25	283.81	342.89	2.08	8.33	0.18	41.00
6	617.12	86.51	248.27	282.35	2.02	8.31	0.19	37.00
7	383.68	71.34	369.05	-56.71	0.81	1.54	0.02	133.00
8	560.76	82.05	328.35	150.36	1.36	5.29	0.12	54.00
9	424.14	74.31	211.45	138.37	1.54	5.85	0.13	48.00
10	119.95	43.37	153.83	-77.24	0.50	-1.55	0.06	71.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	927.62	111.06	329.09	487.47	2.08	7.20	0.17	52.20

**TABLA NO 145.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2692.35	251.43	556.62	1884.30	4.28	13.63	0.32	28.00
2	2335.67	203.88	457.19	1674.60	4.58	14.03	0.31	32.00
3	1048.54	99.14	272.64	676.76	3.32	11.80	0.30	26.00
4	963.95	95.77	332.73	535.45	2.51	10.00	0.23	35.00
5	710.49	83.25	231.55	395.69	2.59	10.05	0.24	30.00
6	612.47	79.73	195.19	337.55	2.61	10.13	0.23	31.00
7	405.79	68.09	290.19	47.51	1.13	3.96	0.09	66.00
8	635.74	76.35	267.72	291.67	1.95	8.06	0.18	37.00
9	476.33	68.69	167.41	240.23	2.28	9.21	0.19	32.00
10	115.33	36.40	81.00	-2.07	0.99	3.41	0.16	31.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	999.66	106.27	285.22	608.17	2.62	9.43	0.23	34.80

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 146.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2435.35	273.01	579.88	1582.46	3.64	12.47	0.28	31.00
2	2027.89	235.36	487.39	1305.13	3.57	12.36	0.25	36.00
3	948.42	120.26	300.06	528.10	2.55	9.65	0.23	33.00
4	964.94	120.56	390.08	454.30	2.07	8.28	0.18	42.00
5	680.16	99.99	279.46	300.71	1.97	7.91	0.18	39.00
6	606.21	92.87	236.31	277.04	2.05	8.13	0.18	38.00
7	400.50	79.06	355.94	-34.50	0.87	2.23	0.04	105.00
8	611.28	91.54	327.23	192.51	1.50	5.87	0.12	54.00
9	448.09	80.32	199.17	168.61	1.73	6.87	0.14	43.00
10	120.28	45.29	112.03	-37.04	0.68	0.54	0.10	50.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	924.31	123.83	326.76	473.73	2.06	7.43	0.17	47.10

**TABLA NO 147.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN, 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2862.46	212.01	367.53	2282.93	7.00	16.95	0.47	21.00
2	2588.46	195.74	359.57	2033.15	6.46	16.32	0.39	27.00
3	1037.71	87.84	131.93	817.94	6.89	17.03	0.51	13.00
4	997.38	87.29	218.65	691.44	4.01	13.34	0.36	22.00
5	757.94	74.16	161.40	522.38	4.04	13.21	0.35	18.00
6	673.31	71.55	99.49	502.27	5.77	15.69	0.40	13.00
7	434.03	59.31	170.89	203.83	2.16	8.87	0.22	27.00
8	631.04	68.93	168.93	393.17	3.17	11.32	0.28	23.00
9	491.82	64.11	83.67	344.03	4.70	13.98	0.32	12.00
10	114.51	28.07	41.31	45.14	2.13	8.42	0.26	13.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	1058.87	94.90	180.34	783.63	4.63	13.51	0.36	18.90

TESIS CON
FALLA DE CALIDAD

**TABLA NO 148.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2580.10	231.56	416.97	1931.58	5.47	15.42	0.40	24.00
2	2367.11	209.38	418.64	1739.09	4.96	14.69	0.32	31.00
3	1024.21	113.29	159.71	751.22	5.40	15.33	0.41	16.00
4	969.30	105.75	274.98	588.56	3.02	11.07	0.27	29.00
5	683.27	87.23	193.94	402.10	2.88	10.40	0.26	26.00
6	625.56	85.72	117.58	422.26	4.35	13.67	0.33	17.00
7	379.58	66.68	235.83	77.06	1.28	5.14	0.12	55.00
8	559.20	75.62	213.99	269.60	2.10	8.22	0.18	37.00
9	474.14	72.36	99.99	301.78	3.74	12.50	0.25	20.00
10	113.80	34.59	54.10	25.11	1.50	5.91	0.20	20.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	977.63	108.22	218.57	650.84	3.47	11.23	0.27	27.50

**TABLA NO 149.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACION 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2626.91	251.32	479.67	1895.92	4.80	14.40	0.36	26.00
2	2360.77	222.75	470.99	1667.02	4.41	13.72	0.30	33.00
3	980.18	122.44	173.83	683.91	4.70	14.28	0.38	16.00
4	923.73	113.78	320.12	489.83	2.43	9.32	0.22	35.00
5	721.17	99.72	238.53	382.92	2.48	9.57	0.21	33.00
6	619.84	98.43	136.10	385.31	3.64	12.34	0.29	20.00
7	388.84	74.15	300.32	14.37	1.01	3.34	0.08	75.00
8	597.89	89.00	275.08	233.81	1.71	6.74	0.15	44.00
9	445.69	80.97	113.86	250.87	2.98	10.91	0.23	21.00
10	116.55	37.90	63.25	15.40	1.28	4.89	0.19	21.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	978.16	119.05	257.17	601.94	2.94	9.95	0.24	32.40

**TABLA NO 150.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA FIJA ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2475.08	258.34	534.05	1682.69	4.00	13.14	0.32	28.00
2	2407.40	243.63	551.78	1611.99	3.77	12.74	0.27	35.00
3	1061.89	142.62	202.02	717.26	4.29	13.61	0.34	19.00
4	956.08	129.81	387.90	438.37	2.06	8.39	0.18	43.00
5	717.49	109.92	282.39	325.18	2.02	7.91	0.17	42.00
6	663.07	110.36	156.93	395.78	3.31	11.61	0.26	23.00
7	374.40	80.59	366.59	-72.77	0.78	1.47	0.02	132.00
8	565.43	95.08	323.28	147.07	1.36	5.24	0.12	54.00
9	451.94	87.22	129.04	235.68	2.56	9.30	0.20	28.00
10	123.33	42.64	72.70	7.99	1.12	3.95	0.16	28.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	979.61	130.02	300.67	548.92	2.53	8.73	0.20	43.20

**TABLA NO 151.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2627.14	246.78	423.24	1957.12	5.42	15.28	0.39	24.00
2	2118.03	198.80	390.09	1529.13	4.78	14.66	0.32	30.00
3	1009.30	112.92	142.99	753.39	5.93	15.96	0.42	15.00
4	923.69	102.49	249.01	572.18	3.12	11.48	0.28	29.00
5	757.11	95.63	194.55	466.94	3.29	12.03	0.28	24.00
6	620.74	88.15	104.68	427.92	4.89	14.84	0.34	16.00
7	404.53	69.26	205.46	129.82	1.58	6.63	0.15	43.00
8	635.37	82.78	204.51	348.08	2.50	9.68	0.21	34.00
9	474.28	71.08	84.48	318.72	4.30	13.62	0.28	17.00
10	115.00	31.79	36.17	47.04	2.31	9.13	0.26	11.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	968.52	109.97	203.52	655.03	3.81	12.33	0.29	24.30

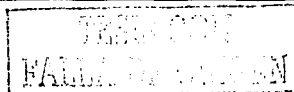


TABLA NO 152.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2673.92	279.51	474.06	1920.35	4.87	14.49	0.35	25.00
2	2212.48	239.72	451.30	1521.46	4.22	13.49	0.29	32.00
3	1000.03	128.49	164.38	707.17	5.06	15.00	0.38	17.00
4	921.93	116.28	292.38	513.28	2.61	10.09	0.23	34.00
5	766.76	101.05	223.82	441.89	2.79	10.28	0.23	31.00
6	685.28	97.96	125.05	462.28	4.46	13.88	0.33	16.00
7	404.21	72.33	262.42	69.46	1.22	4.61	0.10	60.00
8	627.39	87.78	240.58	299.03	2.02	7.58	0.17	40.00
9	498.12	79.46	103.71	314.95	3.63	12.16	0.26	17.00
10	115.97	35.17	43.86	36.93	1.87	7.49	0.21	18.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	990.61	123.78	238.16	628.68	3.28	10.91	0.26	29.00

TABLA NO 153.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2517.77	296.62	504.03	1717.12	4.25	13.47	0.32	27.00
2	2314.73	265.84	511.17	1537.72	3.87	12.86	0.27	34.00
3	1046.85	141.45	185.03	720.37	4.65	14.20	0.36	18.00
4	966.81	134.10	339.64	493.07	2.31	9.05	0.20	39.00
5	689.41	102.62	233.94	352.86	2.36	9.09	0.20	34.00
6	660.17	100.69	138.89	420.60	3.84	12.89	0.29	21.00
7	385.27	73.56	302.33	9.38	1.00	3.30	0.06	78.00
8	665.71	100.76	288.46	276.50	1.85	7.55	0.16	43.00
9	494.78	84.36	118.13	292.29	3.13	11.06	0.24	22.00
10	116.02	39.46	51.30	25.26	1.51	5.96	0.20	18.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	985.75	133.95	267.29	584.52	2.88	9.94	0.23	33.40

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 154.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2432.55	317.11	544.11	1571.33	3.75	12.60	0.27	29.00
2	2062.70	278.41	541.05	1243.23	3.20	11.65	0.23	37.00
3	966.47	147.43	197.86	621.18	3.91	13.10	0.30	22.00
4	875.17	138.61	367.30	369.26	1.94	8.02	0.17	44.00
5	742.44	117.22	264.13	361.09	2.23	8.86	0.18	37.00
6	646.75	106.82	151.45	388.48	3.37	11.98	0.26	24.00
7	370.39	76.75	351.06	-57.42	0.81	1.89	0.03	118.00
8	596.51	100.08	309.65	186.78	1.50	5.96	0.12	52.00
9	431.68	82.55	121.65	227.48	2.60	9.74	0.20	26.00
10	118.63	44.74	58.83	15.06	1.27	5.04	0.17	22.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	924.33	140.97	290.71	492.65	2.46	8.88	0.19	41.10

**TABLA NO 155.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 125 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2559.66	263.06	378.09	1918.51	5.86	15.64	0.42	22.00
2	2239.62	232.77	352.02	1654.83	5.54	15.31	0.36	28.00
3	971.93	121.17	109.21	741.56	7.37	17.61	0.47	12.00
4	937.09	119.99	194.15	622.95	4.01	13.09	0.34	20.00
5	719.22	101.77	166.39	451.06	3.57	12.39	0.30	22.00
6	649.61	98.52	79.14	471.95	6.59	16.57	0.38	12.00
7	425.41	75.61	115.32	234.49	2.89	10.64	0.25	23.00
8	646.72	92.89	147.34	406.49	3.50	11.98	0.28	21.00
9	474.00	79.96	63.24	330.80	5.73	15.67	0.31	13.00
10	114.28	33.27	27.30	53.71	3.02	10.67	0.28	9.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	973.75	121.90	163.22	688.63	4.81	13.96	0.34	18.20

TESIS CON
TABLA DE CONTENIDO

**TABLA NO 156.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 250 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2492.42	306.27	411.93	1774.22	5.07	14.58	0.37	23.00
2	2201.05	266.06	380.00	1554.99	4.89	14.39	0.32	29.00
3	1007.90	138.54	122.59	746.78	6.69	16.68	0.43	14.00
4	909.10	126.89	203.61	578.60	3.67	12.35	0.30	24.00
5	698.88	109.09	172.95	416.84	3.26	11.54	0.28	23.00
6	660.34	104.82	87.53	468.00	5.99	15.80	0.36	14.00
7	375.74	75.24	116.31	184.19	2.42	9.14	0.21	27.00
8	642.52	99.36	156.19	386.98	3.27	11.08	0.25	23.00
9	470.02	84.57	66.19	319.26	5.18	14.53	0.29	13.00
10	110.87	35.98	31.33	43.56	2.40	8.97	0.24	12.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	956.88	134.68	174.86	647.34	4.28	12.91	0.31	20.20

**TABLA NO 157.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2519.58	326.62	432.54	1760.42	4.87	14.15	0.35	24.00
2	2182.07	295.65	406.50	1479.92	4.49	13.78	0.30	31.00
3	959.39	149.14	124.92	685.33	6.07	16.05	0.41	14.00
4	953.95	143.14	218.90	591.91	3.53	12.19	0.31	22.00
5	747.66	119.56	186.81	441.30	3.17	11.22	0.26	25.00
6	659.27	115.04	93.24	451.00	5.57	15.22	0.34	14.00
7	411.27	83.19	125.80	202.28	2.47	9.04	0.22	25.00
8	599.59	102.62	158.83	338.15	2.93	10.89	0.24	25.00
9	444.98	91.83	69.92	283.23	4.61	13.82	0.28	15.00
10	106.52	36.38	34.42	35.72	2.09	8.13	0.23	13.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	958.43	146.32	185.19	626.92	3.98	12.45	0.29	20.80

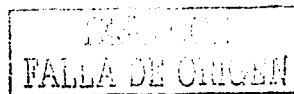
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 158.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

BARCO FPSO ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2274.37	338.18	445.77	1490.42	4.17	13.31	0.32	26.00
2	1890.80	288.73	401.43	1200.64	3.79	12.69	0.28	31.00
3	977.42	164.17	136.19	677.07	5.66	15.72	0.37	15.00
4	876.45	151.74	229.07	495.64	3.03	11.17	0.26	29.00
5	675.84	122.88	187.44	365.52	2.76	10.44	0.24	27.00
6	620.66	116.15	94.84	409.67	4.97	14.51	0.32	16.00
7	406.83	91.33	131.09	184.41	2.26	8.66	0.20	28.00
8	554.04	107.59	165.42	281.02	2.51	9.69	0.22	27.00
9	426.47	91.57	70.71	264.18	4.19	13.14	0.26	16.00
10	109.84	41.53	38.32	29.99	1.82	6.92	0.21	14.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	881.27	151.39	190.03	539.86	3.52	11.63	0.27	22.90

**TABLA NO 159.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2494.66	199.24	509.02	1786.40	4.35	13.72	0.34	27.00
2	2282.72	184.03	511.38	1587.31	4.00	13.17	0.28	35.00
3	1023.83	105.44	187.33	731.06	4.55	13.93	0.36	20.00
4	952.19	96.28	352.50	503.41	2.32	9.23	0.21	40.00
5	705.75	83.07	258.13	364.56	2.27	9.09	0.20	36.00
6	619.91	82.52	143.31	394.07	3.50	12.11	0.28	24.00
7	375.72	66.78	319.40	-10.46	0.94	2.86	0.05	96.00
8	582.39	77.59	291.13	213.67	1.61	6.63	0.14	49.00
9	473.65	74.41	123.55	275.69	2.99	10.75	0.23	25.00
10	112.67	37.87	73.63	1.16	1.04	3.51	0.17	28.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	962.35	100.72	276.94	584.69	2.76	9.50	0.23	38.00



**TABLA NO 160- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA TLP ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2416.72	230.71	534.83	1651.18	3.98	13.10	0.31	28.00
2	2208.98	215.65	541.16	1452.16	3.54	12.17	0.27	35.00
3	1036.44	118.62	207.59	710.22	4.16	13.44	0.34	21.00
4	886.36	108.12	383.81	394.43	1.97	8.07	0.17	44.00
5	644.03	89.88	274.60	279.55	1.91	7.75	0.17	40.00
6	640.00	92.50	159.02	388.49	3.25	11.55	0.26	25.00
7	392.74	72.62	368.11	-47.99	0.84	1.99	0.02	130.00
8	563.37	83.31	327.00	153.06	1.38	5.36	0.11	58.00
9	413.05	75.10	129.11	208.84	2.36	8.69	0.19	29.00
10	108.27	42.47	81.67	-15.87	0.82	1.50	0.14	33.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	930.99	112.90	300.69	517.41	2.42	8.36	0.20	44.30

**TABLA NO 161.- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 350 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS, 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2505.22	234.23	534.68	1736.30	4.14	13.47	0.33	28.00
2	2155.22	204.31	517.93	1432.98	3.69	12.69	0.28	35.00
3	1034.46	100.61	174.55	759.31	5.12	15.08	0.41	16.00
4	971.81	95.86	332.91	543.04	2.53	10.10	0.23	35.00
5	752.90	85.21	239.34	428.35	2.64	10.29	0.24	29.00
6	700.86	86.99	134.46	479.42	4.36	13.83	0.33	18.00
7	417.56	67.97	286.20	63.39	1.18	4.51	0.10	62.00
8	558.73	75.60	254.13	229.00	1.82	7.54	0.16	43.00
9	482.63	72.87	107.31	302.45	3.51	12.17	0.26	21.00
10	115.26	35.78	42.79	36.69	1.87	7.82	0.23	15.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	969.46	105.94	262.43	601.09	3.09	10.75	0.26	30.20

BASE CON
VALLA DE ORIGEN

**TABLA NO 162- INDICADORES DE RENTABILIDAD, TIRANTE DE AGUA 450 METROS,
ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS**

PLATAFORMA CPT ESCENARIO DE EXPLOTACIÓN 2 EQUIPOS. 80%UP, 80%RE, 75% OA								
CAMPO	VALOR ACTUAL DE LOS INGRESOS [MMDLS]	VALOR ACTUAL GASTOS OP. Y MANTTO [MMDLS]	VALOR ACTUAL INVERSIONES [MMDLS]	GANANCIA [MMDLS]	RAZON BENEFICIO COSTO	TASA DE RENDIMIENTO	TIR(fracción)	TIEMPO DE CANCELACIÓN(meses)
1	2532.43	283.42	587.44	1661.58	3.66	12.44	0.29	30.00
2	2108.66	245.69	573.57	1289.40	3.14	11.41	0.24	39.00
3	1001.45	126.61	190.14	684.70	4.38	13.99	0.37	18.00
4	1034.26	125.43	396.53	512.30	2.19	8.89	0.19	42.00
5	654.87	95.66	271.15	288.06	1.93	7.77	0.17	40.00
6	643.20	100.71	142.53	399.97	3.63	12.47	0.29	20.00
7	395.22	80.46	355.80	-41.03	0.86	2.14	0.04	109.00
8	658.20	95.32	325.36	237.52	1.63	6.49	0.14	48.00
9	492.01	85.70	121.48	284.83	3.03	10.98	0.23	22.00
10	121.51	44.94	51.80	24.77	1.50	5.74	0.19	19.00
INDICADORES ECONÓMICOS TOTALES	964.18	128.39	301.58	534.21	2.59	9.23	0.22	38.70

**TIENE CON
FALLA DE CABLEN**

GRAFICAS:

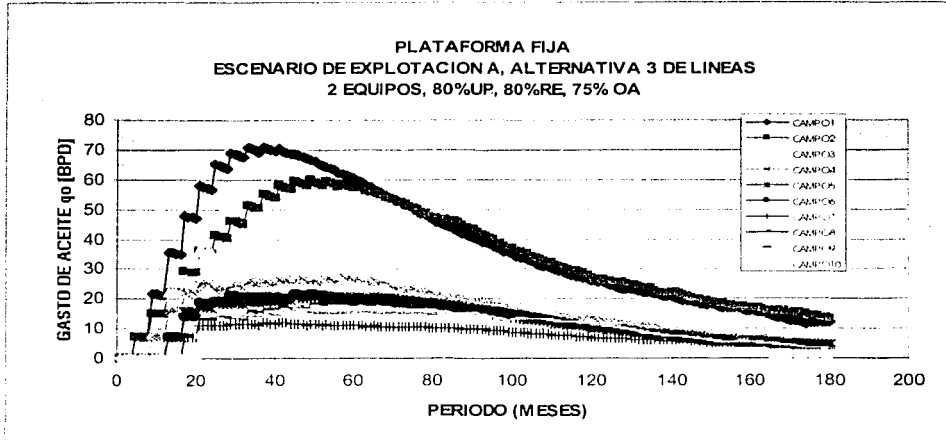


FIGURA NO 80.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 m.

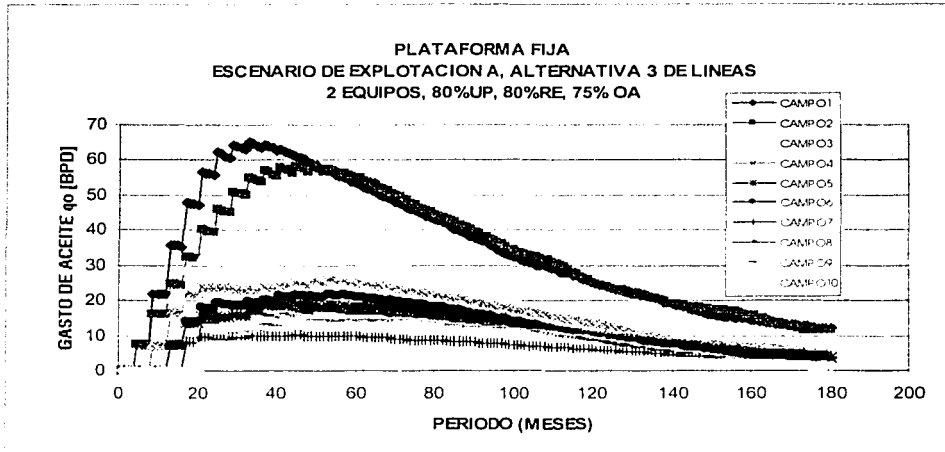


FIGURA NO 81.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 m.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

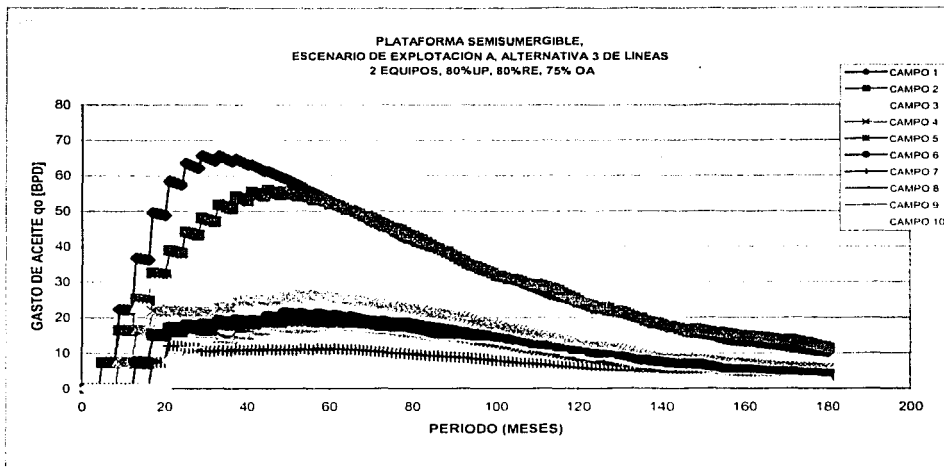


FIGURA NO 82.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M.

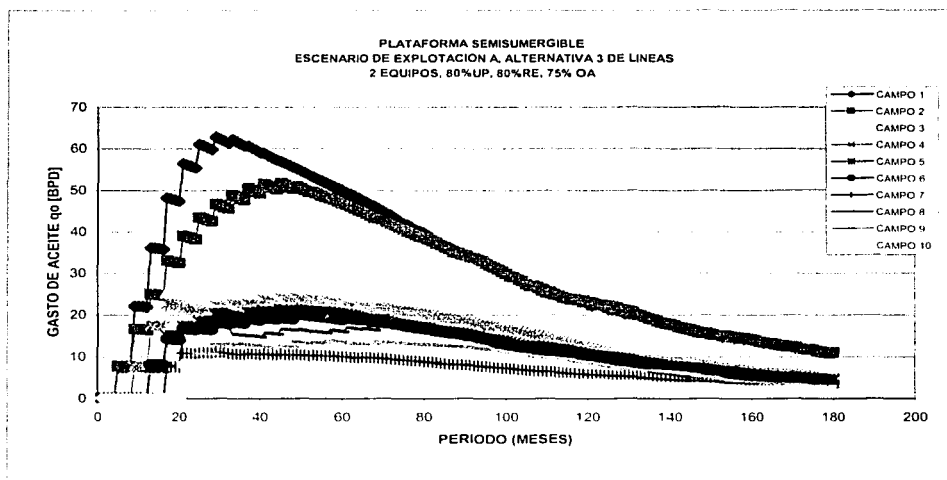


FIGURA NO 83.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M.

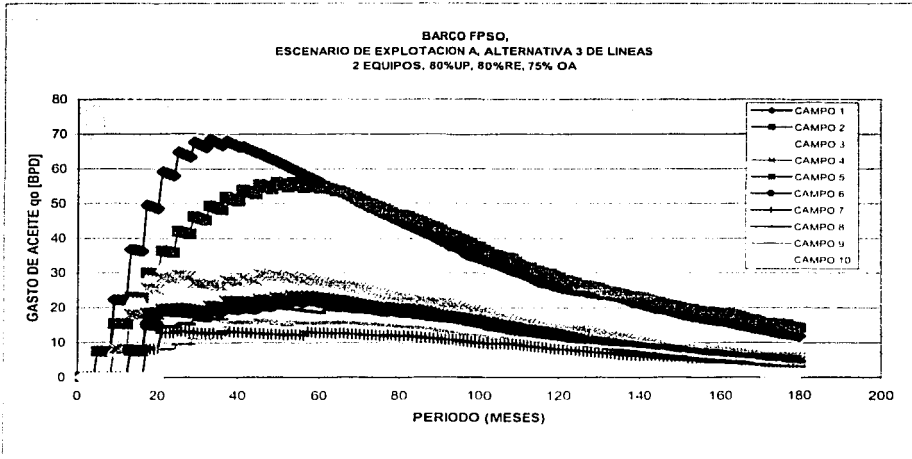


FIGURA No 84.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M.

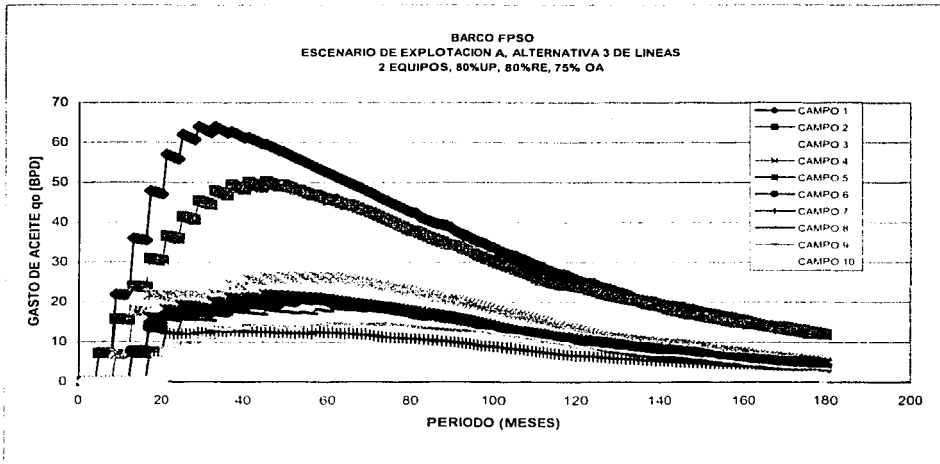


FIGURA No 85.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

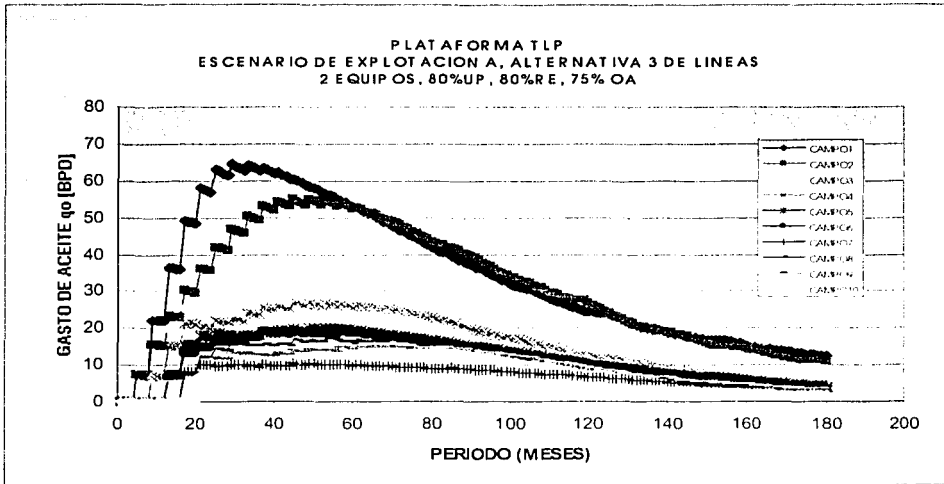


FIGURA No 86.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M.

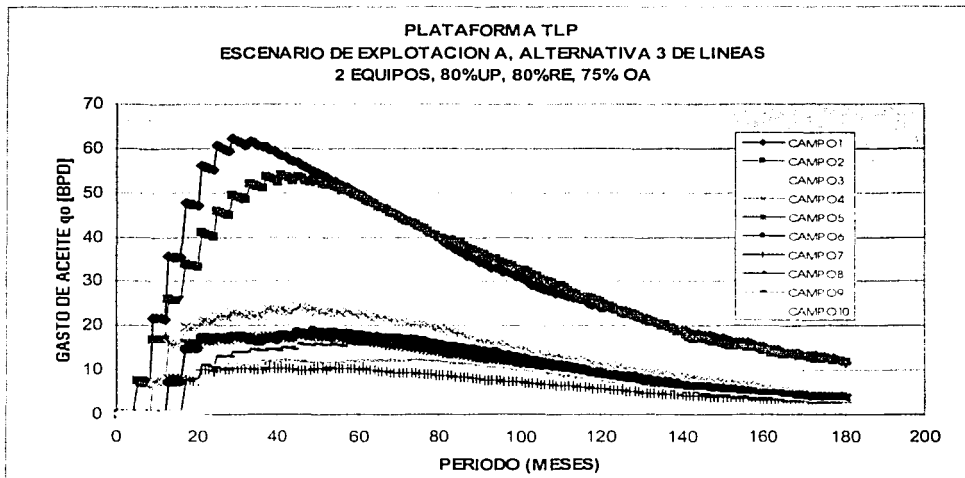


FIGURA No 87.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M.

TESIS CON
 FALLA DE CENEN

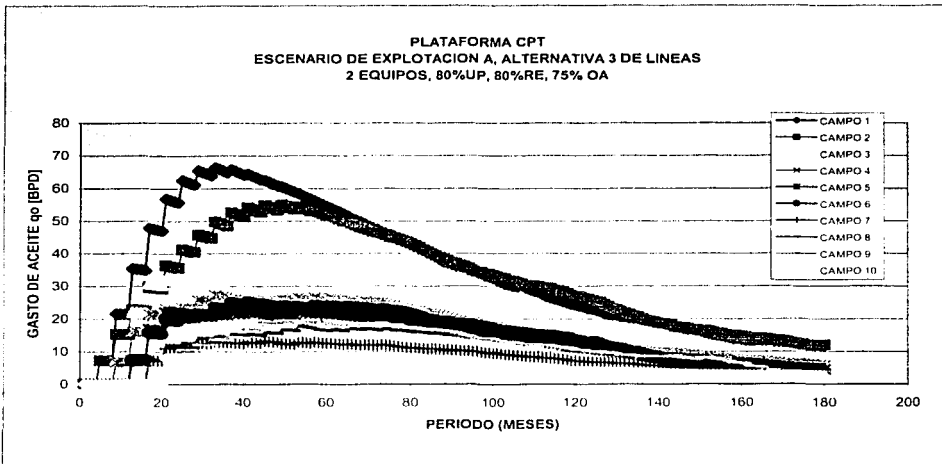


FIGURA No 88.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 350 M.

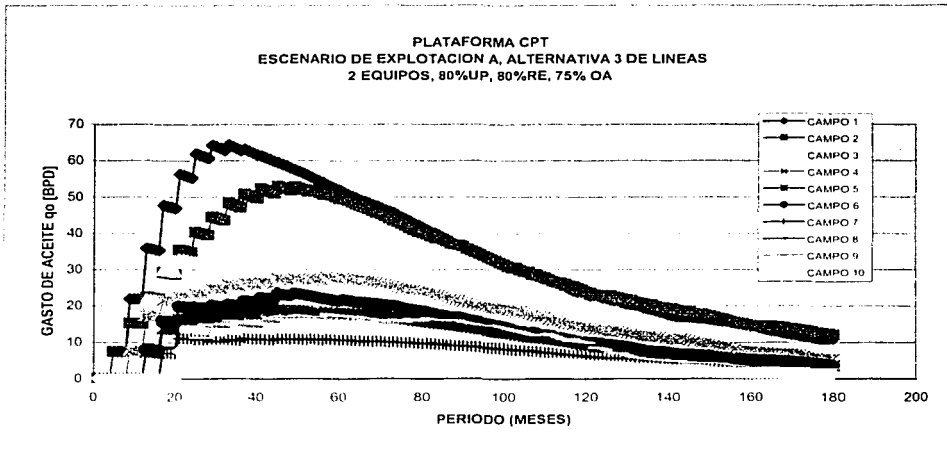


FIGURA No 89.- PERFIL DE PRODUCCIÓN DE ACEITE POR CAMPO, TIRANTE DE AGUA 450 M.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

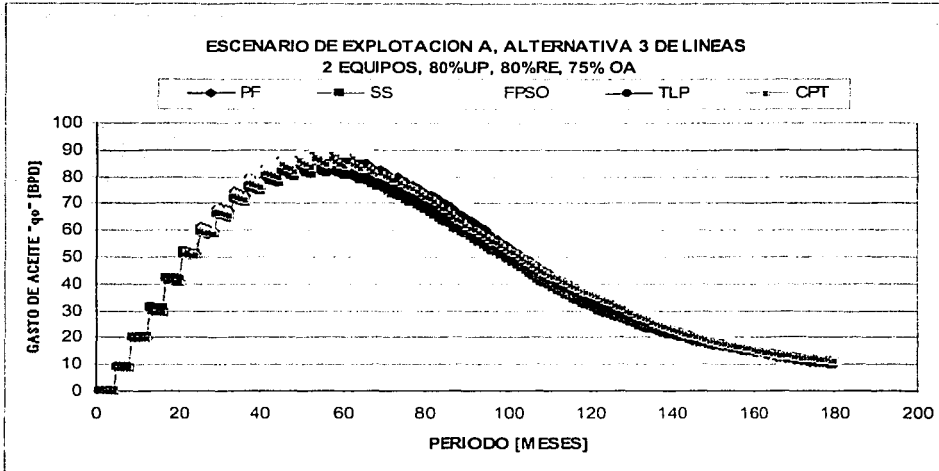


FIGURA No 90.- PERFIL DE PRODUCCIÓN REGIONAL DE ACEITE, TIRANTE DE AGUA 350 M.

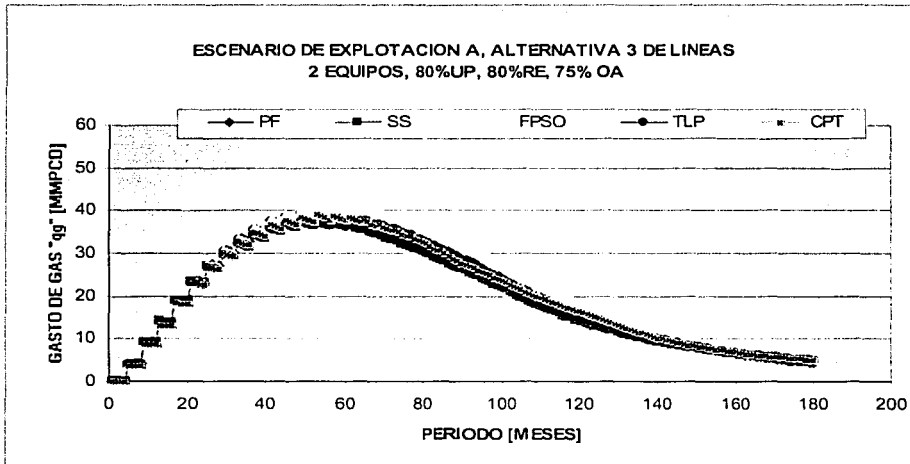


FIGURA No 91.- PERFIL DE PRODUCCIÓN REGIONAL DE GAS, TIRANTE DE AGUA 350 M.

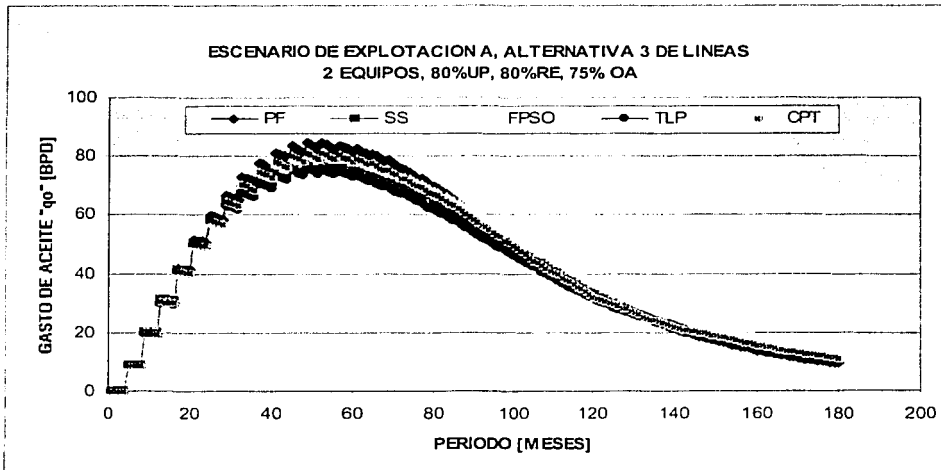


FIGURA NO. 92 PERFIL DE PRODUCCIÓN REGIONAL DE ACEITE, TIRANTE DE AGUA 450 M.

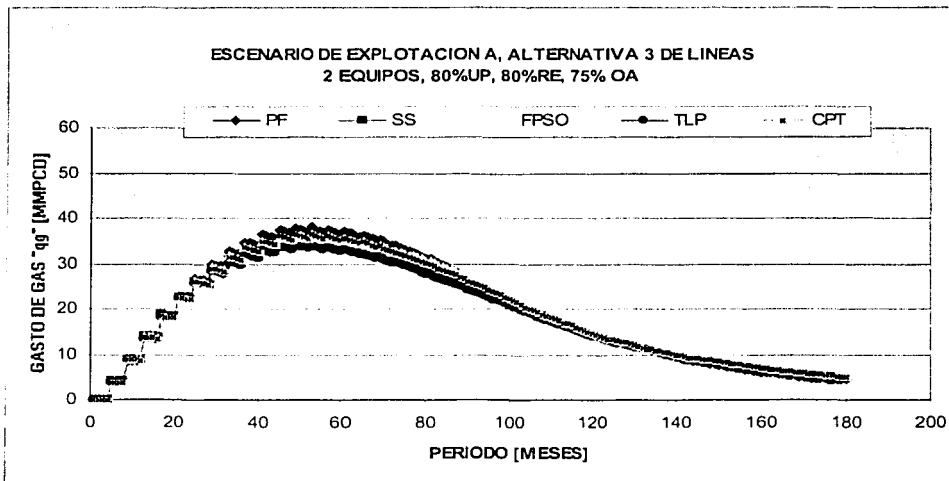


FIGURA NO 93.- PERFIL DE PRODUCCIÓN REGIONAL DE GAS, TIRANTE DE AGUA 450 M.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

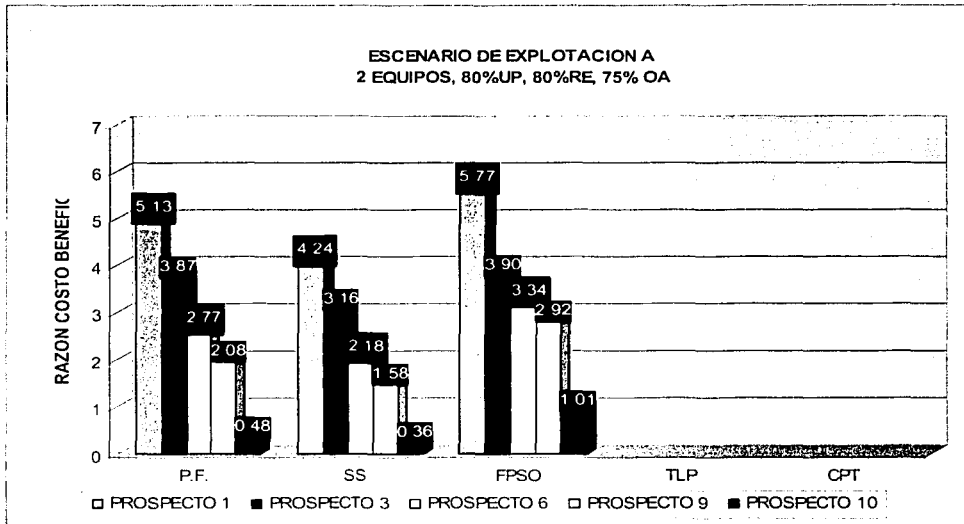


FIGURA NO 94.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 125 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS

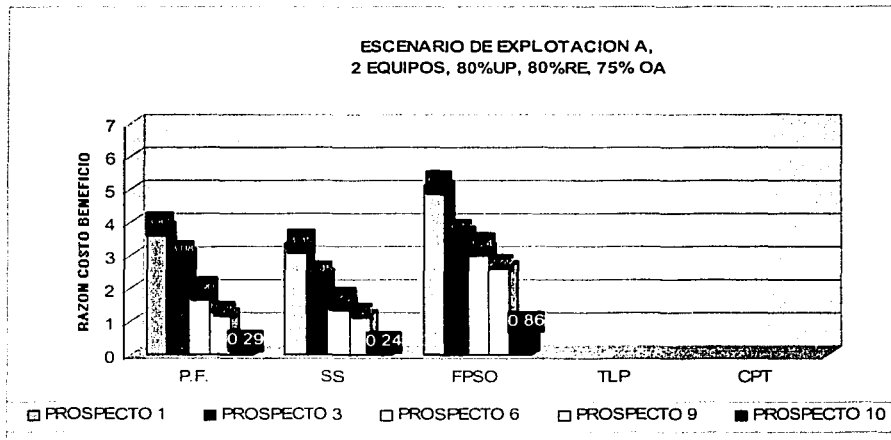


FIGURA NO 95.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 250 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS

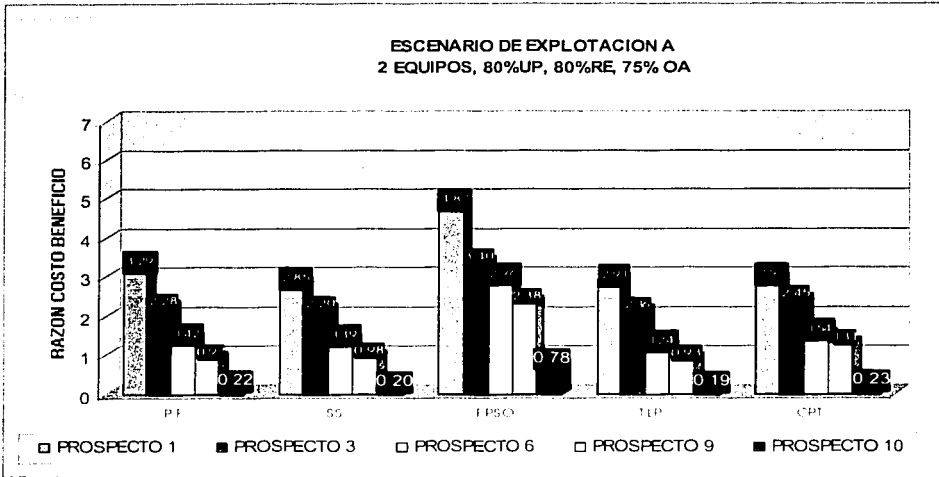


FIGURA NO 96.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS

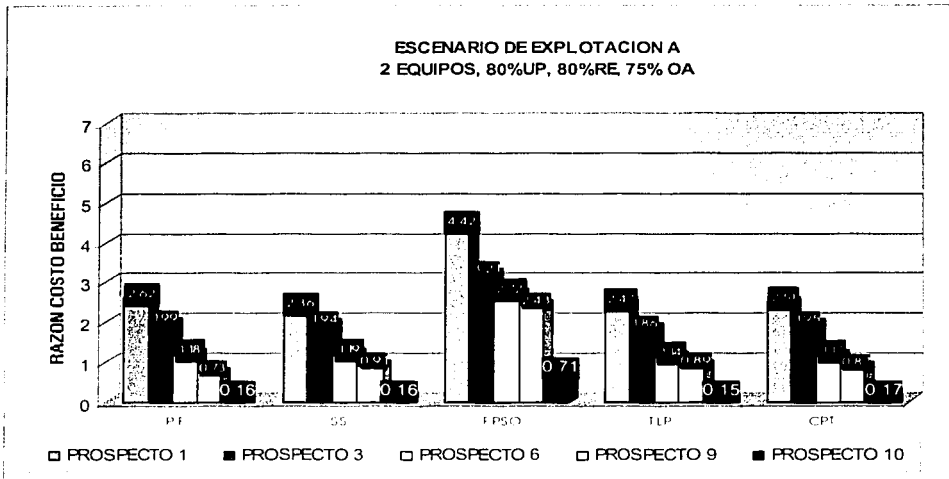


FIGURA NO 97.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 1 DE LÍNEAS

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

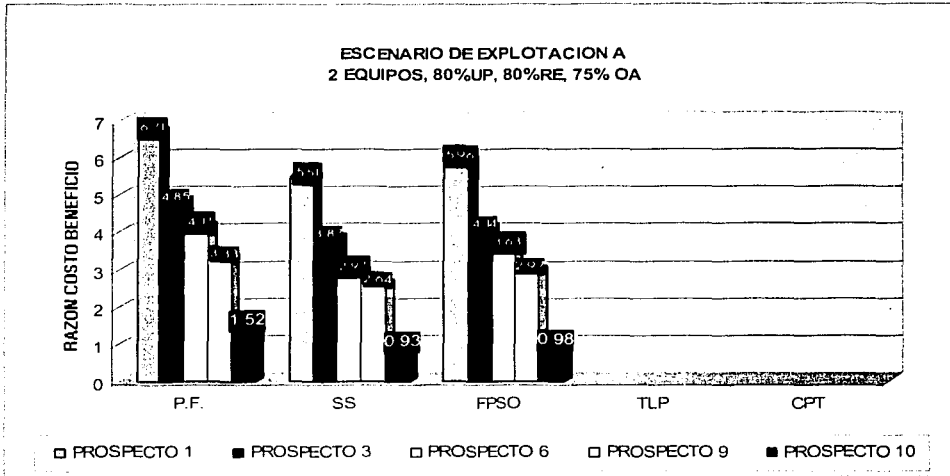


FIGURA NO 98.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 125 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS

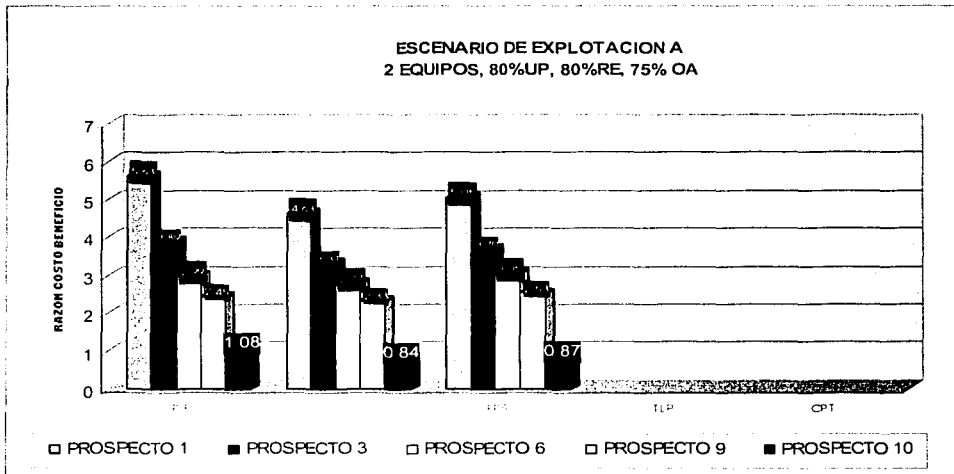


FIGURA NO 99.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 250 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

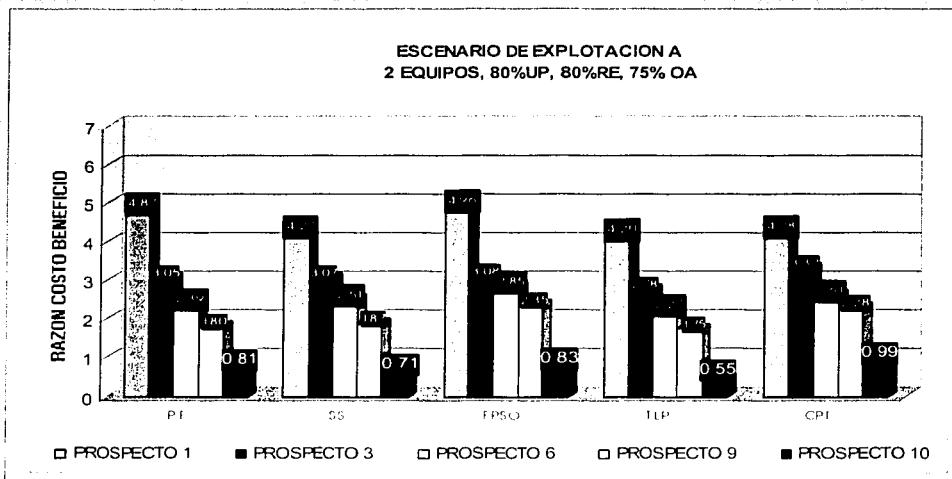


FIGURA NO 100.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS

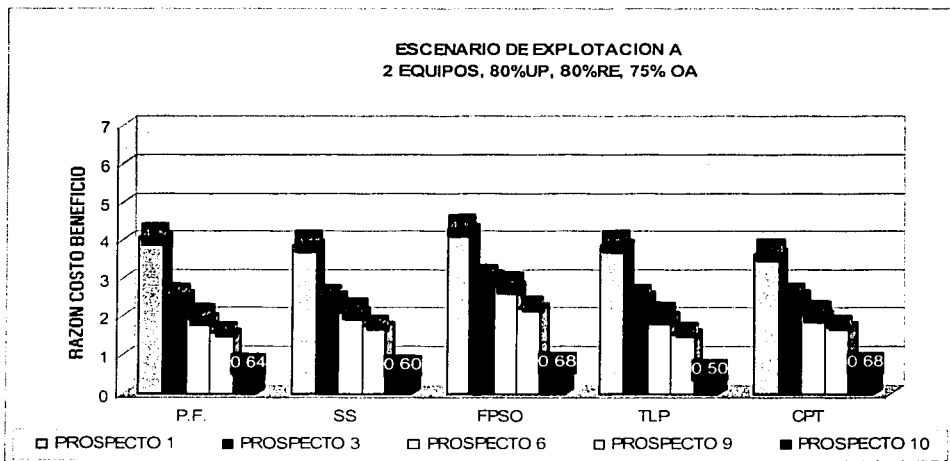


FIGURA NO 101.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 2 DE LÍNEAS

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

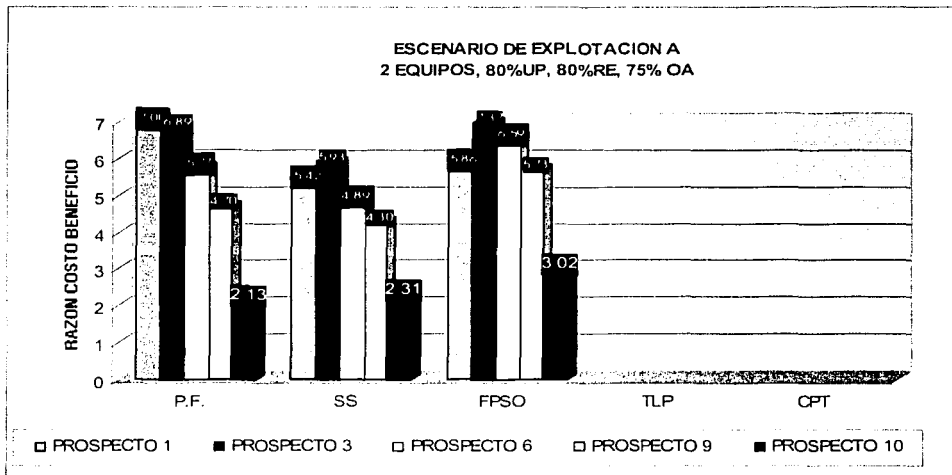


FIGURA NO 102.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 125 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS

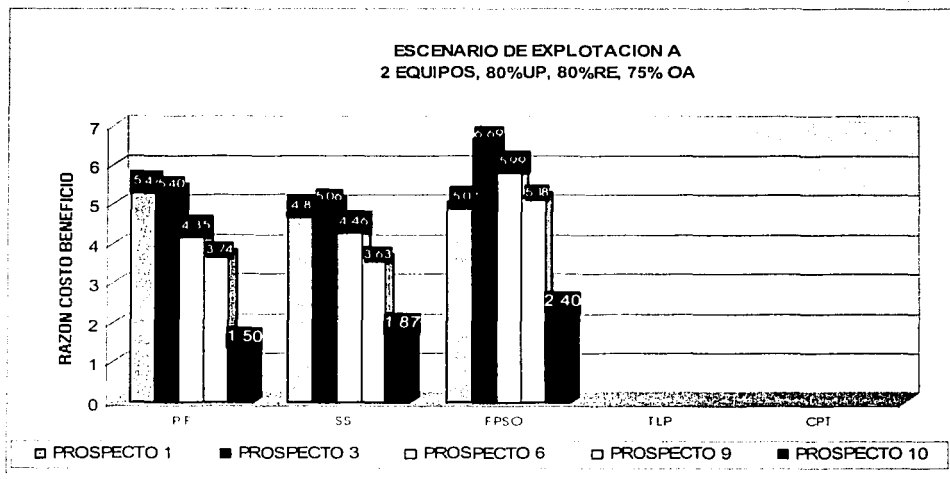


FIGURA No 103.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 250 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

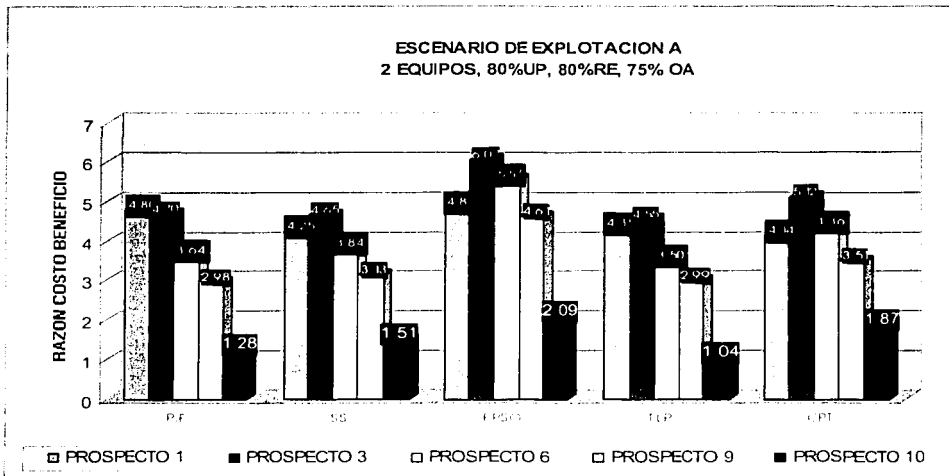


FIGURA No 104.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 350 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS

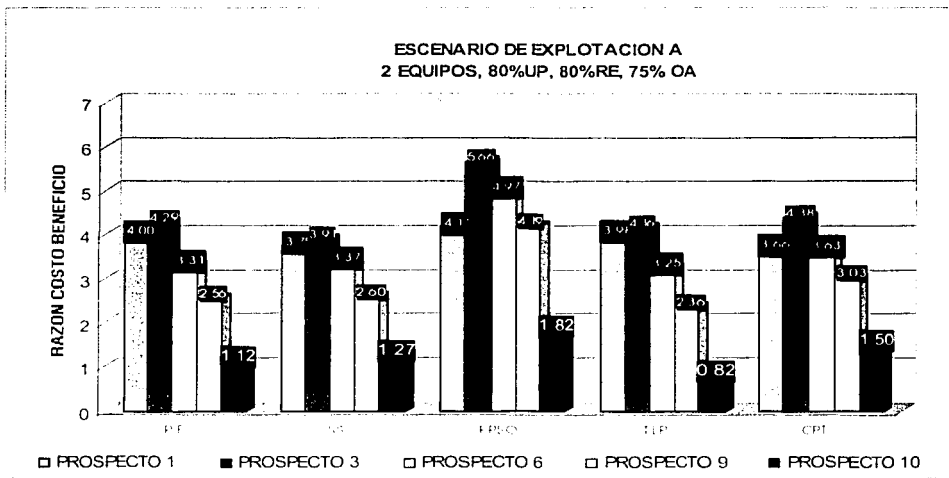


FIGURA No 105.- RAZÓN BENEFICIO COSTO CINCO PROSPECTOS, TIRANTE DE AGUA 450 M, ALTERNATIVA 3 DE LÍNEAS

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

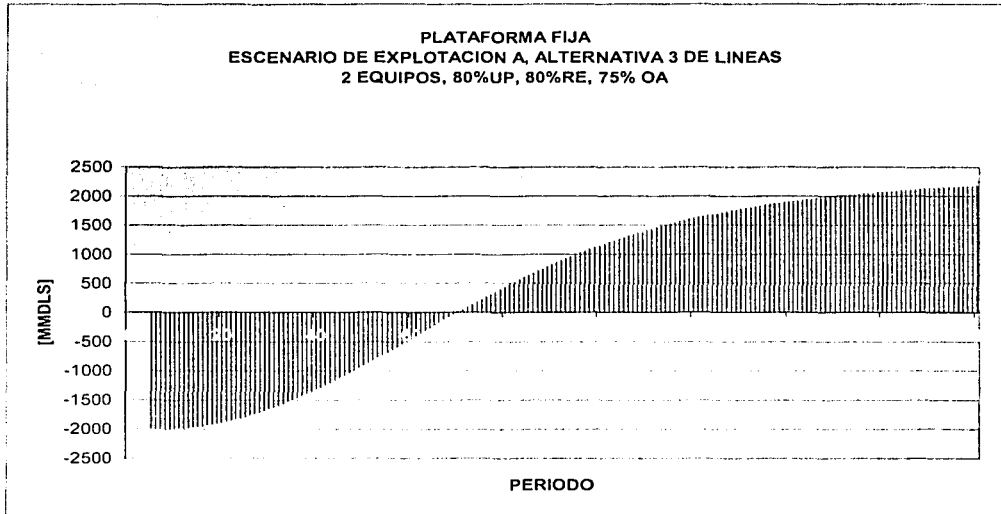


FIGURA No 106.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA VARIABLE

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

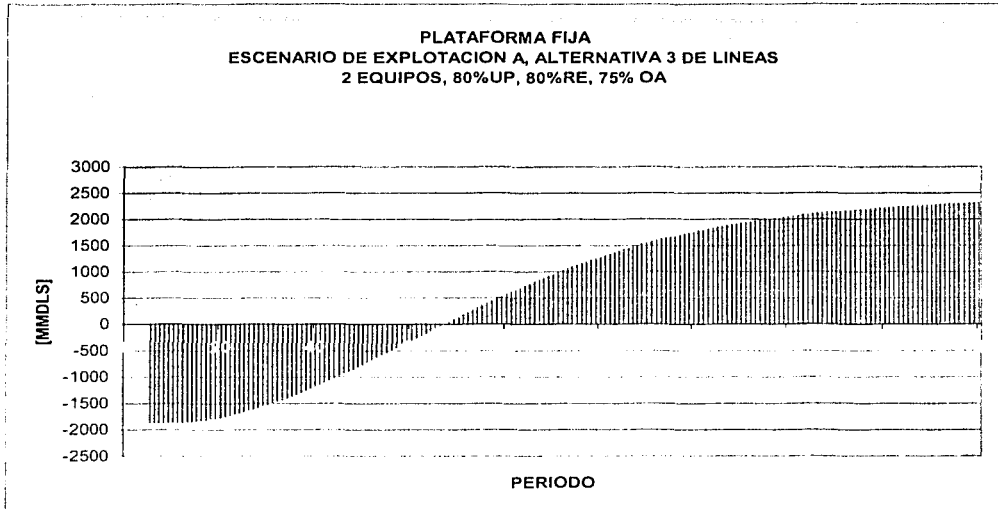


FIGURA No 107.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 125 M.

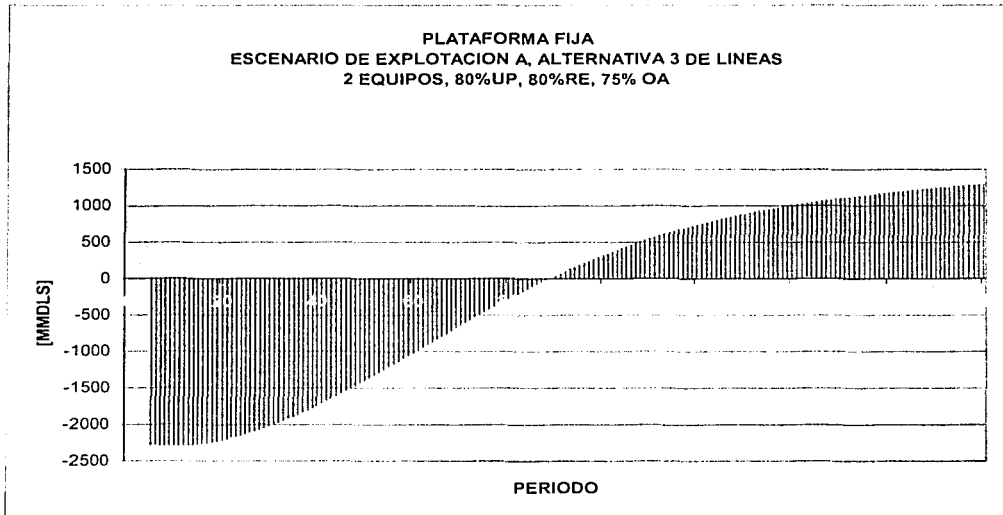


FIGURA No 108.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 250 M.

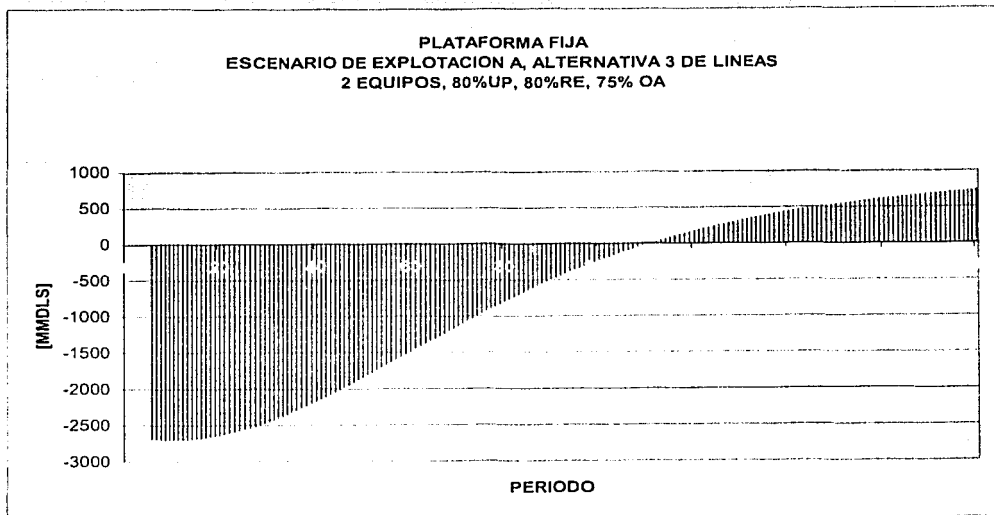


FIGURA NO 109.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 350 M.

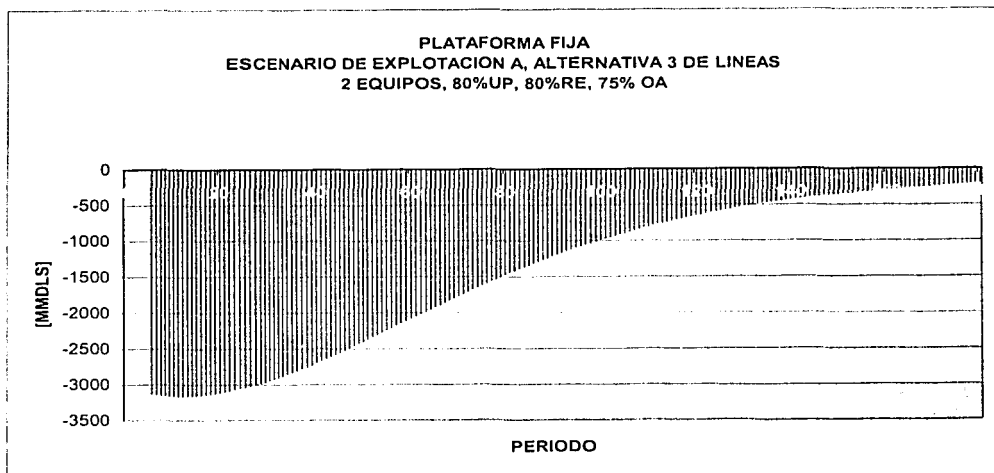


FIGURA NO 110.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 450 M.

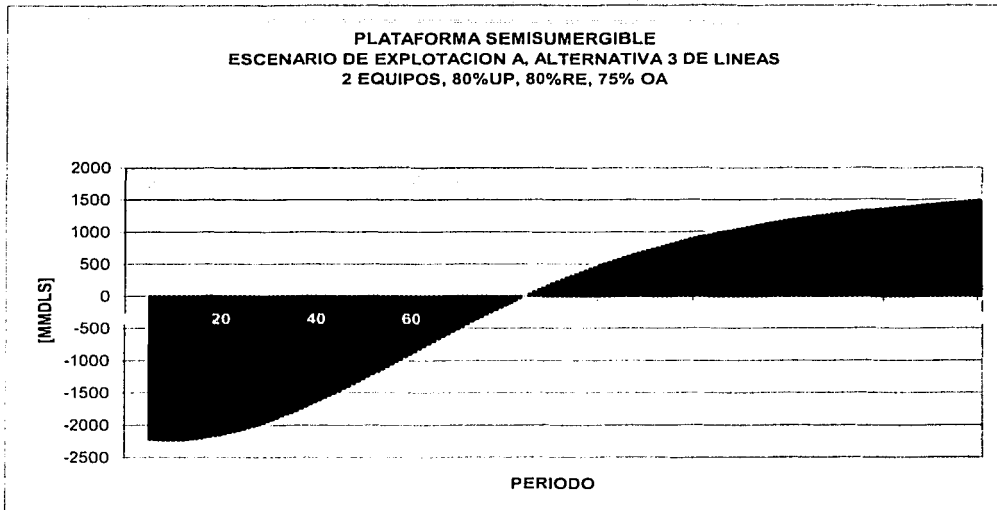


FIGURA NO 111.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA VARIABLE

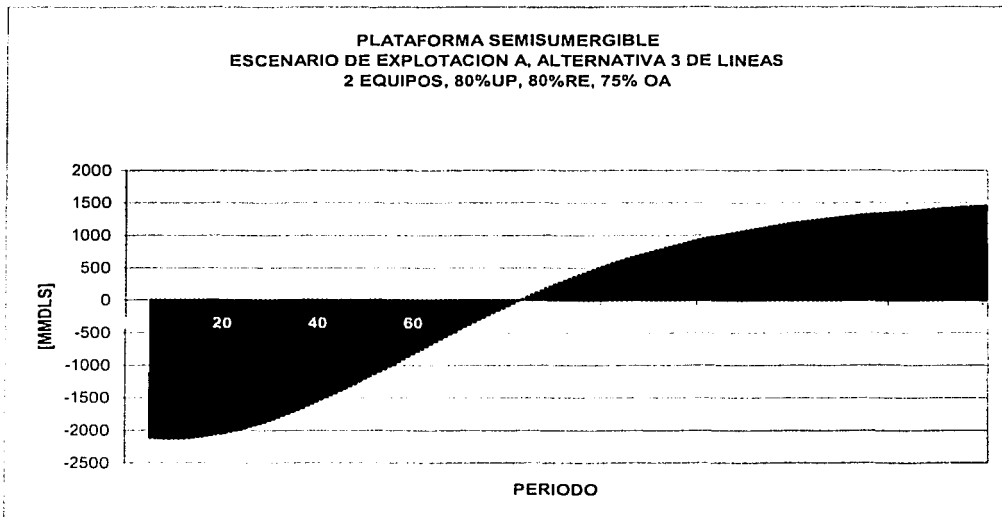


FIGURA NO 112.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 125 M.

TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN

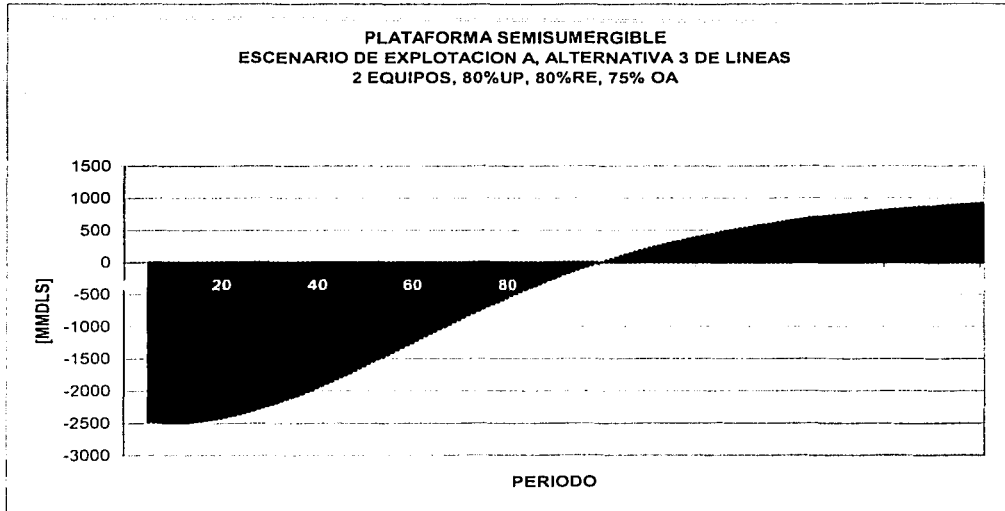


FIGURA NO 113.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 250 M.

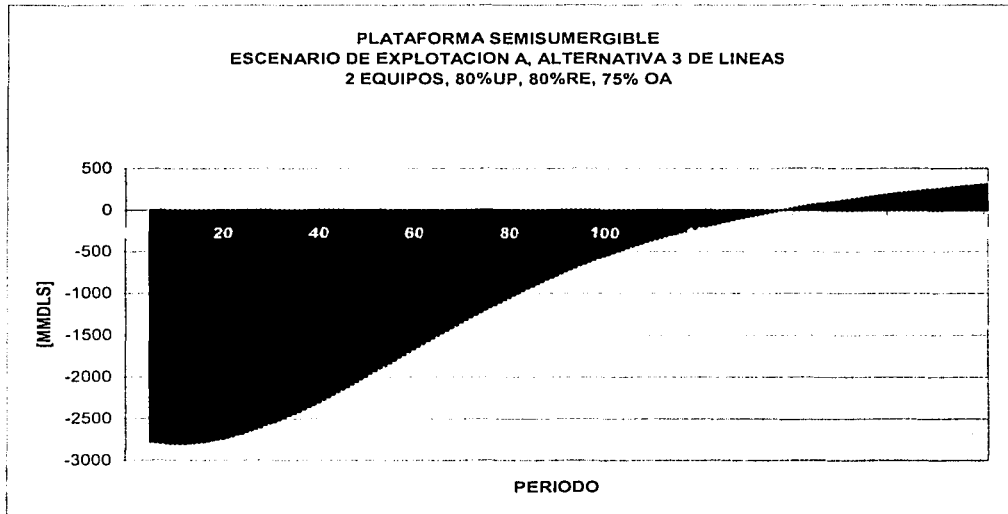


FIGURA NO 114.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 350 M.

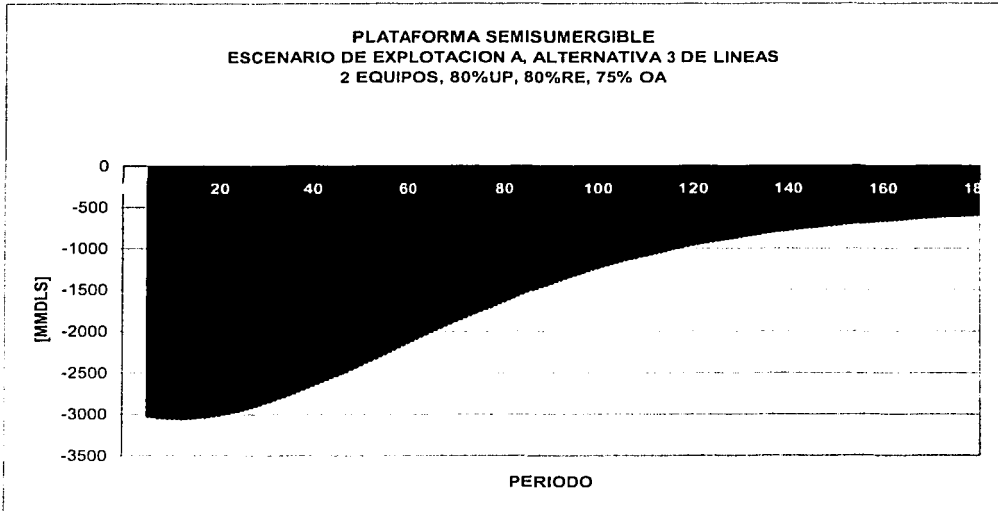


FIGURA NO 115.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 450 M.

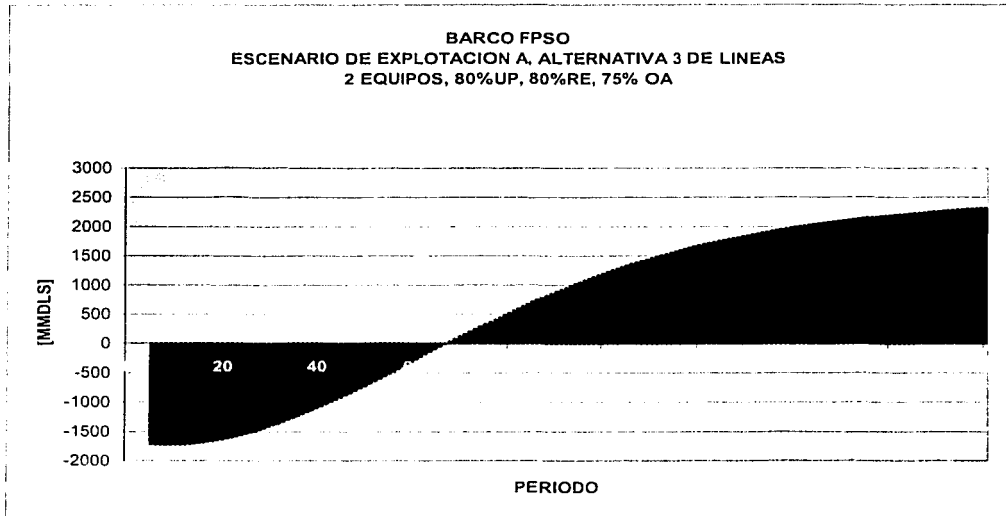


FIGURA NO 116.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA VARIABLE

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

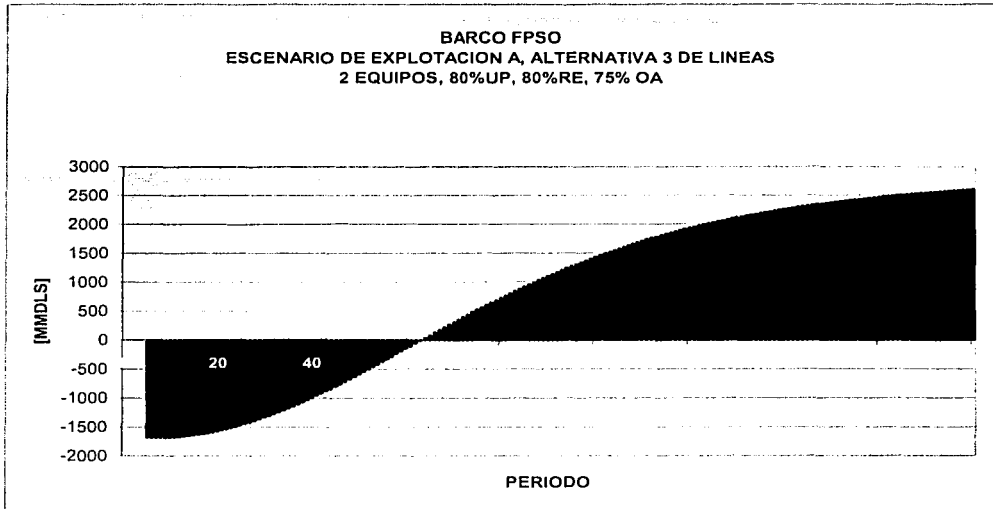


FIGURA No 117.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 125 M.

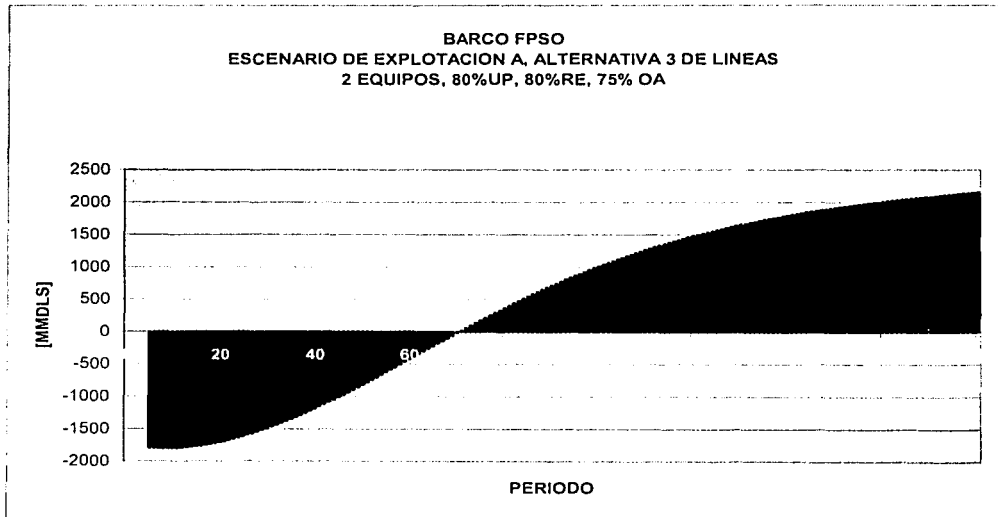


FIGURA No 118.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 250 M.

TIEMPO CON
 FALLA DE ORIGEN

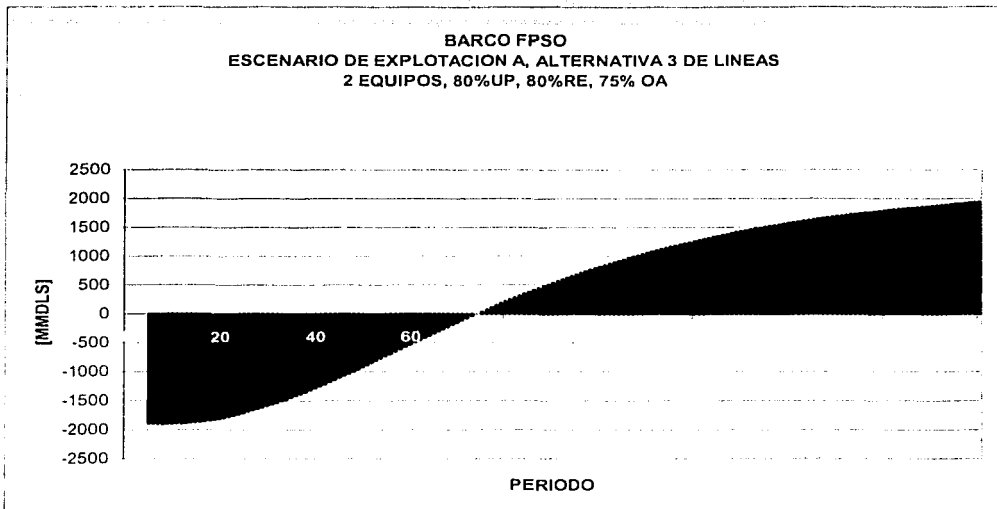


FIGURA No 119.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 350 M.

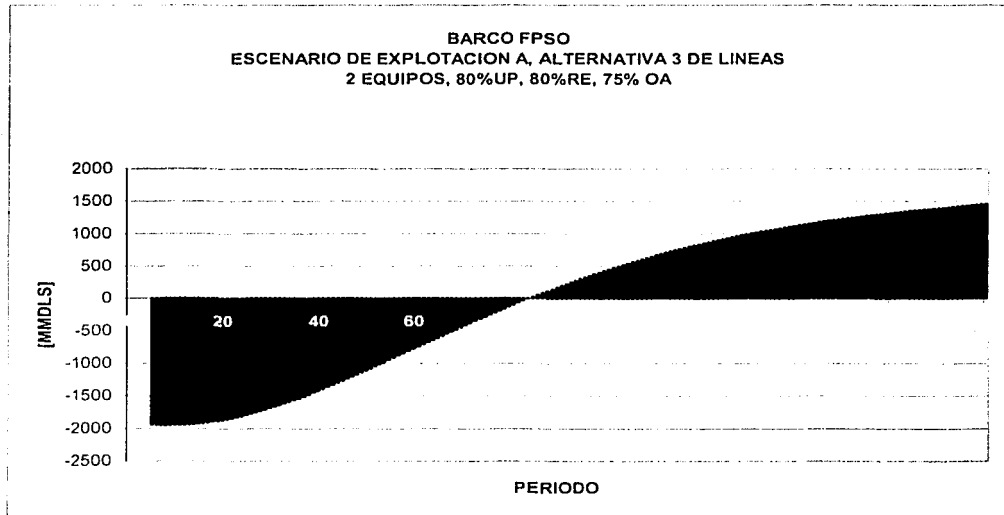


FIGURA NO 120.- TIEMPO DE CANCELACIÓN REGIONAL, TIRANTE DE AGUA 450 M.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN