

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“DISEÑO DE UN ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL PROYECTO
EXPLORATORIO LA TORTUGA, PERTENECIENTE A LA SUB-CUENCA
BLANQUILLA OESTE, COSTA AFUERA. VENEZUELA”.**

**Realizado por:
ANDREA MARÍA MORA RODRÍGUEZ**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Junio de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“DISEÑO DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL PROYECTO
EXPLORATORIO LA TORTUGA, PERTENECIENTE A LA SUB-CUENCA
BLANQUILLA OESTE, COSTA AFUERA. VENEZUELA”.**

Realizado por:

ANDREA MARÍA MORA RODRÍGUEZ

Ing. José Rodríguez, MSc, Ph.D
Asesor Académico.

Ing. Patricia Rondón
Asesor Industrial.

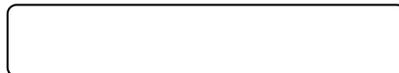
Barcelona, Junio de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“DISEÑO DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL PROYECTO
EXPLORATORIO LA TORTUGA, PERTENECIENTE A LA SUB-CUENCA
BLANQUILLA OESTE, COSTA AFUERA. VENEZUELA”.**

Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEO



JURADO CALIFICADOR:

Ing. José Rodríguez, MSc, Ph.D

Asesor Académico

Ing. Patricia Rondón

Asesor Industrial

Ing. Rayda Patiño

Jurado Principal

Ing. José Rondón

Jurado Principal

Barcelona, Junio de 2011

RESOLUCIÓN

De Acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participara al Consejo de Universidades.”

DEDICATORIA

A mi Madre, a quien también le toco ser padre, gracias por brindarme esta oportunidad. Eres mi fuente de inspiración, quien con esfuerzo y ante las adversidades presentadas ha alcanzado todas las metas en su vida, eres mi ejemplo a seguir, dos como tu imposible. Eres mi vida. Mi triunfo es tuyo!!

A mi Padre, aunque no se encuentre presente físicamente, sé que siempre está con nosotros, fuiste el mejor padre, mis recuerdos de ti son los mejores!!

A mis hermanos, con quienes he compartido y de quienes he aprendido mucho!!

LOS AMO.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a **Dios** todopoderoso por estar siempre presente, por darme la salud y fortaleza para culminar mis estudios de manera exitosa. Gracias por todo.

A mi Mamá, gracias por todo el esfuerzo, apoyo y confianza que depositaste en mí, no hay palabra que puedan expresar mi agradecimiento por todo lo que me has dado. Te amo.

A mi abuela, demás **familiares y amigos**, gracias por estar apoyándome en todo momento.

A la Universidad de Oriente por la formación profesional brindada a través de todos los profesores.

A mi Asesor Académico José Rodríguez, con quien aprendí muchísimo durante mis estudios, gracias por tus enseñanzas y valiosa asesoría en la realización de este trabajo de grado.

A mi Asesora Industrial, Ing. Patricia Rondón por su excelente asesoría y apoyo para cumplir con todos los objetivos de este proyecto y transmitirme de forma clara todos los conocimientos necesarios.

Gracias al **Equipo de Portafolio**, Ingenieros: Bladimir Rosas, Miguel Carpio y Luisa Moslaga, por su disposición y colaboración permanente en el desarrollo de este trabajo.

Gracias a la **Gerente de Planificación Corporativa de Exploración**, Sra. Mercedes Tineo, por brindarme la oportunidad de desarrollar mi trabajo de grado dentro de esta gerencia.

A los Ingenieros Marcos Colmenares, Gustavo Rasiness, Danny Pastor y Lic. Heryka Zapata, a todos, gracias por sus consejos, colaboración y apoyo.

A la **Ing. Rayda Patiño**, por tu asesoría, colaboración y disposición en todo momento. Gracias por tener siempre una solución.

A TODOS MUCHAS GRACIAS

Andrea M. Mora R.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
CONTENIDO	viii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xviii
RESUMEN.....	xx
CAPITULO I. INTRODUCCIÓN	21
1.1. Planteamiento del Problema	21
1.2. Objetivos	23
1.2.1. Objetivo General.....	23
1.2.2. Objetivos Específicos.....	23
CAPITULO II. MARCO TEÓRICO	24
2.1. Antecedentes	24
2.2. Descripción del Paquete Exploratorio La Tortuga	25
2.2.1. Descripción de las unidades estratigráficas atravesadas por el pozo MTC-2X.....	31
2.2.1.1. Secuencia S1	31
2.2.1.2. Secuencia S2	31
2.2.1.3. Secuencia S3	32
2.2.1.4. Secuencia S4	32
2.3. Resumen de Conocimientos Previos.....	33
2.3.1. Paquete de Oportunidades Exploratorias	33
2.3.2. Oportunidad Exploratoria	34
2.3.2.1. Clasificación de las Oportunidades Exploratorias	34
2.3.3. Expectativas de volúmenes por descubrir.	37

2.3.4. Proceso de Selección de Portafolio, Plan y Presupuesto	37
2.3.4.1. Base de Recursos	37
2.3.4.2. Curva de expectativas.....	38
2.3.4.3. Probabilidad de Suceso (POS)	39
2.3.4.4. Volumen Promedio de Existencia (MSV)	39
2.3.4.5. Expectativas de Oportunidades Exploratorias (EOE).....	40
2.3.4.6. Plan de Negocios	40
2.3.4.7. Portafolio de Oportunidades.....	40
2.3.4.7.1. Importancia del Portafolio de Oportunidades.....	41
2.3.4.7.2. Beneficios del Portafolio de Oportunidades	41
2.3.4.7.3. Paquetes de un Portafolio.....	42
2.3.5. Evaluación Económica de Proyecto	42
2.3.5.1. Ingeniería económica	42
2.3.5.2. Horizonte Económico	43
2.3.5.3. Jerarquización de Proyectos.....	43
2.3.5.4. Simulación de Monte Carlo.	44
2.3.5.5. Indicadores Económicos	44
2.3.5.5.1. Indicadores estáticos	45
2.3.5.5.1.1. Flujo de Caja Neto (FCN).....	45
2.3.5.5.1.2. Tiempo de Pago (TP).....	45
2.3.5.5.2. Indicadores dinámicos.	46
2.3.5.5.2.1. Valor Presente Neto (VPN).	46
2.3.5.5.2.2. Tasa interna de retorno (TIR).....	47
2.3.5.5.2.3. Eficiencia de Inversión (EI).....	48
2.3.5.6. Costos Operativos.....	49
2.3.5.7. Regalías	49
2.3.5.8. Impuesto Sobre La Renta (ISLR)	50
2.3.5.9. Depreciación	50
2.3.6. Inversión	51

2.3.6.1. Inversiones generadoras.....	51
2.3.6.2. Inversiones no generadoras	51
2.3.6.3. Inversiones mantenedoras de la capacidad de producción...	52
2.3.7. Conceptos Básicos de los Proyectos.....	52
2.3.8. Técnicas de Evaluación de Proyectos.....	53
2.3.9. Criterios de Evaluación Económica de las opciones técnicamente viables.	54
2.3.10. Principios generales sobre los criterios de Evaluación Económica.....	56
2.3.11. Análisis para la Toma de Decisiones Financieras	57
2.3.12. Sistema Integrado de Planificación para Exploración y Producción (SIPEP).....	58
2.3.13. Análisis De Sensibilidad.....	58
2.3.14. Estimados de Costos	59
2.3.14.1. Estimado de Costos clase V.....	59
2.3.14.2. Estimado de Costos clase IV.....	59
2.3.14.3. Estimado de Costos clase III.....	60
2.3.14.4. Estimado de Costos Clase II	60
2.3.14.5. Estimado de Costos Clase I.....	60
2.3.15 Jerarquización de proyectos	60
2.3.16. Procesos para la ejecución de un proyecto	61
2.3.17. Esquema o Plan de Explotación	63
2.3.17.1. Aspectos a considerar para desarrollar un Proyecto de Explotación.....	64
2.3.18. Explotación Costa Afuera	66
2.3.18.1. Alcance de las Operaciones Costa Afuera.....	66
2.3.18.2. Tecnología de Perforación Costa Afuera.	68
2.3.18.3. Riesgos de la Explotación de Campos Costa Afuera.	69
2.3.18.4. Diseño de Pozos Costa Afuera.	70

2.3.18.4.1. Objetivos de los Pozos Exploratorios Costa Afuera.....	70
2.3.19. Plataforma costa afuera.....	71
2.3.19.1. Unidades con Soporte en el Fondo (Bottom-Supported) o Fijas.....	72
2.3.19.1.1. Plataforma Convencional.....	72
2.3.19.1.2. Plataforma Autoelevadiza o Jackup.....	73
2.3.19.1.3. Plataforma Compliant Towers.....	74
2.3.19.1.4. Plataformas de Concreto	75
2.3.19.2. Unidades Flotantes (Floating Units)	77
2.3.19.2.1. Plataformas Semisumergibles	77
2.3.19.2.2. Plataforma de Patas Tensionadas (TLP)	78
2.3.19.2.3. Mini – TLP.....	79
2.3.19.2.4. Plataforma Spar.....	80
2.3.19.2.5. Barco de Perforación (Drill ships)	81
2.3.19.2.6. Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO)	83
2.3.19.3. Sistemas Submarinos (Subsea).....	84
2.3.20. Perforación con Conductor Marino (Riser).....	86
2.3.20.1. Desventajas del Uso del Riser	88
2.3.21. Perforación sin Conductor Marino (“Riserless”)	88
2.3.21.1. Consideraciones para la Perforación sin Riser	89
2.3.22. Descripción de algunos Equipos utilizados en Operaciones Costa Afuera.....	92
2.3.22.1. Vehículo Remotamente Operado (ROV).....	92
2.3.22.2. Booster	92
2.3.22.3. Válvula Impide Reventón (BOP).....	93
2.3.22.4. Compensador.....	94
CAPITULO III. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	95
3.1. ETAPA I: Revisión Bibliográfica	96

3.3. ETAPA II: Recopilación de la información Técnica	96
3.2.1.Potencial Inicial de Producción de Petróleo para la Formación Perforada.....	97
3.2.2.Proyección de la Relación Gas – Petróleo durante el horizonte productivo	97
3.2.3.Número de Pozos	97
3.2.4.Espaciamiento entre pozos.....	98
3.2.5.Áreas de las oportunidades	99
3.2.6.Porcentaje de Declinación Anual	99
3.2.7.Volumen Promedio de Existencia (MSV) de Hidrocarburos por Descubrir	100
3.2.8.Profundidad de Agua	100
3.2.8. Información de Metocean	102
3.3. ETAPA III: Definición de los Esquemas de Explotación	102
3.4. ETAPA IV: Desarrollo de loS Esquemas de Explotación.....	103
3.4.1. Premisas para el diseño de la hoja de cálculo en la herramienta Excel para la estimación de los perfiles de producción.	104
3.4.2. Premisas para el desarrollo de los perfiles de producción.....	106
3.4.3.Descripción de la hoja de cálculo Excel.....	107
3.4.4. Herramienta QUE\$TOR Offshore 9.0 (2005).....	110
3.5. ETAPA V: Evaluación Económica	127
3.5.1. Descripción Merak Peep.....	128
3.6. ETAPA VI: Determinación de la mejor opción Técnica Económica de Explotación.....	133
CAPITULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS	134
4.1. Potencial Inicial de Producción de Petróleo	134
4.2. Proyección de la Relación Gas Petróleo durante el Horizonte Productivo	135
4.3. Porcentaje de Declinación Anual.....	135

4.4. Número de Pozos.....	136
4.5. Información de Metocean	137
4.6. Desarrollo de los Esquemas de Explotación de las Oportunidades Exploratorias del Paquete Exploratorio La Tortuga	137
4.6.1. Perfil de producción de petróleo y gas de los diferentes esquemas	138
4.6.2. Análisis de la infraestructura necesaria para el manejo de la producción de las diferentes oportunidades.	147
4.7. Evaluación Económica	194
4.7.1. Análisis de Sensibilidad	204
4.8. Determinación de la mejor opción Técnica Económica de Explotación.....	205
CONCLUSIONES	207
RECOMENDACIONES	209
BIBLIOGRAFÍA CITADA.....	211
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	213

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Mapa de ubicación del Área de Estudio. ^[7]	26
Figura 2.2. Calibración de la sísmica con el pozo. ^[7] MTC-2X.	29
Figura 2.3. Columna Estratigráfica perforada por el pozo MTC-2X. ^[7]	30
Figura 2.4. Columna cronoestratigráfica con las secuencias de tercer orden (Vail,1987) definidas en el área y los eventos geológicos asociados. ^[7]	33
Figura 2.5. Mapa de Venezuela dividido en las 28 áreas básicas de Planificación. ^[4]	1
Figura 2.6. Ejemplo de una curva de expectativas. ^[3]	38
Figura 2.7. Información requerida para realizar el plan de explotación.....	65
Figura 2.8. Plataforma Convencional.	73
Figura 2.9. Plataforma Autoelevadiza (Jackup).....	74
Figura 2.10 Plataforma Compliant Tower.....	75
Figura 2.11 Plataforma de Concreto.	76
Figura 2.12 Plataforma Semisumergible	78
Figura 2.13. Plataforma de Patas Tensionadas.	79
Figura 2.14. Plataforma Mini-TLP.	80
Figura 2.15. Plataforma Spar.	81
Figura 2.16. Barco de Perforación (Drill ships).....	82
Figura 2.17. FPSO	84
Figura 2.18. Umbilical Submarino.	85
Figura 2.19. Cabezal de Pozo Submarino.	86
Figura 2.20. Conductor Marino (Riser).....	87
Figura 2.22. Diagrama de perforación sin Conductor Marino (Riserless).....	91
Figura 2.23. Vehículo Remotamente Operado.....	92
Figura 2.24. Válvula Impide Reventón Marino (BOP).	93

Figura 3.1. Metodología de Trabajo	95
Figura 3.2. Ventana principal de la hoja de cálculo diseñada para estimar los perfiles de potencial de producción.	1
Figura 3.3. Seleccionar Tarea. QUE\$TOR.....	110
Figura 3.4. Propiedades del Proyecto. QUE\$TOR.....	111
Figura 3.5. Creación de una nueva estrategia de adquisición. QUE\$TOR	112
Figura 3.6. Definición de la nueva estrategia de adquisición QUE\$TOR. ...	113
Figura 3.7 Características del Campo. QUE\$TOR.....	114
Figura 3.8. Características del Fluido. QUE\$TOR	115
Figura 3.9. Características Varias. QUE\$TOR.....	115
Figura 3.10. Perfil de Producción. QUE\$TOR.....	116
Figura 3.11 Perfil de Producción Gráfico. QUE\$TOR	117
Figura 3.12 Producción Acumulada. QUE\$TOR	118
Figura 3.13 Diseño de caudales. QUE\$TOR	119
Figura 3.14. Número de Pozos de Desarrollo. QUE\$TOR.....	120
Figura 3.15. Concepto de perforación seleccionado. QUE\$TOR.....	121
Figura 3.16. Estimación de Costo Topside. QUE\$TOR	123
Figura 3.17. Estimación de Costo Jacket. QUE\$TOR.....	124
Figura 3.18. Estimación de Costo Perforación. QUE\$TOR.....	125
Figura 3.19 Estimación de Costo Líneas de Flujo. QUE\$TOR.....	126
Figura 3.20. Sistema de evaluaciones económicas Merak PEEP.....	129
Figura 3.22. Precio por Barril. Merak PEEP	130
Figura 3.23. Costos de Producción. Merak PEEP.....	131
Figura 3.24. Expectativas de Crudo y Gas. Merak PEEP	131
Figura 3.25. Capital. Merak PEEP	132
Figura 3.26. Reporte Generado. Merak PEEP	133
Figura 4.1. Comportamiento de la relación gas-petróleo durante el horizonte productivo de la oportunidad BO6.	135

Figura 4.2. Perfil del potencial de producción de petróleo. Esquema # 1 y 3.....	139
Figura 4.3. Perfil del potencial de producción de gas. Esquema # 1 y 3....	140
Figura 4.4. Producción acumulada de petróleo. Esquema # 1 y 3.....	140
Figura 4.5. Perfil de perforación de pozos. Esquema # 1 y 3.....	142
Figura 4.6. Perfil del potencial de producción de petróleo. Esquema # 2. .	144
Figura 4.7. Perfil del potencial de producción de gas. Esquema # 2.....	144
Figura 4.8. Producción acumulada de petróleo. Esquema # 2.....	145
Figura 4.9. Perfil de perforación de pozos. Esquema # 2.	147
Figura 4.10. Plataforma fija principal, oportunidad BO7. Esquema # 1.....	1
Figura 4.11. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO6. Esquema # 1.....	1
Figura 4.12. Plataforma semisumergible, sistema submarino y barco tanquero, oportunidad BO8. Esquema # 1.....	1
Figura 4.13. Plataforma semisumergible, sistema submarino y barco tanquero, oportunidad BO8. Esquema # 1.....	1
Figura 4.14 Plataforma semisumergible, sistema submarino y barco tanquero, oportunidad BO9. Esquema # 1.....	1
Figura 4.15. Plataforma semisumergible, sistema submarino y barco tanquero, oportunidad BO11. Esquema # 1.....	1
Figura 4.16. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO12. Esquema # 1.....	1
Figura 4.17. Diagrama de distribución de las oportunidades. Esquema # 2.....	1
Figura 4.18. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO6. Esquema # 2.....	1
Figura 4.19. Plataforma fija principal y equipos submarinos, oportunidad BO7-BO8-BO9-BO11. Esquema # 2.....	1

Figura 4.20. Plataforma fija y plataformas satélites, oportunidad BO12. Esquema # 2.....	1
Figura 4.21. Diagrama de distribución de las oportunidades. Esquema # 3.....	1
Figura 4.22. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO6. Esquema # 3.....	1
Figura 4.23. Plataforma fija principal, oportunidad BO7. Esquema # 3.....	1
Figura 4.24. Plataforma semisumergible y sistema submarino, oportunidad BO8. Esquema # 3.....	1
Figura 4.25. Plataforma semisumergible y sistema submarino, oportunidad BO9. Esquema # 3.....	1
Figura 4.26. Plataforma semisumergible y sistema submarino, oportunidad BO11. Esquema # 3.....	1
Figura 4.27. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO12. Esquema # 3.....	1
Figura 4.28. Inversión actividad de perforación e infraestructura.....	198
Esquema # 1.....	198
Figura 4.29. Inversión actividad de perforación e infraestructura. Esquema # 2.....	199
Figura 4.30. Inversión actividad de perforación e infraestructura. Esquema # 3.....	199
Figura 4.31 Distribución porcentual de inversión. Esquema # 1	200
Figura 4.32. Distribución porcentual de inversión. Esquema # 2	201
Figura 4.34 Flujo de caja descontado. Esquema # 1	202
Figura 4.35 Flujo de caja descontado. Esquema # 2	203
Figura 4.36. Flujo de caja descontado. Esquema # 3	203
Figura 4.37. Diagrama Tornado (Análisis de sensibilidad).....	205

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Áreas de las oportunidades.	99
Tabla 3.2. Profundidad de agua de las oportunidades.	100
Tabla 3.3. Volúmenes de Hidrocarburos. Base de Recurso Exploración Costa Afuera.	1
Tabla 4.1. Potencial inicial promedio de petróleo de cada oportunidad del paquete La Tortuga.	134
Tabla 4.2. Máximo número de pozos a perforar con espaciamento de 1,5km, en las oportunidades del paquete La Tortuga.	136
Tabla 4.3. Información Metocean.	137
Tabla 4.4. Perfil de producción. CONSOLIDADO Esquema # 1 y 3.	141
Tabla 4.5 Perfil de producción. CONSOLIDADO Esquema # 2.	146
Tabla 4.6 Batimetría de las oportunidades pertenecientes al Paquete La Tortuga.	148
Tabla 4.7. Componentes plataforma principal, BO6. Esquema # 3.	170
Tabla 4.8. Componentes plataformas satélites, BO6. Esquema # 3.	173
Tabla 4.9. Componentes plataforma principal, BO7. Esquema # 3.	175
Tabla 4.10. Componentes plataforma semisumergible y equipo submarino, BO8. Esquema # 3.	178
Tabla 4.11. Componentes plataforma semisumergible y equipo submarino, BO9. Esquema # 3.	182
Tabla 4.12. Componentes plataforma semisumergible y equipo submarino, BO11. Esquema # 3.	186
Tabla 4.13. Componentes plataforma principal, BO12. Esquema # 3.	190
Tabla 4.14. Componentes plataformas satélites, BO12. Esquema # 3.	192
Tabla 4.15. Indicadores Económicos Esquema # 1.	195
Tabla 4.16. Indicadores Económicos Esquema # 2.	195

Tabla 4.17 Indicadores Económicos Esquema # 3.....	196
Tabla 4.18. Inversión de perforación e infraestructura. Esquema # 1	197
Tabla 4.19. Inversión de perforación e infraestructura. Esquema # 2	197
Tabla 4.20. Inversión de perforación e infraestructura. Esquema # 3	197
Tabla 4.21. Variables Consideradas en el Análisis de Sensibilidad (Diagrama Tornado). (LEEPIC-2011).	204

RESUMEN

El presente trabajo, realizado en la Gerencia de Planificación Corporativa de Exploración de PDVSA, tuvo por objeto visualizar un esquema de explotación que permita desarrollar las reservas estimadas para el paquete exploratorio La Tortuga, perteneciente a la sub-cuenca Blanquilla Oeste, mediante perfiles de producción que generen un comportamiento de declinación, considerando también los pozos a ser perforados, garantizando así un desarrollo de dicho paquete exploratorio para los próximos 30 años, el cual posee un volumen promedio de existencia (MSV) de petróleo y gas de 10.761,44 MMBN y 7.474,51 MMMPCN respectivamente. Se propusieron tres (3) Esquemas de Visualización que consistieron en la explotación de todas las oportunidades exploratorias agrupadas de manera diferente para el manejo de su producción y transporte a tierra. Una vez definidos los Esquemas se determinaron los requerimientos de infraestructuras necesarios para el procesamiento, transporte y manejo de los fluidos a ser producidos en dicha área, y su costo mediante la utilización de la herramienta QUE\$TOR Offshore. Finalmente se realizó la evaluación económica a cada Esquema, esto con el propósito de determinar la rentabilidad y así escoger la mejor opción técnica-económica considerando los resultados obtenidos de los indicadores económicos más importantes para este tipo de análisis, estos son el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Al comparar los indicadores económicos y la inversión necesaria se concluyó que la mejor opción es la que representa el Esquema de Explotación # 3. En la evaluación económica se utilizó como herramienta el sistema PEEP. Se recomienda actualizar los perfiles de los volúmenes de producción de petróleo y gas del área ajustándolos a los datos y reportes de producción generados de los registros de los pozos una vez que estos sean perforados.

CAPITULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

PDVSA Producción Exploración Oriente representa una de las fuentes principales de generación de recursos para el desarrollo de Venezuela, en los últimos 15 años se han incrementado esfuerzos para adelantar acciones orientadas a la explotación y aprovechamiento de las reservas de hidrocarburos en el área costa afuera.

Los estudios de exploración costa afuera se han extendido en diversas áreas entre las que se encuentran: Fachada Atlántica, Golfo de Venezuela, Ensenada de Barcelona y la sub-cuenca de Tuy Cariaco y La Blanquilla. La cuenca de la blanquilla está ubicada al norte del alto de la tortuga y la plataforma de margarita – los testigos. El elemento estructural principal de la cuenca de la blanquilla lo constituye la falla de margarita, que consiste en un sistema rumbo deslizante dextral con aproximadamente 35 Km de orientación NO-SE, cuyo origen reside en el desacoplamiento de terrenos, característico de zonas de colisión, en este caso entre las placas caribe y suramericana y que divide a la cuenca en dos sub-cuencas: la sub-cuenca blanquilla oeste y la sub-cuenca blanquilla este.

A finales de los años 70 en el área de La Blanquilla Oeste, paquete La Tortuga se perforó el pozo MTC-2X el cual probó petróleo y gas condensado con resultados no comerciales para la fecha. En el año 2001 el Proyecto PGO Blanquillas fue creado con el fin de detectar las necesidades del área, realizar la evaluación tanto de recursos como económica y proponer un plan

de actividades para futuros proyectos, luego en el año 2005 INTEVEP llevó a cabo un estudio multidisciplinario con el objetivo de evaluar la prospectividad de la zona. Esta área fue retomada por PDVSA Exploración, bajo la Gerencia de Costa Afuera a comienzos del año 2008 con la finalidad de revisar, validar e integrar la información existente, lo cual les permitió realizar la estimación de las reservas descubiertas por el pozo MTC-2X.

Para esta zona se piensa colocar nuevos pozos exploratorios que permitan caracterizar mejor estas oportunidades e incorporar nuevos descubrimientos, y así contar con información más confiable, ya que las reservas descubiertas no fueron sometidas en su debido momento, por no considerarse comerciales; razón por la cual se suspendió la actividad de perforación exploratoria. Nuevas interpretaciones de la información sísmica realizadas (Ysaccis 1997 y PECA) sugieren la existencia de grandes trampas estructurales que indican que el potencial de esta cuenca no ha sido explorado suficientemente, por lo que esta región, aun cuando existen varios riesgos para la exploración, representa un objetivo importante. El prospecto descubierto por este pozo se encuentra a nivel del Mioceno Inferior, en capas delgadas de arenas asociadas a depósitos turbidíticos.

En este Trabajo de Investigación se evaluará económicamente el Proyecto Exploratorio La Tortuga, mediante perfiles de producción que generen un comportamiento de declinación para obtener los diferentes esquemas de explotación. También se determinarán las facilidades de superficie requeridas en el área, para manejar la producción contemplada, con la finalidad de determinar su rentabilidad y seleccionar la mejor opción técnica - económica.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Diseñar un esquema de Explotación para el Proyecto Exploratoria La Tortuga, perteneciente a la Sub-Cuenca Blanquilla Oeste, Costa Afuera. Venezuela.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Definir diferentes esquemas de explotación de las oportunidades exploratorias.
2. Desarrollar los esquemas de explotación de las oportunidades exploratorias.
3. Realizar la evaluación económica de los esquemas de explotación.
4. Seleccionar la mejor opción técnica-económica de explotación de las oportunidades exploratorias.

CAPITULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

- **Lugo N., (2003)** - Desarrolló un modelo de planificación para la construcción de pozos exploratorios costa afuera en el área de Plataforma Deltana, basándose en el seguimiento de una serie de pasos que involucraron una revisión de información sísmica, reportes operacionales de perforación, prognosis geológicas, etc., se analizaron las curvas de geopresiones de los pozos en el área. Una vez caracterizada el área y siguiendo el modelo de planificación para la construcción de pozos exploratorios costa afuera producto de análisis y/o estudios anteriores, procedieron a aplicar la metodología en la planificación del pozo BOR-1SE [1].

- **Cabrera H., (2004)** - Desarrolló un estudio conceptual de la explotación unificada de los yacimientos comunes del campo carite que permitiera una recuperación racional y equitativa de los hidrocarburos, tomando en cuenta los resultados obtenidos mediante el estudio de análisis nodal, balance de materiales y unificación de yacimientos. Con el pozo CAR-1X se determinó la existencia de cinco arenas prospectivas en el campo carite, de las cuales solo la arena H5 resultó común entre Venezuela y Trinidad con un derecho de participación de 73% y 27% respectivamente.

- **Mata H., (2006)** - Contempló la conceptualización de un plan de explotación que permitiera desarrollar de una manera óptima las

reservas estimadas para los prospecto Rubio y Sarare, considerando el cálculo de la declinación de producción del yacimiento, la estimación de los pozos a ser perforados y los reacondicionamientos, garantizando así un desarrollo de dichos prospectos para los próximos 20 años. También se determinaron los requerimientos de infraestructura necesarios para el procesamiento, transporte y manejo de fluidos a ser producidos en dichas áreas, estableciendo sinergia con instalaciones más cercanas [2].

- **Serra M., (2009)** - Estudió la factibilidad técnica - económica de una plataforma de servicios al campo mejillones ubicado en áreas costa afuera del estado Sucre con la finalidad de tomar decisiones respecto a la puesta en marcha de la producción del campo en la fase II de ese proyecto, realizando un estudio de la situación actual del campo y luego comparándolo con diagramas internacionales de selección para establecer las opciones que cumplieran con sus requerimientos, luego verifico la factibilidad técnica utilizando el método de factores ponderados y su factibilidad económica a través de los métodos de valor presente neto y tasa interna de retorno ofreciendo una viabilidad económica.

2.2. Descripción del Paquete Exploratorio La Tortuga

- **Aspectos Generales**

El paquete exploratorio La Tortuga (Figura 2.1), constituye el principal tipo de oportunidades identificado dentro de la sub-cuenca Blanquilla Oeste, la cual se encuentra ubicada en aguas marinas territoriales, específicamente

al norte de La Tortuga. Sus principales estructuras son anticlinales por inversión que se desarrollaron durante el Mioceno Temprano-Mioceno Medio. Las profundidades de los objetivos se estiman entre 3250 y 15000 pies, en profundidades de agua entre 130 y 2953 pies (40 – 900 Mts aprox.).

El pozo MTC-2X fue perforado en la oportunidad BO-6, perteneciente al Paquete La Tortuga a finales de los años 70, entre las coordenadas geográficas: Lat.: 11° 05' 31,3" Long.: 65° 23' 26,0" y UTM 20 E: 238.848,00 y N: 1.227218,00, el cual probó petróleo y gas condensado pero con resultados no comerciales para la fecha. [7]

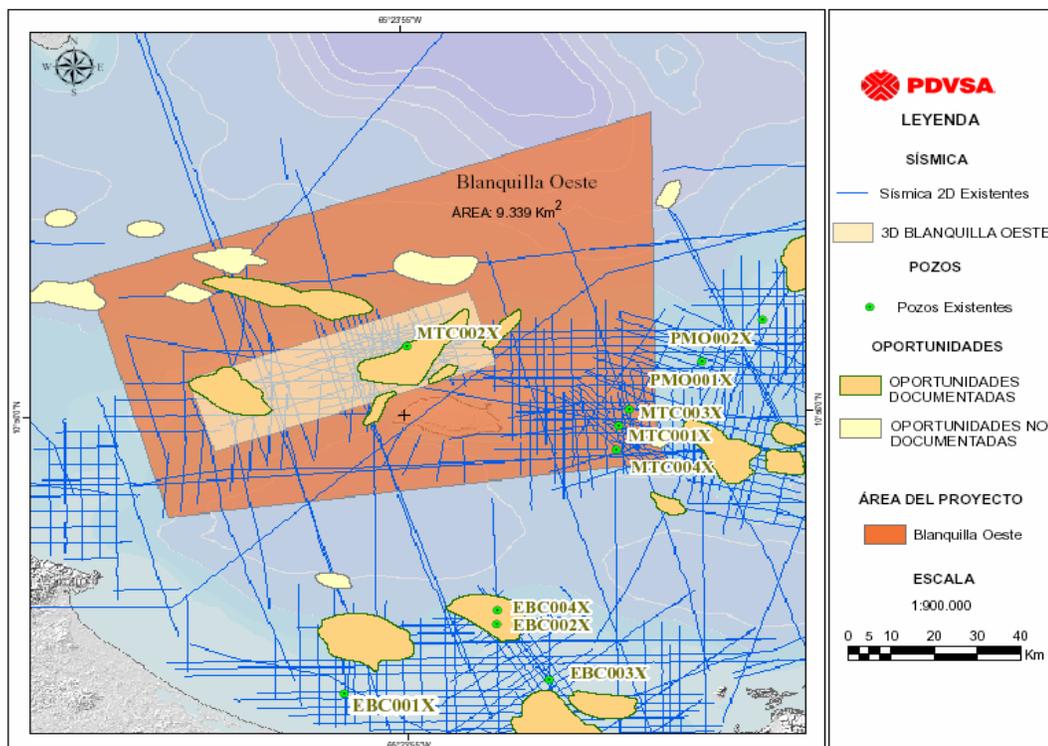


Figura 2.1. Mapa de ubicación del Área de Estudio. [7]

- **Descripción Geológica**

El paquete exploratorio La Tortuga perteneciente a la sub-cuenca Blanquilla Oeste, se encuentra constituido por una serie de anticlinales por inversión, las cuales son producto de la reactivación del sistema de grabenes del Paleógeno-Mioceno Temprano debido a la transpresión ocurrida en el Neógeno. Estas trampas están conformadas por secciones plegadas del Paleógeno y Mioceno Temprano las cuales contienen algunas capas con características de reservorio intercaladas con lutitas que conforman sellos internos y separan los reservorios en compartimientos individuales con contactos de fluido y diferentes regímenes de presión; estas estructuras constituyen una sola trampa con varios niveles estratigráficos, en lugar de varias trampas asociadas. ^[7]

- **Marco Tectónico Regional**

La cuenca se interpreta como una provincia detrás de arco asociada a la subducción de la placa Atlántica por debajo de la placa Caribe, ocurrida principalmente durante el Paleógeno. El eje principal de la cuenca posee dirección Suroeste-Noreste, similar a la Cuenca de Granada, lo cual sugiere una relación tectónica en su evolución. La falla de Margarita es el elemento estructural principal de la cuenca. Se trata de una falla rumbo-deslizante dextral de orientación Noroeste-Sureste, que divide a la Cuenca en dos sub-cuencas: La Subcuenca de la Blanquilla-Oeste (o Subcuenca de la Tortuga) y la Subcuenca de la Blanquilla-Este. ^[7]

La deformación en las áreas Costa Afuera corresponde a los estilos compresivos, transpresivos, extensivos y trastensivos que ocurrieron en la

zona de megasutura Caribe-Suramérica. Básicamente, son estilos que se repiten de Este a Oeste. A medida que avanza la colisión en dirección este, se generan en los terrenos

- **Marco Tectónico Local**

Para realizar la interpretación de horizontes y fallas en el cubo sísmico de La Blanquilla Oeste fue necesario hacer una calibración con el pozo MTC-2X ubicado en el bloque 6-7 del paquete La Tortuga y de esta manera correlacionar los topes estratigráficos definidos en el pozo con sus respectivos reflectores sísmicos (Figura 2.2), luego de la calibración se determinó que:

- ✓ La Base del Reservorio corresponde exactamente a la base del Burdigaliense y a la base de los valores fuertes de la resistividad en los registros de pozo.
- ✓ La Discordancia Intra Burdigaliense representa un reflector muy fuerte que se encuentra entre la Base del Reservorio y el Tope del Burdigaliense y que erosiona parte de la secuencia reservorio.
- ✓ La Discordancia del tope del Langhiense corresponde al tope de los valores fuertes de la resistividad en los registros de pozo. Es probablemente el límite de secuencia de un evento geológico regional importante; razón por la cual se interpretó un horizonte asociado a este reflector.

- ✓ Por encima del Tope del Langhiense se encuentra la secuencia Serravaliense que conforma la mayor parte del Mioceno superior.
- ✓ El Tope del Mioceno es una superficie discordante observable claramente en la sísmica, sobre la cual se encuentran los depósitos del Pleistoceno y Cuaternario. [7]

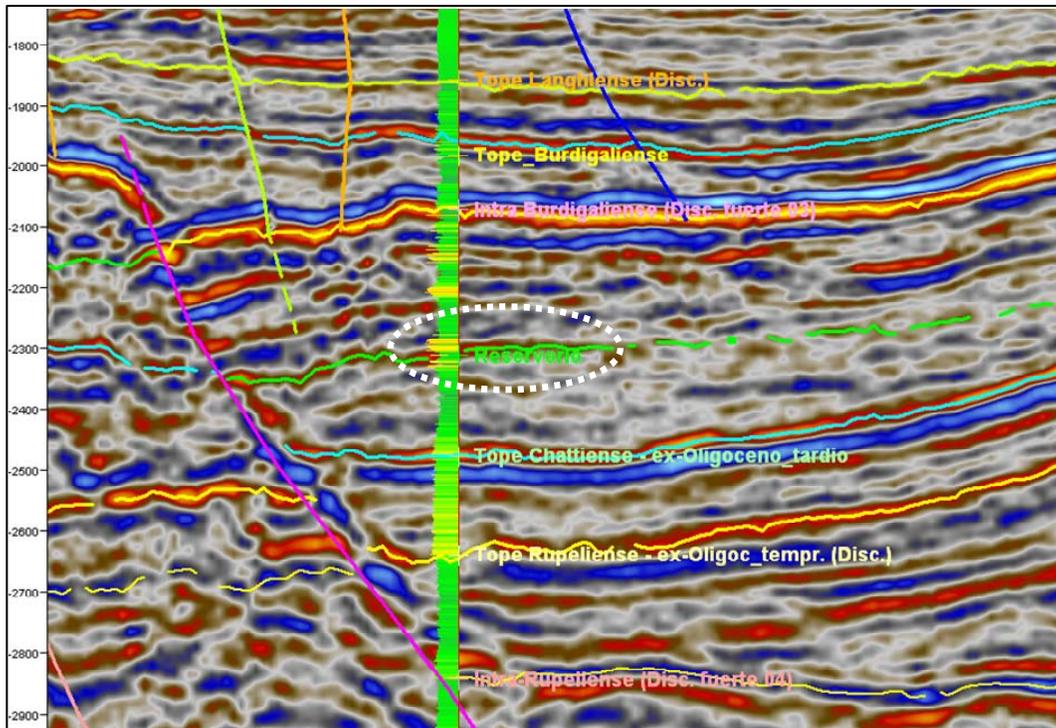


Figura 2.2. Calibración de la sísmica con el pozo. [7] MTC-2X.

- **Estratigrafía Local**

La estratigrafía del pozo MTC-2X está enmarcada dentro de 10 secuencias estratigráficas de tercer orden (Vail et al, 1991) de edad Oligoceno Tardío- Medio a Plioceno. Los principales yacimientos del pozo MTC-2X están definidos dentro de secuencias de tercer orden de edad Mioceno Temprano.

En la Figura 2.3 se muestra la columna estratigráfica perforada del pozo MTC-2X con las secuencias definidas en el área. [7]

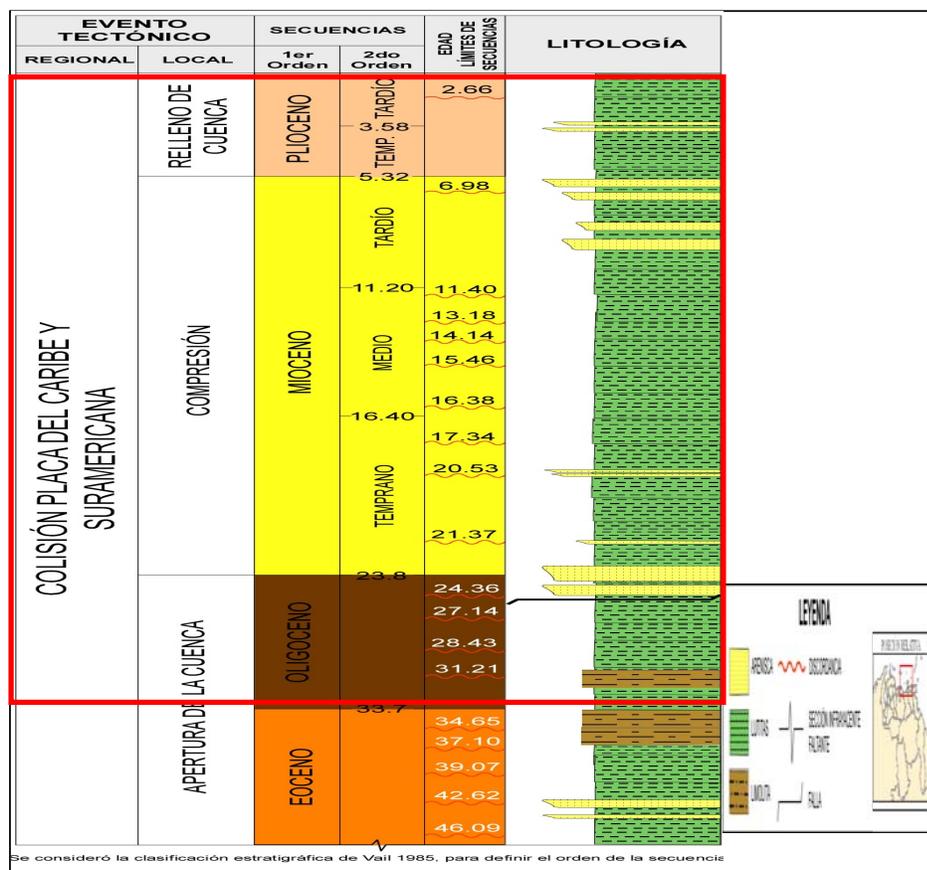


Figura 2.3. Columna Estratigráfica perforada por el pozo MTC-2X. [7]

2.2.1. Descripción de las unidades estratigráficas atravesadas por el pozo MTC-2X.

A continuación se describe de base a tope la columna perforada por el pozo MTC-2X (Figura 2.4):

2.2.1.1. Secuencia S1

La base de esta secuencia es de edad Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano, está caracterizada por presentar areniscas de grano fino levemente micacea de color gris claro, caliza tipo granular lodosa (packstone) a ganular (grainstone) de color blanco a beige moderadamente dura con presencia de algas, miliolidos y limolitas calcáreas gris claro. Esta secuencia presenta progradaciones de facies arenosas prospectivas, producto de una caída relativa del nivel del mar generándose un avance de los sistemas deltaicos hacia el borde de la plataforma, dando como resultado la depositación de deltas de borde de plataforma (Porebski y Steel, 2003, 2006). Estos sedimentos fueron depositados en un ambiente batial superior a nerítico medio. El espesor aproximado atravesado fue de 2577 pies (Figura 2.4). La secuencia S1 está comprendida por tres secuencias de tercer orden (S1-3, S2-3 y S3-3).

2.2.1.2. Secuencia S2

Esta secuencia de edad Mioceno Temprano-Mioceno Medio está compuesta en su mayor parte por lutitas calcáreas de color marrón oscuro con presencia de foraminíferos. Caliza tipo mudstone/wackestone moderadamente dura de color marrón con dolomita, arcilla calcárea con presencia de trazas de pirita y pequeñas capas de areniscas. Se identificarán

cinco secuencias de tercer orden ubicadas entre las edades 17.34 y 11.40 m.a. En general se presentan progradaciones agradacionales de cuerpos arenosos (Turbiditas). El tope de ésta secuencia se encontró a la profundidad de 4645 pies con un espesor de 3418 pies, presentándose en la parte media de todo el Mioceno medio profundidades entre nerítico externo y batial superior. (Figura 2.4).

2.2.1.3. Secuencia S3

En esta unidad de edad Mioceno Tardío se definieron dos secuencia de tercer orden (S9-3 y S10-3). Compuesta por areniscas de color gris claro de tamaño fino a medio. Lutita marrón oscuro con foraminíferos y fragmentos de conchas. Caliza tipo lodolita calcárea/granular lodosa (mudstone/packestone) de color beige con dolomita, presenta localmente trazas de pirita. La parte superior del Mioceno se evidencia una somerización importante hasta alcanzar paleobatimetrías de nerítico medio para el Pleistoceno. El espesor atravesado fue de 2445 pies (Figura 2.4).

2.2.1.4. Secuencia S4

La secuencia S4 de edad Mioceno Tardío a Plioceno Temprano, se caracteriza por la presencia de areniscas calcáreas de color beige claro lutitas de color gris oscuro con fragmentos de conchas y trazas de pirita. El paleoambiente de sedimentación va desde nerítico medio a externo. ^[7]

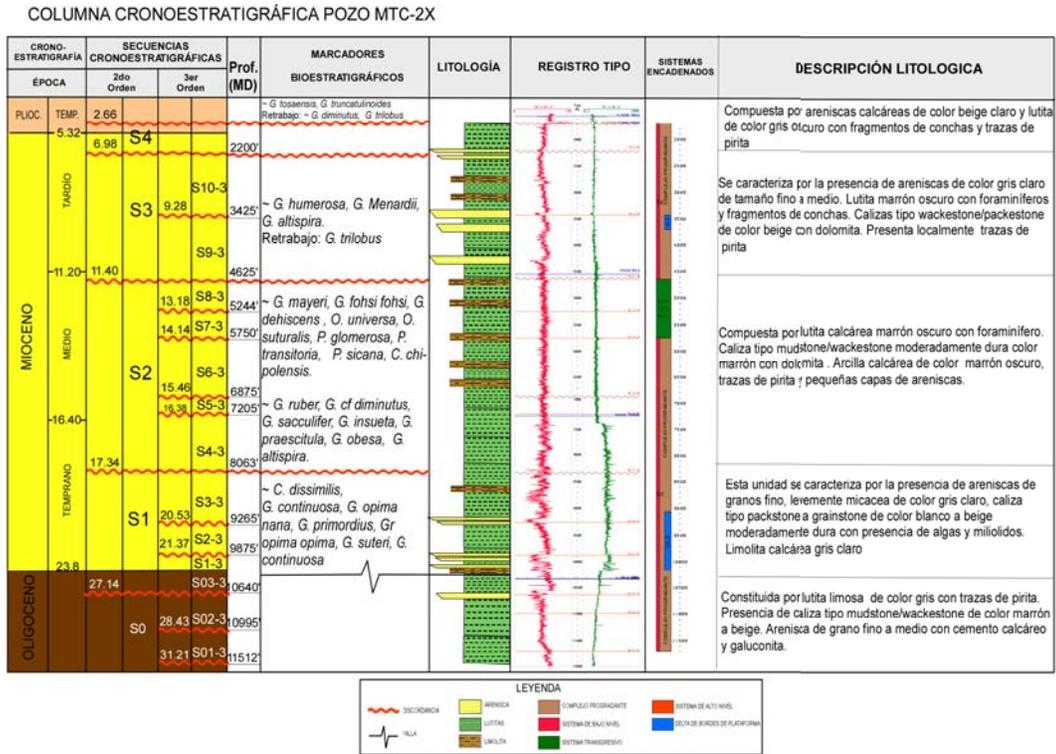


Figura 2.4. Columna cronoestratigráfica con las secuencias de tercer orden (Vail,1987) definidas en el área y los eventos geológicos asociados. [7]

2.3. Resumen de Conocimientos Previos

2.3.1. Paquete de Oportunidades Exploratorias

La organización en paquetes consiste en el agrupamiento de las oportunidades según su situación geográfica, batimetría, tipo de estructura y objetivo, estos parámetros se toman en cuenta para generar una clasificación estratégico-operacional, con el objetivo de obtener una herramienta útil y rápida para la planificación de las actividades exploratorias, estas actividades dependerán de diferentes parámetros, tal como la madurez exploratoria, las expectativas de hidrocarburo, la situación geográfica, entre otros. [4]

2.3.2. Oportunidad Exploratoria

Es la menor unidad de interés exploratorio a investigar de acuerdo al grado de conocimiento que se tenga de ella. ^[4]

2.3.2.1. Clasificación de las Oportunidades Exploratorias

Según el grado de incertidumbre se dice que la oportunidad posee cierta madurez y se clasifica en diversos tipos.

Área.

Es cuando el grado de incertidumbre que se tiene sobre la oportunidad exploratoria es mayor (de 80 a 100 %), debido a que se tienen pocos datos de la misma.

Play o Tema.

Es un conjunto de áreas vinculadas geológicamente, las cuales poseen sistemas petrolíferos similares (Roca Madre, Reservorio y Trampa), y comparten elementos de riesgo comunes.

Lead o Sitio.

Es una Oportunidad Exploratoria identificada, que posee control técnico de su trampa en menos de tres lados.

Prospecto.

Es una acumulación potencial cartografiada que tiene que ser evaluada con taladro para determinar si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos.

La Gerencia de Exploración de PDVSA creó un mapa de Venezuela el cual se divide en 28 áreas básicas de planificación, siendo dichas áreas en donde se lleva el estudio de exploración de todas las oportunidades exploratorias de una manera más ordenada y detalla. En la Figura 2.5 se observa dicho mapa. ^[5]

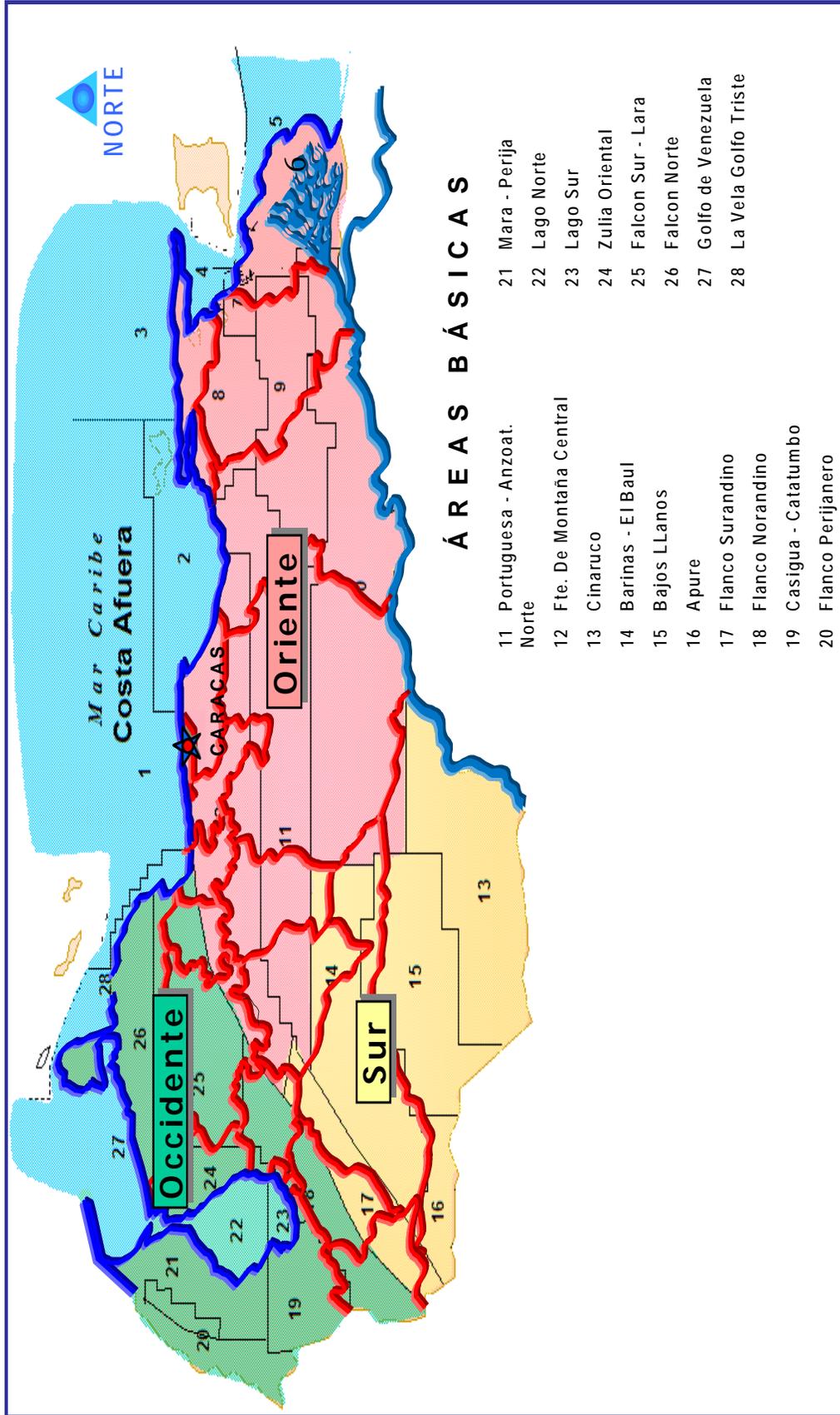


Figura 2.5. Mapa de Venezuela dividido en las 28 áreas básicas de Planificación. [4]

2.3.3. Expectativas de volúmenes por descubrir.

Se define como el rango de volúmenes probables de hidrocarburos por descubrir que podrían estar presentes en Prospectos, Conjuntos tectónicos-estratigráficos, Cuencas o País.

Las expectativas de volúmenes por descubrir se estiman mediante la aplicación de cálculos probabilísticos y representan el valor promedio dentro de un rango de volúmenes probables multiplicado por la probabilidad de existencia.

La Gerencia de Exploración de PDVSA estima o cuantifica estas expectativas probabilísticamente mediante el programa conocido como GAEAPAS (Geologic Analysis Exploration And Prospect Appraisal System), el cual se basa en tres modelos de evaluación, que se diferencian en su alcance dependiendo de la información disponible en las áreas. ^[3]

2.3.4. Proceso de Selección de Portafolio, Plan y Presupuesto

El proceso de selección de portafolio, plan y presupuesto de la Gerencia de Planificación, Presupuesto y Gestión de PDVSA consta de lo siguiente:

2.3.4.1. Base de Recursos

Es el inventario de oportunidades exploratorias identificadas en cada una de las cuencas sedimentarias a través de las actividades realizadas. Esta base de recursos es actualizada trimestralmente por medio del programa llamado GAEAPAS.

2.3.4.2. Curva de expectativas.

Es una curva que representa todos los posibles escenarios de volúmenes y riesgos en un momento determinado. Esta curva es la base fundamental para realizar las evaluaciones económicas de las oportunidades exploratorias. Figura 2.6.

La curva refleja la distribución de las probabilidades acumuladas de ocurrencia (en el eje de las ordenadas), que tienen todos los posibles volúmenes de hidrocarburos (eje de las abscisas) que se pueden obtener de la evaluación de un prospecto. Cada volumen esta asociado a una probabilidad. También representa dos valores que son muy importantes para realizar las evaluaciones económicas, estos son el POS (Probability of Success) y el MSV (Mean Success Volumen). [3]

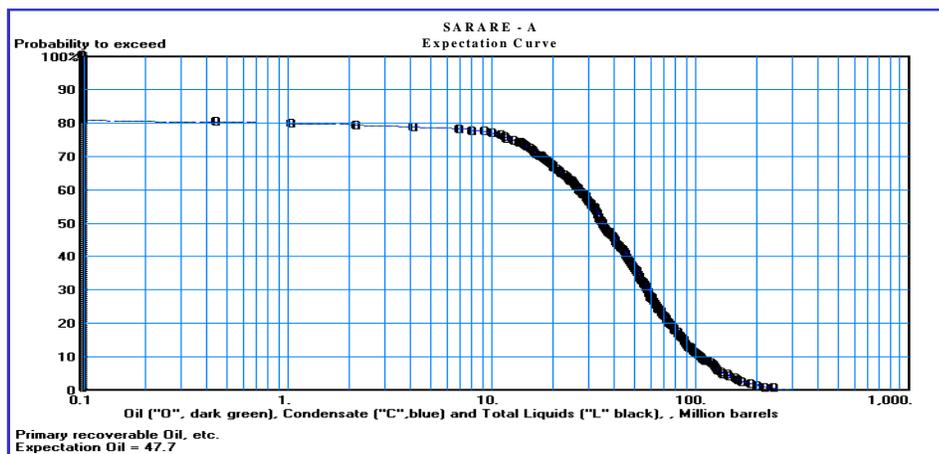


Figura 2.6. Ejemplo de una curva de expectativas. [3]

2.3.4.3. Probabilidad de Suceso (POS)

El POS, cuyo significado representa la probabilidad de existencia o probabilidad de éxito geológico, es el porcentaje de éxito de que existan hidrocarburos en la trampa, aunque su cantidad no es comercial, es decir, muestra el valor de posibilidad de que aparezcan las primeras gotas de hidrocarburos, siendo usado éste valor en los cálculos de riesgos geológico y cuantificación de expectativas.

Muestra la relación entre el número de veces que los volúmenes de hidrocarburos resultaron mayores de cero y el número total de veces que se realizó el cálculo. Con este valor se deriva el riesgo geológico, factor fundamental en una evaluación de prospectos exploratorios. ^[3]

2.3.4.4. Volumen Promedio de Existencia (MSV)

El MSV, que significa el volumen promedio de existencia, es uno de los puntos notable de una curva de expectativas, como su nombre muy bien lo indica, corresponde al promedio probabilístico de los volúmenes mayores a cero, y no refleja el riesgo de que no existan hidrocarburos.

Este valor representa el volumen ponderado, el cual es el promedio de los valores positivos o mayores a cero resultantes de la simulación Monte Carlo, dividido por el número de casos exitosos. No toma en cuenta el número de fracasos o casos con volúmenes cero. ^[3]

2.3.4.5. Expectativas de Oportunidades Exploratorias (EOE)

Las EOE, son el promedio probabilístico de todos los posibles escenarios (éxito y fracaso) de volúmenes de hidrocarburos por descubrir, es el resultado de la multiplicación del volumen promedio de existencia por la probabilidad de éxito; y representa un valor primordial para empezar con la evaluación económica, la cual permitirá decidir si emprende o no la misma. Según los resultados que se obtengan se determinará si dicha actividad es rentable de acuerdo a las aspiraciones económicas de la Gerencia de Exploración y si es coherente con la estrategia de dicha gerencia. ^[3]

2.3.4.6. Plan de Negocios

Conjunto de decisiones y acciones, a ser ejecutadas por las Unidades de Negocio para la consecución de los objetivos y metas de la empresa en un período de seis años, estableciendo las bases del presupuesto, y con el compromiso de realizar las actividades seleccionadas y aprobadas del Portafolio de Oportunidades. La selección de los paquetes que conforman el Plan de Negocios se basa en criterios estratégicos y en la jerarquización del Portafolio de Oportunidades, que incluyen restricciones financieras y de mercado. ^[3]

2.3.4.7. Portafolio de Oportunidades

Es el conjunto de actividades agrupadas por paquetes, generadores y no generadores de potencial de petróleo y gas, que constituyen el Portafolio de Oportunidades de Negocio, definidas con base en la disponibilidad de reservas y la capacidad de ejecución operacional, sin limitaciones financieras

ni de mercado. Este Portafolio se elabora en la etapa del ciclo de planificación llamada Base de Recursos. ^[3]

2.3.4.7.1. Importancia del Portafolio de Oportunidades

- ✓ Un portafolio técnicamente estructurado soporta el desarrollo de las reservas de un área y establece las bases para las oportunidades de inversión que se presenten.
- ✓ Permite la comparación y jerarquización de todas las oportunidades de generación de potencial con su nivel de actividad.
- ✓ Es contentiva de todos los proyectos de producción que posteriormente serán evaluados bajo lineamientos económicos uniformes.
- ✓ Es insumo básico para la elaboración de los planes y programas de las otras funciones de la corporación.

2.3.4.7.2. Beneficios del Portafolio de Oportunidades

- ✓ Confiabilidad y consistencia de la información.
- ✓ Mejor planificación y ejecución de actividades operacionales.
- ✓ Respuesta rápida y oportuna.
- ✓ Bases para soportar cualquier oportunidad de inversión a corto, mediano y largo plazo.
- ✓ Optimización de recursos en la elaboración del plan de negocios de la Corporación
- ✓ Mejor seguimiento y control de la gestión a los planes de todas las organizaciones
- ✓ Visión global del negocio.

2.3.4.7.3. Paquetes de un Portafolio

Los paquetes de un portafolio son un compendio de oportunidades relacionadas con la exploración de un área específica, que incluye actividades generadoras y no generadoras, recursos e inversiones necesarias, para drenar las reservas de hidrocarburos de los yacimientos de la forma más rentable y racional. Conforman toda la información referente a proyectos que se llevan o se llevarán a cabo en las distintas áreas o yacimiento de una unidad de explotación, agrupadas según el mecanismo de producción o proyectos de recuperación secundaria o terciaria aplicadas.

2.3.5. Evaluación Económica de Proyecto

La evaluación económica de proyecto consiste en determinar los beneficios económicos asociado a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad donde la decisión de inversión se tomara con respecto aquellas opciones que tiendan a aumentar el valor en términos monetarios de la corporación, resultando con los mejores indicadores financieros. ^[3]

2.3.5.1. Ingeniería económica

La Ingeniería Económica, estudia el conjunto de conceptos y técnicas cuantitativas de análisis, útiles para la evaluación y comparación económica de alternativas relativas a sistemas, productos, servicios, recursos, inversiones, equipos, etc., para lograr decisiones que seleccionen la mejor o mejores posibilidades entre las que se tienen en consideración. ^[3]

2.3.5.2. Horizonte Económico

El Horizonte económico de un proyecto se refiere al período de tiempo establecido durante el cual se calcularán los flujos de caja correspondientes al mismo, es decir, incluye tanto el período de inversiones como el de operaciones.

El Horizonte Económico se debe establecer como el período de tiempo de realización de las inversiones, sumado a la vida técnica o comercial útil probable del activo principal.

2.3.5.3. Jerarquización de Proyectos.

La capacidad para realizar inversiones está limitada por la disponibilidad de los recursos financieros y posiciones estratégicas, por lo que se hace necesario comparar con otros proyectos, y jerarquizar a nivel corporativo los proyectos de inversión. En este sentido, se utiliza la metodología de Portafolio de Inversiones, de manera que la combinación de proyectos resultantes maximice los objetivos, y metas estratégicas, financieras y operacionales de la Corporación a corto, mediano y largo plazo.

No obstante, para efectos de jerarquización de proyectos generadores de ingreso, internos de una misma Unidad de Negocio, se utiliza el indicador de eficiencia de inversión para seleccionar los proyectos de mayor valor agregado.

Para los demás casos la jerarquización interna se realiza en función de los siguientes criterios:

- ✓ Avance físico y financiero de la propuesta. Medido a través del TP.
- ✓ VPN como segunda opción de jerarquización, sólo para aquellos proyectos que se analicen bajo la metodología Costo-Riesgo-Beneficio.

2.3.5.4. Simulación de Monte Carlo.

Uno de los métodos más utilizados para evaluar, y medir el efecto del comportamiento de las variables que componen el flujo de caja de un proyecto es el modelo denominado Simulación de Monte Carlo. A continuación una descripción muy general del modelo:

- ✓ Es un modelo probabilístico de sensibilidades basado en información estadística.
- ✓ Permite representar la “volatilidad” de las variables independientes, tales como: inversión, precios, producción y costos.
- ✓ Aleatoriamente asigna valores para cada parámetro.
- ✓ Mide la tendencia de los resultados.

La ventaja de la aplicación de este modelo es que demuestra que, cuando las variables independientes, se expresan como una distribución continua, los resultados de las variables dependientes, tomarán la forma de una distribución normal, siempre y cuando se ejecute una muestra significativa de combinaciones de las variables independientes (interacciones). ^[3]

2.3.5.5. Indicadores Económicos

Los indicadores económicos son parámetros utilizados en el estudio financiero, los cuales ofrecen orientación acerca de la conveniencia económica del proyecto. Los indicadores económicos se clasifican según la

consideración del valor del dinero en el tiempo, estos pueden ser estáticos y dinámicos.

2.3.5.5.1. Indicadores estáticos

Son estáticos cuando no se considera el valor del dinero en el tiempo y se usan con el fin de determinar en una primera instancia, la posible conveniencia de ejecutar un proyecto. Existen diversos indicadores estáticos, estos son:

2.3.5.5.1.1. Flujo de Caja Neto (FCN)

El flujo de Caja Neto consiste en sumar todos los cobros realizados menos todos los efectuados durante el horizonte económico del proyecto o, lo que es igual, sumar todos los flujos anuales.

$$\text{Flujo de Caja Neto} = \sum_{n=0} (-A_n + IT_n - CT_n) \quad (\text{Ec. 2.1})$$

donde:

A: Inversiones

IT: Ingresos Totales

CT: Costos Totales

2.3.5.5.1.2. Tiempo de Pago (TP).

Este indicador consiste en calcular los años en que el proyecto tarda en recuperar la inversión inicial. El TP permite medir el riesgo del proyecto en

cuanto al plazo de recuperación del capital. A pesar de su utilidad, este indicador presenta ciertas desventajas:

- ✓ No toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo.
- ✓ Ignora las pérdidas o beneficios que se puedan obtener después del período de recuperación.
- ✓ No mide el beneficio o rentabilidad de los proyectos. ^[3]

2.3.5.5.2. Indicadores dinámicos.

Son dinámicos cuando está presente la variable tiempo en el valor del dinero, estos indicadores permitirán analizar de forma exacta el comportamiento de los flujos de cajas, indicando el grado de rentabilidad del proyecto. Los indicadores dinámicos existentes se nombran a continuación:

2.3.5.5.2.1. Valor Presente Neto (VPN).

Conceptualmente, el “Valor Presente Neto” corresponde al valor actual de los Flujos de Efectivo Neto (Ingresos – Egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico.

Para calcular el valor actualizado del flujo de caja, el mismo se descuenta a una tasa de interés dada (tasa de descuento), luego la sumatoria de los flujos de caja descontados que estructuran la propuesta, constituyen el Valor Presente Neto.

Desde el punto de vista de la evaluación económica de propuestas el Valor Presente Neto corresponde a la diferencia entre el valor de la inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los flujos de caja de operación descontados a una tasa determinada.

Si el VPN es ≥ 0 significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico la tasa mínima exigida.

Por el contrario, si el VPN es < 0 , significa que la sumatoria de los flujos de caja descontados a la tasa exigida es insuficiente para recuperar la inversión en el horizonte económico correspondiente. En este caso, la decisión estrictamente económica debe ser “no invertir”.

Matemáticamente, el Valor Presente Neto de una serie de flujos se expresa a través de la siguiente fórmula:

$$VPN = -A_0 + \sum_{n=1}^t \frac{-A_n + IT_n - CT_n}{(1 + Td)^n} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

donde:

A: Inversiones

IT: Ingresos Totales

CT: Costos Totales

Td: Tasa de Descuento

La fórmula tradicional del Valor Presente que es la que se aplica en la Corporación asume que los flujos de caja se capitalizan a un interés determinado al final de cada período, (inclusive los correspondientes a las inversiones) sean estos mensuales, anuales, etc. ^[3]

2.3.5.5.2.2. Tasa interna de retorno (TIR).

Se define como aquella Tasa de Descuento (interés) que hace el Valor Presente Neto igual a cero, es decir, que iguala el Valor Presente de los

ingresos al Valor Presente de los egresos. Desde el punto de vista de la Evaluación Económica de Proyectos corresponde a la Tasa que a través del descuento de los Flujos de Efectivo (Actualización de los Flujos) permite recuperar la inversión. ^[3]

Como se puede apreciar, en este caso se trata de calcular la “Tasa” que permite recuperar la inversión en el período definido como Horizonte Económico. En el cálculo del Valor Presente Neto, los flujos se descuentan a una tasa mínima dada.

La Tasa Interna de Retorno puede resultar igual, mayor o menor que la tasa mínima establecida por la Corporación o tasa de descuento.

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (\text{Ec. 2.3})$$

donde:

FC: Flujo de Caja a un tiempo t.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

2.3.5.5.2.3. Eficiencia de Inversión (EI)

Este indicador se determina también como complemento a los indicadores tradicionales básicos como son el VPN y la TIR y facilita la decisión económica sobre una propuesta determinada.

Conceptualmente corresponde a la rentabilidad que en términos presentes (valor actual) se obtiene por cada Unidad monetaria invertida, y matemáticamente se expresa según la siguiente fórmula:

$$EI = \frac{VPN_{proy}}{VP(A)} + 1 \quad (\text{Ec. 2.4})$$

donde:

EI: Eficiencia de la Inversión

VPN_{proy} : Valor Presente Neto generado por el proyecto

$VP(A)$: Valor Presente de la Inversión Total

Este indicador es ampliamente utilizado en la jerarquización de proyectos ya que, para un capital disponible, permite seleccionar los proyectos que rendirán una mayor rentabilidad. ^[3]

2.3.5.6. Costos Operativos

Son los egresos necesarios para mantener la normalidad de la operación del programa o proyecto. ^[3]

2.3.5.7. Regalías

Se refiere al Impuesto que el Fisco Nacional estableció sobre la producción de petróleo, del gas natural enajenado o utilizado como combustible, hidrocarburos líquidos y azufre producido. La tasa vigente del impuesto equivale a un 30 % del Valor Mercantil.

Según Ley Hidrocarburos Gaseosos las regalías por la producción de gas son:

$$Rgn = 20\% \times Volgn \times Valgn \quad (\text{Ec. 2.5})$$

donde:

Rgn: Regalías (US\$).

Volgn: volumen de gas producido (Btu o BPE).

Valgn: valor mercantil del gas natural (US\$/Btu o US\$/BPE).

Según Ley Hidrocarburos las regalías por la producción de crudo son:

$$R_{crudo} = 30\% \times Vol_{crudo} \times Val_{crudo}$$

donde: (Ec. 2.6)

Rcrudo: Regalías (US\$).

Volcrudo: volumen de crudo producido (B/D).

Valcrudo: Valor Mercantil del crudo (US\$).

2.3.5.8. Impuesto Sobre La Renta (ISLR)

EL ISLR corresponde al valor estimado que debe incluirse en una propuesta, por concepto de ISLR, generalmente, la base para este cálculo se determina:

$$ISLR = Ingreso - Costo Operativos - Regalías - Depreciación \quad (Ec. 2.7)$$

2.3.5.9. Depreciación

Es una deducción anual contra los ingresos, que refleja el costo del activo usado en el proceso de producción. Otra forma de definirla sería: la operación por la cual indicamos en nuestros libros la pérdida de valor de nuestros bienes. ^[3]

$$DUP = \frac{VNL \times P}{RD} \quad (Ec. 2.8)$$

donde:

DUP: depreciación anual por unidades producidas.

VNL: valor neto en libro.

P: producción neta fiscalizada anualmente.

RD: reservas desarrolladas remanentes netas de crudo ó gas según sea aplicable.

2.3.6. Inversión

La inversión es el proceso por el cual se decide vincular recursos financieros líquidos a cambio de la expectativa de obtener unos beneficios, también líquidos, a lo largo de un plazo de tiempo denominado vida útil.

Existen dos tipos de inversiones las cuales dependen de los ingresos que estas aporten a la empresa, estas son:

2.3.6.1. Inversiones generadoras

Son aquellas capaces de producir beneficios provenientes de la venta de algún producto o servicio, recibiendo a cambio una entrada de efectivo para la empresa. La misma puede tratarse de un negocio nuevo o de alguna ampliación o modificación en la infraestructura existente con el propósito de aumentar la producción para su posterior comercialización.

2.3.6.2. Inversiones no generadoras

Se refiere a la alícuota que se carga a los proyectos generadores de ingresos, correspondiente a las inversiones realizadas en aquellos proyectos de su localidad que no generan ingresos con el fin de asegurar la rentabilidad global de la empresa.

2.3.6.3. Inversiones mantenedoras de la capacidad de producción

Son inversiones cuya finalidad es garantizar la capacidad y el potencial productivo de un proyecto/programa en particular, es decir, son aquellas orientadas a la búsqueda de la eficiencia y eficacia del proceso productivo. Como ejemplo se tiene el reemplazo de activos por otros más eficientes y económicos, por obsolescencia, etc. ^[3]

2.3.7. Conceptos Básicos de los Proyectos

El desarrollo de las reservas debe hacerse considerando los siguientes tipos de proyectos:

✓ Base: Presenta el agotamiento de los yacimientos sin ejecutar ninguna actividad generadora o esfuerzo adicional a la capacidad existente. Toma en consideración las reservas probadas desarrolladas. En este caso se debe considerar el potencial fin de año correspondiente al presupuesto original y la declinación total (%) calculada para cada yacimiento o grupo de yacimiento. Solo debe aparecer actividad en el renglón de servicios a pozos.

✓ Mantenimiento: Se refiere al desarrollo de las actividades suplementarias al Caso Base que permitan mantener el nivel de potencial actual de producción de hidrocarburos, es decir que estos paquetes contemplan las actividades que compensen la Desarrollo de Reservas Probadas: En este caso se consideran todos los nuevos desarrollos de prospectos probables. Deben incluir los pozos de avanzada, sus respectivos pozos de desarrollo y sus actividades estadísticas requeridas. Las reservas probables asociadas a estos paquetes deben coincidir con las oficiales del libro de reservas. Por lineamientos se deben contactar el 50 % de las

reservas probables. Estos paquetes deben reflejar los niveles de potencial que se están incrementando.

✓ Desarrollo de Reservas Posibles: En este caso se consideran todos los nuevos desarrollos de prospectos posibles. Deben incluir los pozos de avanzada y sus respectivos pozos de desarrollo y sus actividades estadísticas requeridas. Las reservas posibles asociadas a estos paquetes deben coincidir con las oficiales en libro. Por lineamiento se deben contactar el 25 % de las reservas posibles. Estos paquetes deben reflejar los niveles de inversiones adicionales para manejar los niveles de potencial que se están incrementando. Las reservas asignadas a un plan de desarrollo (PDD) se desarrollan en la base de recursos de explotación.

✓ Recuperación Secundaria: En este caso se consideran todos los proyectos de recuperación secundaria (inyección de agua, gas, inyección alterna gas-agua) tanto nuevos como existentes. Estos paquetes deben reflejar los niveles de inversiones adicionales y de mantenimiento. En los proyectos con inyección de agua se cargan todas las actividades asociadas en un solo paquete. En los de gas, se estructurarán tres casos: Sin inyección de gas, con inyección de gas actual y con inyección de gas requerida. ^[9]

2.3.8. Técnicas de Evaluación de Proyectos.

Los métodos básicos que utilizan las empresas para evaluar proyectos y decir si deben aceptarlos o incluirlos son: 1) El método del Valor Presente Neto (VPN), 2) El método de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y 3) El método de período de recuperación. Para determinar la aceptabilidad de un proyecto mediante cualquiera de estas técnicas, es necesario calcular los flujos de efectivos. Sin embargo, a diferencia de los otros dos, el método del período

de recuperación no considera el valor del dinero en el tiempo, por lo tanto, se refiere al mismo como una técnica no sujeta a descuentos, mientras que al valor presente neto y al de la tasa interna de retorno son consideradas técnicas sujetas a descuento. ^[9]

2.3.9. Criterios de Evaluación Económica de las opciones técnicamente viables.

El objetivo de los criterios de evaluación económica es determinar la factibilidad económica de las opciones de los proyectos calificadas como técnicamente viables. Estos criterios permiten además analizar el beneficio económico que se obtendrá después de realizar la inversión destinada a implementar las medidas recomendadas. Para aplicar los criterios de evaluación económica, se requiere contar con información sistematizada, expresada en términos monetarios, elaborada basándose en la información que proviene de las etapas y pasos previos al de la evaluación económica. ^[10]

Basándose en los conceptos descritos en los puntos anteriores se construyen los tres siguientes criterios, que pueden ser utilizados para evaluar la factibilidad económica de las opciones de proyectos:

✓ Máximo número de períodos de retorno (MNPR), como criterio para aceptar una inversión:

Este criterio compara el número de períodos n requerido para el retorno de la inversión inicial, en términos de su valor actual, adoptando para ello una tasa de descuento r predefinida, y un número máximo de período de retorno, $n_{\text{máx}}$, establecido por el inversionista que tiene como condición

para aceptar o rechazar la inversión. Este criterio es muy útil cuando el inversionista tiene como condición recuperar la inversión en un plazo fijo determinado, el cual automáticamente define el valor de n máx. Por lo tanto:

Si $n < n$ máx, se aprueba la inversión.

Si $n > n$ máx, se rechaza la inversión.

✓ Valor Presente Neto mínimo (VPNM), como criterio para aceptar una inversión:

Este criterio compara el VPN de una inversión, calculado en función de un flujo de caja proyectado para un período n y una tasa de descuento r predefinido, y el valor actual neto mínimo, VPMN, de la inversión, que el inversionista establece como referencia para la aceptación o rechazo de dicha inversión. Por lo tanto:

Si $VPN > VPMN$, se aprueba la inversión.

Si $VPN < VPMN$, se rechaza la inversión.

Este criterio normalmente utiliza de referencia de VPMN igual a cero (este valor significa que el inversionista sólo desea recuperar la inversión inicial en términos de su valor actual), pero nada impide que dicho valor de referencia, impuesto como requisito por el inversionista, sea mayor que cero.

✓ Tasa Interna de Retorno mínima (TIRM), como criterio para aceptar una inversión:

Este criterio compara la tasa interna de retorno de una inversión, calculada en función de un flujo de caja proyectado para un período n

predefinido, y el valor de una tasa interna de retorno mínima (TIRM), que el inversionista establece como referencia para la aceptación o rechazo de dicha inversión. Por lo tanto:

Si $TIR > TIRM$, se aprueba la inversión.

Si $TIR < TIRM$, se rechaza la inversión.

Este criterio puede utilizar, como valor de referencia de la TIRM, por ejemplo:

- La tasa de interés (o el costo de capital) con la que se financiará el proyecto.
- La rentabilidad esperada por los inversionistas;
- La rentabilidad de otras opciones alternativas (costo de oportunidad).

2.3.10. Principios generales sobre los criterios de Evaluación Económica

Cuando se comparan diversos criterios para elegir proyectos, es útil establecer algunos lineamientos y cuáles son las propiedades de un criterio ideal. Las reglas óptimas de decisión tendrán cuatro características:

- ✓ Seleccionará de un grupo de proyectos aquel que mejore la riqueza de los accionistas.
- ✓ Considerará en forma apropiada todos los flujos de caja.
- ✓ Descontará los flujos de caja al costo de oportunidad de capital apropiado y determinado por el mercado.
- ✓ Permitirá a la administración considerar cada proyecto independientemente de los demás. ^[10]

2.3.11. Análisis para la Toma de Decisiones Financieras

Uno de los problemas más importantes que el gerente enfrenta en la toma de decisiones, es que debe tomar decisiones hoy, las cuales tienen consecuencias en términos de beneficios y costos futuros. Esto hace inevitable cierto grado de incertidumbres. Por lo general, lo que se hace es mirar lo que ha ocurrido en el pasado e inferir sobre el futuro, con base a la información obtenida. Para hacer un análisis correcto o el análisis de alternativas de inversión como se ha denominado aquí:

- ✓ Implica alternativas y consecuencias futuras.
- ✓ Se relaciona con las diferencias entre las alternativas en el futuro.
- ✓ Se interesa en la diferencia entre costos y no en la asignación de costos.
- ✓ Considera la diferencia entre sumas iguales de dinero en distintos puntos en el tiempo.

Se debe hacer énfasis, en que siempre son las diferencias entre las alternativas lo que se considera importante. En el análisis de alternativas, la atención se concentra en los costos futuros y no en los pasados o actuales. Por supuesto, que los costos que registra la contabilidad, pueden ser muy útiles en proveer la información necesaria para calcular los costos futuros. Aunque en el proceso de toma de decisiones se tenga que usar la información incompleta, no se debe concluir que el administrador no puede tomar la decisión. Precisamente, el proceso de toma de decisiones se desarrolla siguiendo cursos de acción de carácter irrevocable, y muchas veces inadecuadas.

Las decisiones financieras de largo plazo forman parte de las actividades más importantes del decisor, por lo tanto, el tiempo que se dedique al estudio de estos procesos, nunca será excesivo. ^[10]

2.3.12. Sistema Integrado de Planificación para Exploración y Producción (SIPEP).

El sistema integrado de planificación para exploración y producción tiene como finalidad apoyar al ciclo de planificación de PDVSA en la elaboración de la base de recursos y del plan de desarrollo.

SIPEP es una herramienta que permite generar carteras de trabajo conformadas por los paquetes que contienen los planes de desarrollo de las diferentes unidades de explotación o prospectos, leads y plays exploratorios para ser evaluados económicamente y así determinar su rentabilidad. Con esta información y de acuerdo a los lineamientos establecidos, se ejecuta la jerarquización de los paquetes de las distintas carteras. ^[10]

2.3.13. Análisis De Sensibilidad

Tiene por objeto determinar el impacto que puede significar sobre los indicadores económicos calculados (TIR, VPN, EI) algún cambio en la variable o parámetros considerados en la evaluación económica. Los análisis de sensibilidad deben efectuarse para parámetros más significativos, como por ejemplo: Volumen de producción o ventas, precios de exportación, inversiones, horizontes económicos, costos de operación, etc.

2.3.14. Estimados de Costos

Es el cálculo de los costos de los diferentes elementos que integran un proyecto o programa de alcance definido y el cual respalda las decisiones en cada una de las etapas de dicho proyecto.

En general, los estimados de costo sirven de base para cubrir los siguientes objetivos:

- Evaluación de la factibilidad de los proyectos en su etapa conceptual.
- Análisis de su rentabilidad económica.
- Aprobación presupuestaria. Base para la comparación de ofertas en las licitaciones.
- Control de costos en la fase de construcción de proyectos. ^[3]

2.4.14.1. Estimado de Costos clase V

Es un estimado con una precisión del tipo orden de magnitud, el cual se utiliza en la planificación a mediano plazo para establecer si los proyectos reúnen las condiciones suficientes para proseguir su desarrollo.

2.3.14.2. Estimado de Costos clase IV

Esta clase de estimados se utiliza para decidir entre varias opciones conceptualmente viables, o para respaldar la decisión de continuar, o no con el proyecto, con estos estimados se puede solicitar fondos para la ejecución de la Ingeniería Básica.

2.3.14.3. Estimado de Costos clase III

Utilizado para solicitar la aprobación de fondos presupuestarios a la Gerencia de Finanzas, requeridos para la ejecución de la ingeniería detallada y/o para la colocación de órdenes de compra de equipos y materiales críticos de largo tiempo de entrega.

2.3.14.4. Estimado de Costos Clase II

Este tipo de estimado se utiliza para solicitar la aprobación de fondos a la Gerencia de Finanzas en el presupuesto de inversiones, a fin de ejecutar la ingeniería de detalles, la procura construcción y arranque del proyecto.

2.3.14.5. Estimado de Costos Clase I

Sirve como referencia oficial en los procesos licitatorios para la ejecución de obras, y de respaldo para controlar los montos aprobados y autorizados de desembolsos.

2.3.15 . Jerarquización de proyectos

La jerarquización de carteras consiste en el ordenamiento de los paquetes que la conforman, bajo ciertos criterios y sujeto a determinadas restricciones con el fin de establecer cuáles deberían ser las prioridades de ejecución de los paquetes en el plan de negocios. Se ordenan paquetes por indicadores económicos: Eficiencia de Inversión (EI), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN).

Las restricciones más comunes son por producción de crudo, inversiones y gastos totales, basados en lineamientos que emite PDVSA para la elaboración del plan de negocios en cada año. ^[10]

2.3.16. Procesos para la ejecución de un proyecto

Para que un proyecto se lleve a cabo con éxito se debe cumplir con las siguientes etapas:

- A. Visualización.
- B. Ingeniería Conceptual.
- C. Ingeniería Básica.
- D. Ingeniería de Detalle.
- E. Construcción.
- F. Arranque y puesta en marcha.

A. Visualización

En esta primera fase se originan los proyectos de inversión. Las ideas que originan los proyectos pueden provenir, en cualquier momento, de cualquier parte de la Corporación, son generalmente el producto de los análisis del ambiente externo, e interno a la Empresa, o del análisis de las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas (F.O.D.A) que se realiza como parte de los ciclos de planificación. Estos análisis se efectúan en equipo con la participación de todas las organizaciones de la Corporación y bajo la responsabilidad integradora de las unidades de Planificación Corporativa. Es aquí donde se genera un estimado de costos clase V de toda la propuesta y se analiza la factibilidad técnica-económica de proseguir con la misma.

B. Ingeniería Conceptual.

Los productos de la fase de Visualización, constituyen el insumo de trabajo para continuar con el desarrollo del proyecto, y ejecutar la fase Conceptual. El propósito de esta fase es la selección de la(s) mejor(es) opción(es), y la mejora en la precisión de los estimados de costos clase IV o clase III y tiempo de implantación. Todo esto para lograr reducir la incertidumbre y cuantificar los riesgos asociados, y determinar el valor esperado para la(s) opción(es) seleccionada(s).

C. Ingeniería Básica.

En esta etapa la opción u opciones seleccionadas se evalúan exhaustivamente, estableciendo parámetros de diseño, y la filosofía operacional, se desarrolla la programación total del proyecto y un estimado de costos clase II, así como también se realiza la elaboración de los diagramas de flujo, se dimensionan y especifican los materiales y equipos principales, basándose en los balances de energía y masa.

D. Ingeniería de Detalle.

Es la fase del proyecto donde se elaboran los planos de los detalles de ingeniería de procesos, civil, mecánica, electricidad e instrumentación, al mismo tiempo en que comienzan las actividades conducentes a la procura de materiales de proyecto. El primer paso de esta etapa es la revisión o cuestionamiento de la definición de ingeniería básica, adecuándola de ser necesario, el segundo paso comprende la elaboración de planos y especificaciones técnicas para la construcción y requisiciones de compra, con estimaciones de costos clase I.

E. Construcción.

Se refiere al establecimiento de una secuencia lógica para el desarrollo de los trabajos de construcción, planificando todas las actividades que conforman el proceso de ejecución física del diseño y controlando los materiales utilizados en la obra, progreso físico de la misma, gastos de inversión y tiempo de ejecución.

F. Arranque y puesta en marcha.

Al final de la etapa de construcción se prepara el programa e instructivo de arranque, el cual será entregado al usuario final para su aplicación. El arranque, al igual que las anteriores actividades varía de acuerdo con las características, magnitud y complejidad de las instalaciones y equipos involucrados. ^[3]

2.3.17. Esquema o Plan de Explotación

Es el conjunto de políticas que garantizan la máxima creación de valor en los procesos de recuperación de las reservas de hidrocarburos, para ello se requiere conocer el yacimiento y contar con herramientas idóneas para elaborar un esquema óptimo. La finalidad de este esquema es definir estrategias para continuar con el desarrollo de las reservas remanentes del yacimiento. ^[2]

2.3.17.1. Aspectos a considerar para desarrollar un Proyecto de Explotación.

a) Pronóstico de Producción:

Se debe mostrar la volumetría de crudo, gas y agua (Curvas de Producción) resultantes del Plan de Explotación en el periodo de evaluación del proyecto, tomando en cuenta que se debe mantener niveles que aseguren la mayor rentabilidad del proyecto en el tiempo.

Se deben incluir el balance de Gas y Crudo que se maneja en el Proyecto, la relación PD/PT (Potencial/Producción) y la declinación.

b) Plan de perforación y RA/RC:

Para definir un plan de perforación se debe considerar los siguientes aspectos:

- Tipos de perforación (vertical, horizontal, multilateral, inclinado, etc.)
- Números de pozos: a perforar y/o a reacondicionar por campo.
- Potenciales estimados del trabajo por área (Generación).
- Tiempo (días) por pozo.
- Tipo de taladro requerido y su capacidad: Convencional y Nueva Generación.
- Costos por pozos, indicadores de perforación y RA/RC (Taladros/año).
- Aplicación de nuevas tecnologías, entre otros.

c) Planes Tecnológicos:

En este renglón se presenta la base teórica que soporta la aplicación de cualquier tecnología en el área, proyectos pilotos, especificaciones, limitaciones, valor agregado (producción, incorporación de reservas), entre otros.

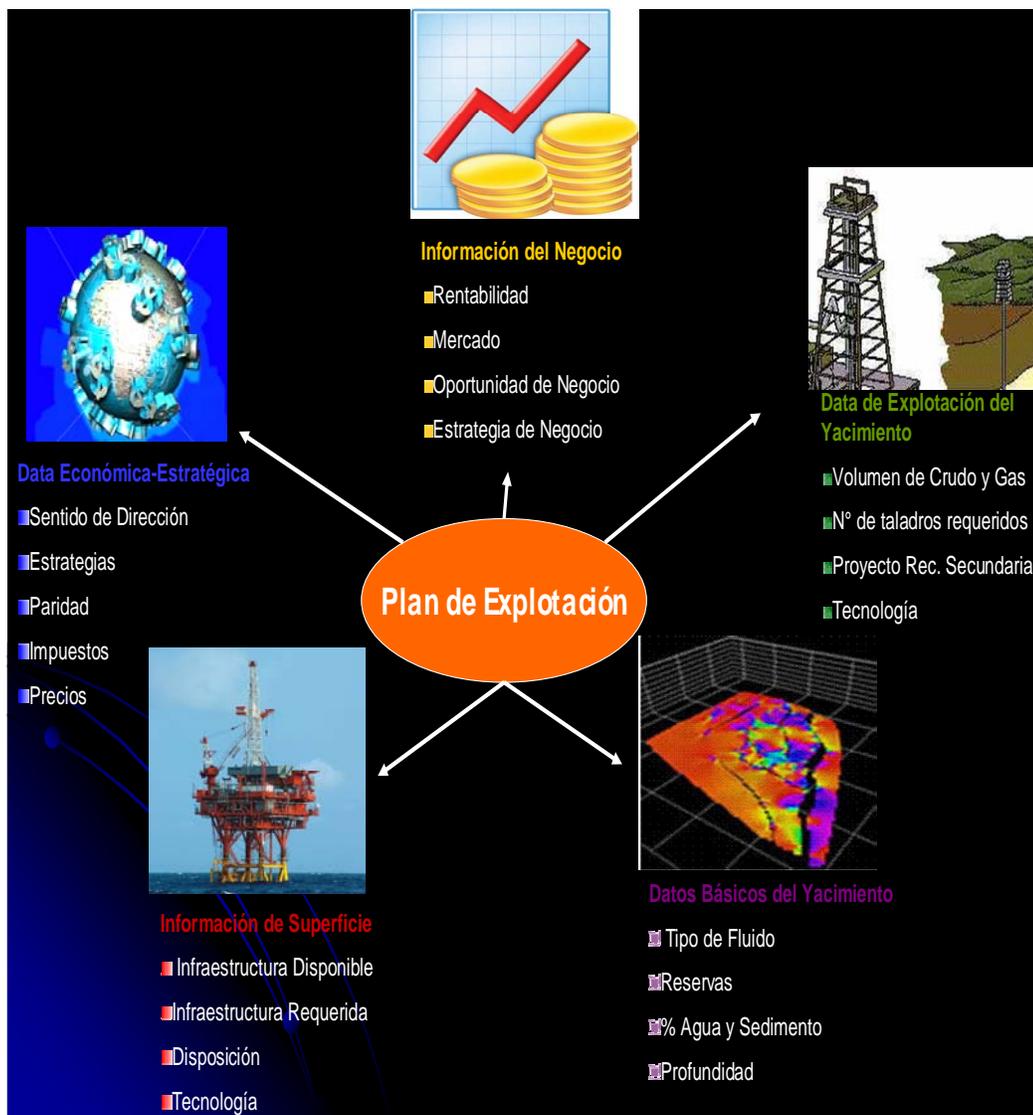


Figura 2.7. Información requerida para realizar el plan de explotación.

2.13.8. Explotación Costa Afuera

Las operaciones Costa Afuera (offshore) son un reto para la principal industria del país, por lo complejo de la explotación de hidrocarburos mar adentro, las estructuras costa afuera deben soportar condiciones climáticas extremas, al mismo tiempo, dependiendo de sus dimensiones, las plataformas tienen que albergar con un nivel razonable de comodidad, entre 25 a 200 trabajadores.

Aunado a lo anterior, estas instalaciones necesitan una serie de equipamientos de control y comunicaciones, de anclaje o posicionamiento, generadores eléctricos, salvavidas, equipamientos para prevenir y apagar incendios, apoyo de helicópteros, almacenamiento y gestión de desechos humanos.

En la etapa preliminar, la operadora debe obtener los permisos correspondientes por parte del estado para poder desarrollar la actividad, una vez obtenida esta aprobación, la operadora puede básicamente perforar tres tipos de pozos según sea su necesidad, los cuales deben aparecer en las solicitudes hechas previamente.^[1]

2.3.18.1. Alcance de las Operaciones Costa Afuera

La industria petrolera ha expandido sus operaciones de exploración y producción desde las actividades en tierra firme hacia labores más complejas y retadoras en el mar; es decir, costa afuera. El objetivo se orienta ahora hacia la explotación de los volúmenes de crudo y/o gas natural que se encuentran en la tierra que está bajo el mar. La expansión desde la tierra hacia el mar se produjo a lo largo del último siglo, a partir de 1897, cuando se

instaló el primer mástil de perforación encima de un muelle en las costas de California (EEUU).

Después de este importante logro se inició un proceso continuo de desarrollo tecnológico de los equipos de perforación, que dio paso al diseño de plataformas marinas semisumergibles, taladros de perforación autoelevables y barcos de perforación con sistemas de localización automatizado. Estos avances en perforación costa afuera permitieron completar, para 1997, un total de 1000 pozos submarinos alrededor de todo el globo terrestre. Hoy por hoy, el nuevo reto para las operaciones marinas es la búsqueda de la mayor eficiencia posible en la explotación de yacimientos submarinos, lo que requiere enfrentar ambientes hostiles al hombre donde su supervivencia no es viable.

Años atrás, cuando las operaciones costa afuera se realizaban en aguas poco profundas se utilizaban estructuras de madera. Hoy, cuando estas actividades tienen lugar en aguas cada vez más profundas, se ha hecho necesario disponer de estructuras más resistentes elaboradas con acero o concreto. Estas estructuras son, en muchos casos, móviles y pueden perforar a profundidades mayores de 7500 pies (2200 metros) a una distancia de 200 millas costa afuera o más.

Los trabajos costa afuera incluyen una variada gama de tecnologías usadas para explorar, explotar y transportar los hidrocarburos. Estas tecnologías se adaptan a las condiciones del medio ambiente marino.^[2]

2.3.18.2. Tecnología de Perforación Costa Afuera.

A diferencia de los pozos perforados en tierra firme, en un pozo submarino las instalaciones de superficie se localizan en el lecho marino y el cabezal del pozo, las válvulas, las tuberías y los equipos de prueba yacen a grandes profundidades, por debajo del nivel del mar (en el Golfo de México y Brasil se han encontrado columnas de agua de hasta 1500m). Para tener acceso a estos lugares, que constituyen ambientes hostiles para el ser humano, se han desarrollado dispositivos automatizados que realizan operaciones similares a las que ejecutan buzos en ambientes mucho más someros, como es el caso del lago de Maracaibo. Desde 1974, las primeras unidades automatizadas utilizadas en operaciones de mantenimiento y producción de pozos submarinos cumplieron sólo con tareas regulares de observación o inspección de tuberías para documentación y detección de fallas; más adelante, se utilizaron para actividades de perforación y completación de pozos. Estos vehículos, manejados desde la superficie, mostraban el avance de las operaciones submarinas a través de la transmisión de señales de video a la plataforma marina. Mediante este mecanismo, los ingenieros de la plataforma lograban realizar ajustes en el traslado de equipos que, posteriormente, se acoplarían al pozo submarino.

Hoy en día, la tecnología ha permitido desarrollar funciones adicionales en estos vehículos automatizados, transformándolos en robots capaces de realizar tareas como:

- Captura de muestras de emisiones cercanas al pozo submarino.
- Acople y sello de cables o cadenas utilizadas para el levantamiento y transmisión desde el pozo hasta la superficie.

- Soporte para el ensamblaje de equipos a ser acoplados al pozo submarino.
- Recuperación de herramientas o desechos que, por accidente, puedan caer desde la plataforma al lecho marino.
- Remoción de ripios y operaciones de limpieza en pozos e instalaciones acuáticas. ^[2]

2.3.18.3. Riesgos de la Explotación de Campos Costa Afuera.

Durante la explotación de yacimientos hidrocarburíferos en campos costa afuera frecuentemente se corre el riesgo de encontrar domos de sal que crean trampas de los fluidos en el reservorio, es por esta razón que se buscan en la superficie protuberancias que indican la existencia de un domo de sal en el subsuelo y de esta manera se pueden perforar pozos alrededor del mismo.

Aun cuando la búsqueda es muy difícil, se consiguen trampas de domos de sal, como es el caso del Golfo de México, que muestra su presencia en la superficie, pero cuando el yacimiento esta muy profundo esto resulta más difícil de identificar. Por consiguiente, no es posible detectar las trampas solas con observación directa.

Los métodos indirectos de la búsqueda de hidrocarburos dependen de las propiedades de las rocas, por ejemplo, algunas rocas tienen diferentes propiedades magnéticas, en otros casos, algunas son más densas que otras. Instrumentos sensitivos pueden identificar estas propiedades y luego localizar las formaciones en la superficie, las cuales pueden contener hidrocarburos.

Los métodos indirectos solo revelan la posibilidad de que exista una trampa de hidrocarburos, por lo tanto para confirmar esto la empresa utiliza métodos directos: la perforación del pozo, pero, aun cuando se tiene el conocimiento de una posible trampa, la compañía no puede poner todos sus esfuerzos en perforar en una zona arbitraria, ya que ellos necesitan estar seguros del objetivo que se va a perforar. Para verificar esto, la empresa puede realizar estudios magnético, gravitacionales, sísmicos y otros, los cuales se pueden correr simultáneamente. ^[2]

2.3.18.4. Diseño de Pozos Costa Afuera.

El diseño de pozos costa afuera puede aún no ser considerado ciertamente como rutina en el diseño de pozos. La planificación de pozos costa afuera tiene que ser considerada como la planificación de pozos de avanzada. Los operadores deben reconocer que la perforación costa afuera es más compleja, ya que existen factores, tales como: presiones, temperaturas altas o perforaciones de bajo balance, logística de perforación, etc., por lo tanto la mayoría de los ingenieros de perforación serán parte de un mismo equipo para tratar todos los puntos asociados a la perforación, desde el inicio de la planificación hasta que se haya finalizado la perforación del pozo. ^[1]

2.3.18.4.1. Objetivos de los Pozos Exploratorios Costa Afuera

- El objetivo de un pozo exploratorio es obtener la máxima información del pozo durante su vida para determinar la rentabilidad del área y minimizar los costos de una manera segura de los pozos siguientes.

- Los datos recolectados durante la exploración del pozo en áreas costa afuera, no sólo es geológica, de perforación y yacimiento, sino también información medioambiental referente a las olas, corrientes y velocidades del viento. ^[1]

2.3.19. Plataforma costa afuera

Es una estructura grande usada para albergar a los trabajadores y la maquinaria necesarios para perforar y/o para extraer el petróleo y el gas natural a través de pozos en el lecho del mar. Dependiendo de las circunstancias, la plataforma se puede fijar al suelo marino o pueden quedar flotante. Estas instalaciones son sumamente complejas y robustas para poder soportar los enormes embates que reciben del oleaje marino y soportar las maquinarias tan potentes que albergan para poder extraer el petróleo o gas natural del subsuelo marino. Generalmente, las plataformas marinas están situadas en la plataforma continental aunque a medida que la tecnología mejora, también mejora la perforación y producción en aguas más profundas y se convierten en opciones factibles y rentables. Una plataforma típica puede tener alrededor de treinta pozos situados en la plataforma de perforación direccional. ^[4]

Las plataformas costa afuera pueden ser de tipo fijas o con soporte en el fondo y flotantes:

2.3.19.1. Unidades con Soporte en el Fondo (Bottom-Supported) o Fijas

2.3.19.1.1. Plataforma Convencional

Plataforma de Acero que va fija al suelo, compuesta básicamente por:

- *Jacket*: Estructuras verticales, hechas de miembros tubulares de acero, que se elevan desde el fondo del mar por encima de la línea de agua, estos jackets pueden ser de 3, 4, 6 u 8 miembros tubulares (patas), dependiendo del peso a tolerar y de las condiciones de vientos, corrientes, oleaje, etc.
- *Deck*: Es la cubierta que va sobre el jacket y soporta el topside.
- *Topsides*: Comprende los equipos de perforación y servicios, instalaciones de producción, alojamiento para personal, etc.
- *Pilotes*: Cilindros de acero que sujetan la plataforma al fondo del mar.
- *Conductores o Risers*: Tubos de acero a través de los cuales los pozos son perforados, completados y producidos. ^[4]



Figura 2.8. Plataforma Convencional.

2.3.19.1.2. Plataforma Autoelevadiza o Jackup

Se componen básicamente de una balsa equipada con una estructura de apoyo o piernas que, accionadas de forma mecánica o hidráulica, son sumergidas hasta alcanzar el fondo del mar. En seguida, se inicia la elevación de la plataforma sobre el nivel del agua, a una altura segura y fuera de la acción de las olas. Estas plataformas son móviles, pueden ser transportadas por remolcadores o por propulsión propia. Se destinan a la perforación de pozos exploratorios en la plataforma continental, en lámina de agua con una profundidad que varía de 5 a 130 m. ^[4]



Figura 2.9. Plataforma Autoelevadiza (Jackup).

2.3.19.1.3. Plataforma Compliant Towers

Son similares a las plataformas fijas en que tienen un jacket de acero que se utiliza para apoyar las instalaciones de superficie. A diferencia de las plataformas fijas, las Compliant Tower ceden el paso a los movimientos del agua y el viento de una manera similar a las estructuras flotantes. Al igual que las plataformas fijas, están montados sobre el suelo marino con pilotes. El jacket de este tipo de plataformas es de dimensiones menores que las de una plataforma fija y puede consistir en dos o más secciones. El topsides es más pequeño debido a que las dimensiones del jacket son menores que el

de la plataforma fija. Las compliant tower son utilizadas para profundidades entre 450 y 900m (1500 – 3000ft).^[4]

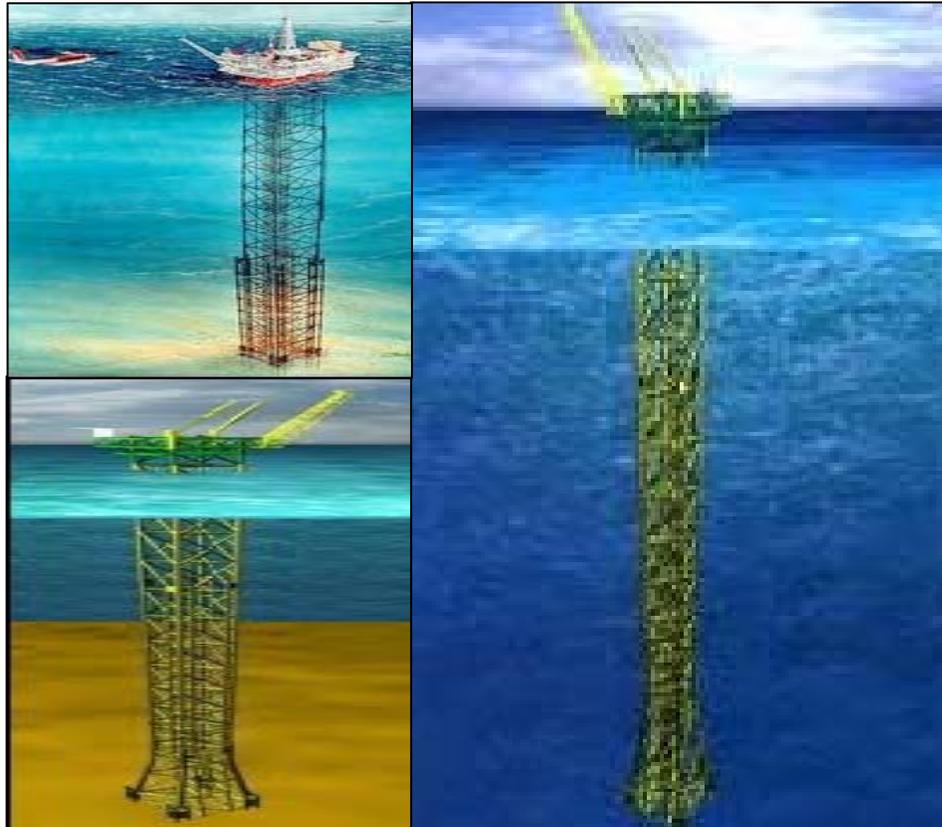


Figura 2.10 Plataforma Compliant Tower.

2.3.19.1.4. Plataformas de Concreto

Las plataformas de concreto son generalmente más grandes que la estructura de tubos de acero; se sientan en el fondo del mar, estabilizadas por su propio peso. Este tipo de estructuras fueron construidas en el Mar del Norte, Brasil, Golfo de México y el delta del Mississippi. La estructura puede llegar a pesar más de 850.000 toneladas.

Las razones principales de la industria costa afuera para elegir el diseño son:

- La posibilidad de incorporar un dispositivo de almacenamiento de petróleo, especialmente para un campo grande.
- Más barato el costo de instalación.
- La mayoría de la instalación del equipo y en circuito se realiza en tierra, lo que limita la cantidad de trabajos de instalación más cara en alta mar.
- Más grande que las plataformas de acero, por lo que permitiría una mayor producción y al mismo tiempo reducir el número total de las plataformas necesarias para el desarrollo de un campo. ^[4]



Figura 2.11 Plataforma de Concreto.

2.3.19.2. Unidades Flotantes (Floating Units)

2.3.19.2.1. Plataformas Semisumergibles

Las plataformas semisumergibles están compuestas de una estructura con una o varias cubiertas, apoyada en flotadores sumergidos. Una unidad flotante sufre movimientos debido a la acción de las olas, corrientes y vientos, lo que puede dañar los equipos que van a bajarse por el pozo. Por ello, es imprescindible que la plataforma permanezca en posición sobre la superficie del mar, dentro de un círculo con radio de tolerancia determinado por los equipos que se encuentran abajo de la superficie. Esta operación es realizada en lámina de agua. Los tipos de sistema responsables de la posición de la unidad flotante son dos: el sistema de anclaje y el sistema de posicionamiento dinámico.

El sistema de anclaje se compone de 8 a 12 anclas y cables y/o cadenas, que actúan como resortes y producen esfuerzos capaces de restaurar la posición de la plataforma flotante cuando ésta es modificada por la acción de las olas, vientos y corrientes marinas.

En el sistema de posicionamiento dinámico no existe una conexión física de la plataforma con el lecho del mar, excepto la de los equipos de perforación. Los sensores acústicos determinan la deriva, y propulsores en el casco accionados por computadora restauran la posición de la plataforma.

Las plataformas semisumergibles pueden tener o no propulsión propia. De cualquier forma, presentan una gran movilidad y son las preferidas para la perforación de pozos exploratorios.

Se utilizan para perforar en profundidades de aguas mayores a 2000 pies. Pueden movilizarse verticalmente y poseen mayor estabilidad que los barcos de perforación. ^[2]



Figura 2.12 Plataforma Semisumergible

2.3.19.2.2. Plataforma de Patas Tensionadas (TLP)

Este tipo de plataforma es amarrado permanentemente por medio de grandes cadenas o tendones agrupados en cada una de las esquinas de la estructura al fondo marino, en lugar de estructuras de soportes clavados. Una característica del diseño de los tendones es que tienen relativamente alta rigidez (baja elasticidad), de tal manera que prácticamente todo el movimiento vertical de la plataforma se elimina. Esto permite que la

plataforma cuenta con los cabezales de pozos de producción en la cubierta (conectado directamente a los pozos submarinos por bandas rígidas), en lugar de en el fondo marino. Este tipo de plataforma es utilizada para profundidades de agua entre 457 y 2134m (1500 y 7000 ft).^[4]



Figura 2.13. Plataforma de Patas Tensionadas.

2.3.19.2.3. Mini – TLP

Plataforma de bajo costes relativamente desarrolladas para la producción de menores reservas en aguas profundas donde no fuera rentable producir usando sistemas de producción convencionales. También se puede utilizar como una herramienta, vía satélite, o plataforma de

producción a principios de los descubrimientos en aguas profundas. El primer Mini-TLP fue instalado en el Golfo de México en 1998. ^[4]



Figura 2.14. Plataforma Mini-TLP.

2.3.19.2.4. Plataforma Spar

Es una plataforma flotante para aguas muy profundas, consiste en un cilindro vertical sencillo de gran diámetro que soporta la cubierta, la cual puede ser de varios niveles, contiene un recipiente flotante de gran calado, el cual es un estructura cilíndrica hueca, similar a una gran boya, está diseñada para profundidades de agua de 610 a 3050 m (2000 a 10000 ft).

Las líneas de amarre son una combinación de guayas en espiral y cadenas, cada línea es anclada al fondo marino con un conductor para pilotes de succión. ^[4]



Figura 2.15. Plataforma Spar.

2.3.19.2.5. Barco de Perforación (Drill ships)

Es una unidad con propulsión propia o con un patrón de anclaje definido que se usa en aguas profundas. Posee una forma de barco o cáscara que permite almacenar un lote de materiales y equipos a bordo (Figura 2.10).

La mayoría de los barcos de perforación están equipadas con un sistema de posicionamiento dinámico para mantener la posición sobre el pozo. Sus características más importantes son:

- Requiere menor cantidad de personal
- Centro de Gravedad más bajo
- Diseñado y equipado para profundidad de agua entre 7500' y 10000'
- Puede perforar hasta 30000 pies de profundidad
- Peso aproximado 20000 ton. ^[4]



Figura 2.16. Barco de Perforación (Drill ships).

2.3.19.2.6. Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO)

Los FPSO son grandes barcos diseñados para recibir la producción de petróleo y/o gas de un campo, plataforma o submarino, procesarlo y almacenarlo hasta la llegada de un tanquero para su transporte hasta el destino final.

FPSO son preferidos en las regiones fronterizas en alta mar, ya que son fáciles de instalar, y no requieren una infraestructura de gasoductos y oleoductos para exportar los hidrocarburos. Un FPSO puede ser una transformación de un petrolero o puede ser un barco construido especialmente para la aplicación. Un buque que es utilizado solo para almacenar el crudo (sin tratamiento) se le llama flotante de almacenamiento y descarga (FSO).^[4]

Este sistema es muy efectivo en zonas lejanas y/o de alta profundidad de agua aunque también pueden utilizarse en campos pequeños con agotamiento rápido, de forma que al final de la actividad se pueda mover a otra localidad (Elimina el costo de desmantelamiento de infraestructuras permanentes).

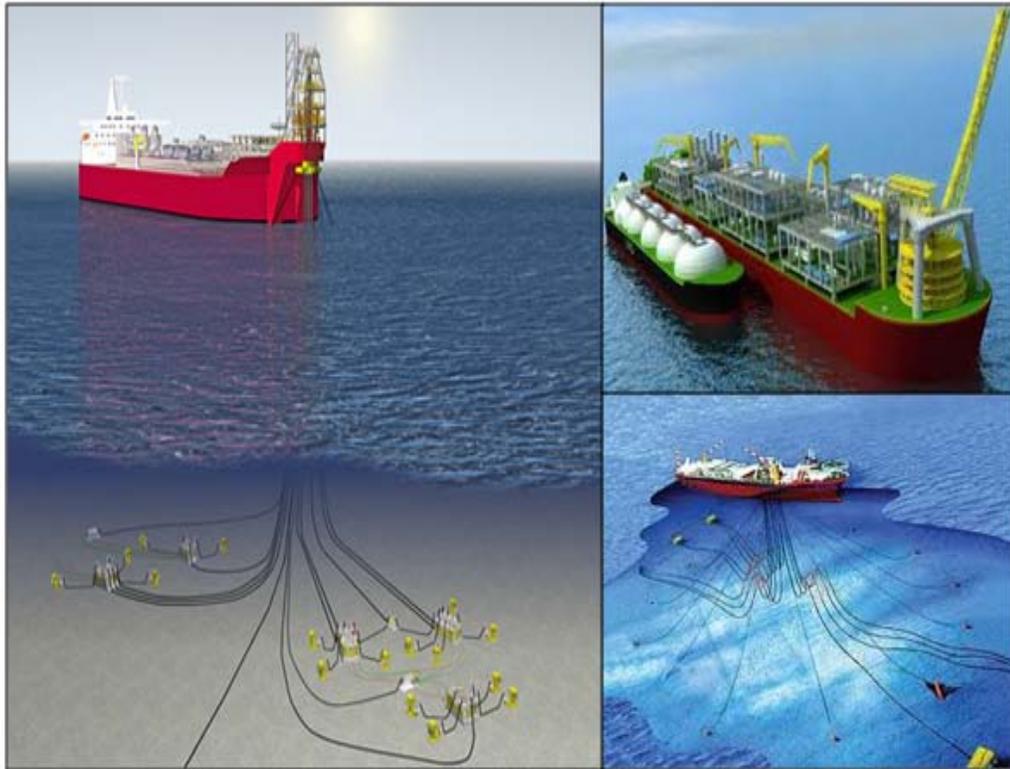


Figura 2.17. FPSO

2.3.19.3. Sistemas Submarinos (Subsea)

En la última década, ha habido un enorme incremento en la aplicación de sistemas de producción submarinos. Un sistema de producción submarina cuenta con un cabezal de pozo, árbol de válvulas ("x-mas tree"), umbilicales, un sistema de tuberías, etc, y, en muchos casos, un número de cabezales de pozo tiene que ser controlado desde una única ubicación. Un sistema de control submarino forma parte de un sistema de producción submarina, y la correcta ejecución del sistema de control es el factor crítico para asegurar su funcionamiento seguro y fiable.

Además de las características de funcionamiento satisfactorio, el diseño de un sistema de control también debe proporcionar los medios para una parada segura en caso de fallo del equipo o en la pérdida de control eléctrico/hidráulico del topside (una plataforma o una instalación flotante).

El control de las diferentes funciones de producción, ejecutado en el fondo del mar, se lleva a cabo a partir de las facilidades de producción del topside (una plataforma o un barco flotante), y un tiempo de respuesta satisfactoria de un sistema de control es un factor importante que puede tener un efecto dramático en fiabilidad y seguridad de las operaciones críticas del medio ambiente. ^[1]

- **Umbilicales**

Encargados de suplir fluido de control, químicos, poder y señales desde el topside hasta el fondo marino.



Figura 2.18. Umbilical Submarino.

- **Cabezal del Pozo Submarino**

Para la confiabilidad, simplicidad y flexibilidad en las operaciones de perforación y de producción, el cabezal de pozos en aguas profundas provee la interfase entre el soporte de la sarta del revestidor y el equipo B.O.P.

(Figura 2.19) esto tiene un número importante de funciones las cuales incluyen:

1. Proveer una fundación sólida y una fuerte presión para sellar el B.O.P.
2. Soportar todos los siguientes revestidores.
3. Provee una fuerte presión selladora y bloquea fácilmente los siguientes revestidores de soporte. ^[1]

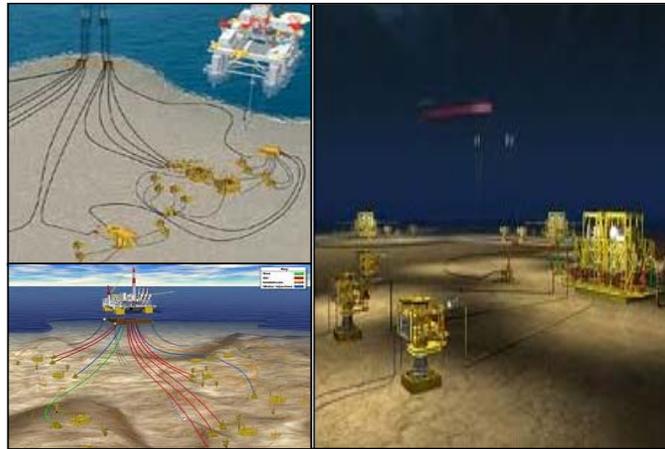


Figura 2.19. Cabezal de Pozo Submarino.

2.3.20. Perforación con Conductor Marino (Riser)

El Riser se puede describir como una serie de tubulares conectados en forma de brida para formar una tubería continua entre el hoyo del pozo y la superficie. La función principal del Riser es proveer comunicación entre el hoyo perforado y la unidad de perforación. La comunicación se logra cuando el revestidor de superficie y el cabezal del pozo hayan sido cementados (Figura 2.20). ^[1]



Figura 2.20. Conductor Marino (Riser).

Las diferentes funciones son las siguientes:

- Comunicación de fluido: Dado que el fluido de perforación es devuelto a la superficie a través del anular del Riser, el lodo es recobrado en un proceso de circuito cerrado, por lo tanto las operaciones de registro de lodo son posibles.
- Soportar las líneas de matar y reductor para el control de arremetidas o como prueba a la formación cuando la BOP está cerrada, de igual forma soporta las líneas auxiliares, tales como: las líneas hidráulicas de alta presión que alimentan los acumuladores del BOP.
- Diversión de fluido y contenimiento de la presión: En todos los aspectos el Riser no es una tubería de alta presión, él debe soportar la presión suficiente como para permitir cerrar el Diverter si ocurriera un influjo de gas y soportar presiones diferenciales causadas por la densidad del lodo.

- Tele-direccionamiento o guía: El Riser es utilizado para correr la sarta, desplegar y recobrar el ensamblaje de la BOP, guiar la mecha de perforación, entre otras.

2.3.20.1. Desventajas del Uso del Riser

- El Riser provee un conducto directo para el gas al piso del taladro.
- El conducto permite un mayor flujo al momento de la arremetida.
- Es más difícil matar el pozo con Riser en sitio (gran diámetro).
- Para efecto de mover el taladro (caso de emergencia) es necesario la desconexión del Riser.
- Para operaciones de aguas profundas, existe la posibilidad que el Riser colapse en descargas del pozo.
- Existe un alto riesgo de pérdida de circulación cuando el fluido de perforación retorna por las líneas de flujo.
- El uso del Riser implica tiempo y dinero adicional.
- La estructura del revestimiento conductor en algunos casos se tiene que poner más profundo.
- La operación de perforación es más compleja que la operación sin Riser.

2.3.21. Perforación sin Conductor Marino (“Riserless”)

El método de perforación sin Riser es una práctica que se ha implementado en el ámbito mundial por la mayoría de los perforadores, cuando perforan zonas con presencia de gas somero. ^[1]

2.3.21.1. Consideraciones para la Perforación sin Riser

- Es aplicable sólo en unidades flotantes.
- No es recomendada su aplicación en profundidades de agua relativamente someras.
- La hidrostática del agua de mar ayuda a reducir el flujo proveniente del pozo si ocurre una arremetida.
- Perforar con agua de mar, no ofrece la hidrostática adecuada para controlar el flujo proveniente del hoyo o la estabilidad del mismo, como lo ofrece el fluido de perforación.
- Son necesarios grandes volúmenes de fluido de perforación, ya que los retornos, normalmente, son hacia el lecho marino.

La perforación Riserless tiene sus ventajas con respecto a la perforación con Riser en áreas con posible presencia de gas somero; pero a su vez representa un desafío. Los desafíos técnicos comúnmente relacionado con la perforación Riserless son los siguientes:

- Logístico: ser capaz de suplir suficiente lodo densificado al sitio del taladro para perforar la fase crítica (superficial).
- Prevenir el embolamiento de la mecha y empacamiento del hoyo producto de los rípios.
- Mantener la limpieza adecuada con grandes diámetros de hoyo con una tasa de penetración aceptable.
- Mantener el control del pozo y evadir cualquier flujo proveniente de formaciones someras, monitorear la densidad equivalente de circulación (“ECD”) de la zona con posible flujo a medida que la mecha está perforando.

En operaciones de perforación en unidades flotantes, las secciones de los hoyos conductor y superficial, se puede perforar sin el Riser, si el agua es lo suficientemente profunda. Las unidades semisumergibles y los barcos de perforación posicionado dinámicamente pueden operar de una forma segura en situaciones donde exista gas somero a profundidades comprendidas entre 250 – 300 pies (75 -90) mts. Cuando se opera en aguas de profundidades someras existen varios factores que comprometen la perforación Riserless, entre éstos: reducción de la flotabilidad, concentración de gas en el taladro entre otros. ^[1]

En la perforación de la fase superficial sin Riser, con la finalidad de minimizar los problemas asociados, es recomendado perforar con lodo densificado toda la sección, a fin de crear un sobre-balance de presión hidrostática que retenga cualquier flujo proveniente de cualquier arena somera cargada con gas. Este método, comúnmente nombrado “método de bombear y desechar”; se refiere más hacia el uso de lodo densificado, en vez de agua de mar y píldoras viscosas. En este método los retornos son al lecho marino. ^[1]

Al momento de manejar una arremetida, producto del gas somero, la perforación sin el uso del Riser es más ventajosa, dado que el agua sirve como ente desviador, de igual forma se ve aventajada en el procedimiento de mover el taladro, debido a que sólo tiene que soltar la sarta de perforación. Mientras con el Riser se tendría que soltar la sarta y luego el Riser limitado el tiempo de reacción en una emergencia (Figuras 2.21 Y 2.22).

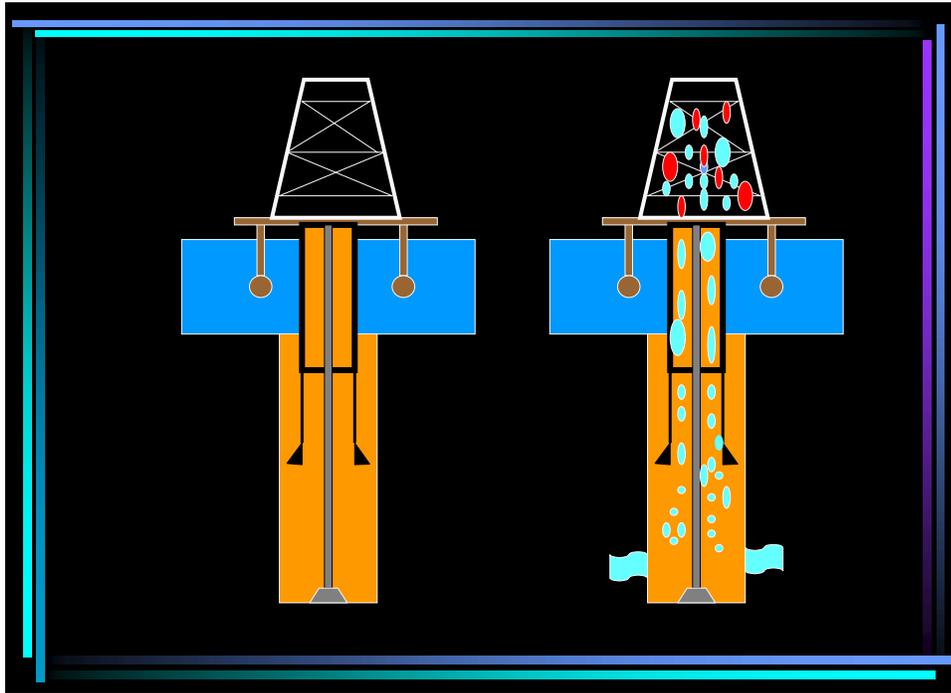


Figura 2.21. Diagrama de perforación con Conductor Marino (Riser)

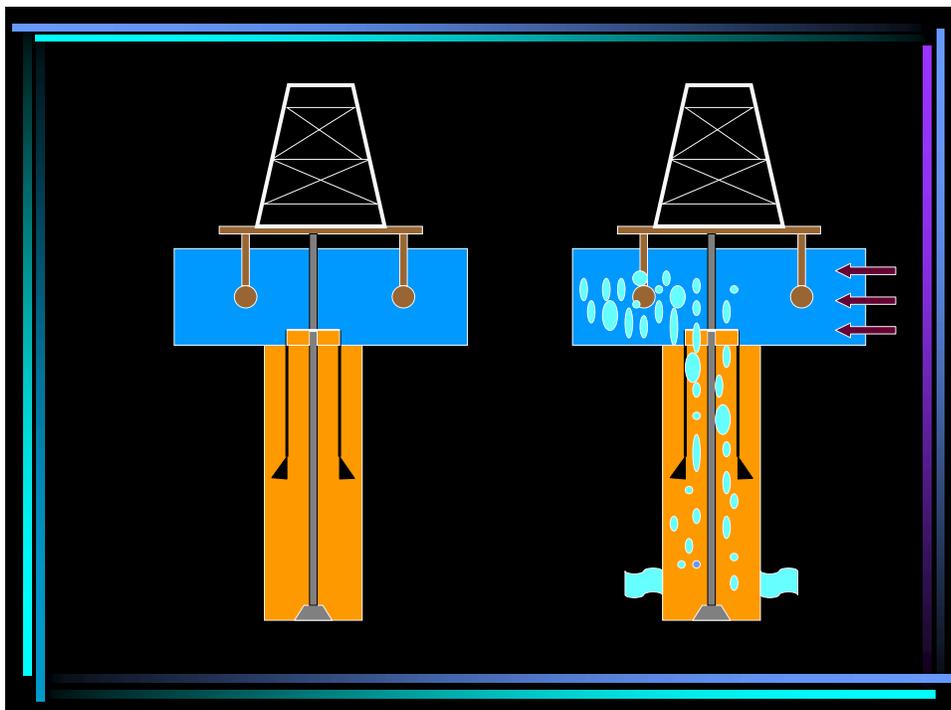


Figura 2.22. Diagrama de perforación sin Conductor Marino (Riserless)

2.3.22. Descripción de algunos Equipos utilizados en Operaciones Costa Afuera

2.3.22.1. Vehículo Remotamente Operado (ROV)

Permite monitorear visualmente las operaciones de perforación desde el fondo marino, con la finalidad de detectar cualquier presencia de gas que se produzca en el hoyo durante el proceso de perforación (Figura 2.23). ^[1]



Figura 2.23. Vehículo Remotamente Operado

2.3.22.2. Booster

Es la denominación que se le da a una de las bombas que entra en funcionamiento desde la boca del pozo hasta la plataforma. ^[1]

Permite:

1. Empuje hidráulico extra en el riser.
2. El ascenso de los ripios hasta las zarandas vibratorias.
3. Reducir el tiempo de retardo.

2.3.22.3. Válvula Impide Reventón (BOP).

Es colocado en el fondo marino para evitar el uso de un extenso revestidor desde la plataforma hasta la boca del pozo para tener mayor control del pozo (Figura 2.24). ^[1]



Figura 2.24. Válvula Impide Reventón Marino (BOP).

Partes:

- Conector Hidráulico.
- Martillos preventores.
- Preventor anular.

2.3.22.4. Compensador

Equipo utilizado para contrarrestar el efecto causado por el oleaje y así garantizar que la mecha esté siempre en el fondo del hoyo durante la perforación.

Permite:

-Valores confiables de tasa de penetración (ROP), peso sobre la mecha (WOB) y profundidad del hoyo.

CAPITULO III. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Actualmente, la industria petrolera está desarrollando una serie de proyectos donde el objetivo principal es determinar las estrategias de explotación que permitan recuperar las reservas remanentes “económicamente explotables” de hidrocarburos del yacimiento, mediante la integración de una serie de conocimientos geológicos, petrofísicos y de ingeniería de yacimientos.

A fin de lograr el desarrollo del proyecto se hace necesario el empleo de una metodología que permita alcanzar los objetivos planteados. La Figura 3.1 se detalla las etapas que fueron involucradas para el desarrollo del esquema de explotación costa afuera.

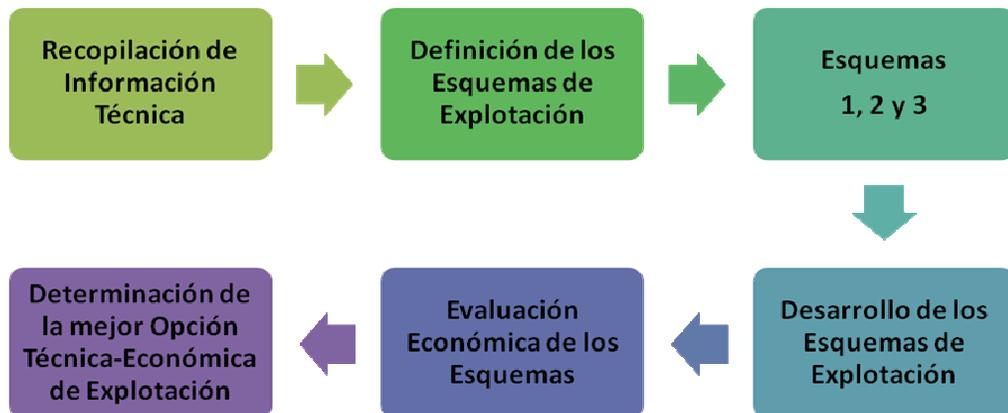


Figura 3.1. Metodología de Trabajo

3.1. ETAPA I: Revisión Bibliográfica

Como punto de inicio del proyecto y con el propósito de adquirir conocimientos sobre el tema en estudio, se procedió a recolectar y revisar toda la información referente al tema. Dicha información fue adquirida mediante la documentación a través de textos, tesis de grado, manuales técnicos, artículos especializados, Internet, consultas con especialistas, entre otros, con el fin de recopilar diversas bases teóricas que sustenten los procedimientos utilizados en este trabajo. La consulta bibliográfica se manejó simultáneamente con todas las etapas siguientes de la metodología.

3.3. ETAPA II: Recopilación de la información Técnica

Una vez realizada la revisión bibliográfica, se procedió a organizar y clasificar la información requerida para el desarrollo de la investigación, tales como potencial de producción, declinación, reservas, presión de yacimiento, batimetría, profundidades, entre otros, con el propósito de obtener mejores resultados en el desarrollo de dicho trabajo y de cumplir a cabalidad los objetivos planteados. Principalmente la información proviene del informe técnico PECA 2000 ^[6] y del Informe de Reservas del Prospecto Posible MTC-2X ^[7], suministrados por la Gerencia de Costa Afuera. Sin embargo, fue necesario considerar otros informes para verificar la información de la región La Blanquilla, específicamente del paquete exploratorio La Tortuga. Los datos aquí suministrados podrían cambiar en el tiempo, bien sea por la incorporación o descarte de oportunidades.

3.2.1. Potencial Inicial de Producción de Petróleo para la Formación Perforada.

El potencial de producción de petróleo fue evaluado a través de pruebas de producción DST de las cuales se obtuvieron tasa de petróleo de 196 y 47 BN/D para las oportunidades BO-6 y BO-7 respectivamente. Este parámetro fue tomado del Informe de Reservas del Prospecto Posible MTC-2X Blanquilla Oeste ^[7], con el cual se realizaron los diferentes esquemas de explotación, y evaluación económica, obteniéndose indicadores económicos negativos para todos los casos. Luego se tomaron los valores más esperados de tasa de producción estimados y suministrados por el equipo de trabajo del Proyecto Generador de Oportunidades (PGO) Blanquilla ^[8], perteneciente a la Gerencia de Exploración Costa Afuera con la finalidad de generar nuevos Esquemas de Explotación que resultaran rentables para el desarrollo del paquete exploratorio La Tortuga.

3.2.2. Proyección de la Relación Gas – Petróleo durante el horizonte productivo

El valor de RGP fue tomado del Informe de Reservas MTC-2X Blanquilla Oeste ^[7], suministrado por la Gerencia de Exploración Costa Afuera.

3.2.3. Número de Pozos

La estimación preliminar del número de pozos requeridos para explotar un yacimiento es una de las variables más importantes necesitadas para decidir sobre un desarrollo del yacimiento.

El máximo número de pozos a perforar en las oportunidades estudiadas, se estimó mediante la aplicación de la ecuación utilizada por los ingenieros que laboran en la Superintendencia de Planificación de la Gerencia de Planificación, Presupuesto y Gestión de PDVSA Oriente, la cual involucra el área de la oportunidad y el espaciamiento entre cada pozo productor. La ecuación antes mencionada se muestra a continuación:

$$N^{\circ} \text{ de Pozos} = \left(\frac{\sqrt{A}}{E} - 1 \right)^2 \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

A: área (km²).

E: espaciamiento (km.), entre los pozos productores.

Se consideró un número (o una densidad) de pozos tal que combinara una máxima extracción física del recurso y a la vez minimice los resultados económicos de la explotación. Esta densidad de pozos es lo que se define como el “Número de pozos”, para la explotación comercial del yacimiento de hidrocarburo en cuestión.

3.2.4. Espaciamiento entre pozos

Por lo general el espaciamiento entre pozos utilizado para la realización de los Esquemas de Explotación por los Ingenieros que laboran en la Gerencia de Exploración es de 0,9; 1 y 1,2 km, debido a que se considera que estas son las distancias óptimas que debe existir entre pozos productores de yacimientos de petróleo y gas en tierra firme. Para efecto de este trabajo se tomó un espaciamiento entre pozos de 1,5 km, encontrándose este valor dentro del rango sugerido por la herramienta QUE\$TOR Offshore para espaciamientos en costa afuera.

3.2.5. Áreas de las oportunidades

El área de cada oportunidad fue obtenida del Proyecto de Exploración por Hidrocarburos Costa Afuera de Venezuela (PECA 2000) ^[6], suministrado por el personal de la Gerencia de Exploración Costa Afuera y se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Áreas de las oportunidades.

Oportunidad	Área km ²
BO-6	189
BO-7	61,35
BO-8	32,19
BO-9	14,93
BO-11	24,9
BO-12	134,23

3.2.6. Porcentaje de Declinación Anual

El % de declinación utilizado (7%) para realizar el diseño de los esquemas de explotación del paquete exploratorio La Tortuga fue tomado del Proyecto Generador de Oportunidades (PGO) Blanquilla, estudio realizado por parte de la Gerencia de Exploración Costa Afuera.

3.2.7. Volumen Promedio de Existencia (MSV) de Hidrocarburos por Descubrir

Los MSV de hidrocarburos por descubrir en cada oportunidad que integran el Proyecto Exploratorio La Tortuga, fueron extraídos de la base de recurso perteneciente a la Gerencia de Exploración Costa Afuera de PDVSA Oriente. En la Tabla 3.3, se muestran las probabilidades de existencia ó éxito geológico (POS%), los volúmenes promedio de existencia (MSV) y las expectativas de hidrocarburo de todas las oportunidades pertenecientes al Proyecto Exploratorio La Tortuga.

3.2.8. Profundidad de Agua

Este factor es de gran influencia en la selección de la plataforma de producción y de su diseño, a mayor profundidad se requiere de una plataforma más compleja y por ende mayor inversión.

Los valores de batimetría de las oportunidades que integran el paquete exploratorio La Tortuga fueron obtenidos del Proyecto de Exploración por Hidrocarburo Costa Afuera de Venezuela (PECA) ^[6], suministrado por la Gerencia de Exploración Costa Afuera. Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Profundidad de agua de las oportunidades.

Oportunidades	Batimetría (m)
BO-6	197
BO-7	197
BO-8	361
BO-9	344
BO-11	492
BO-12	131

Oportunidad	POS LIQ (%)	MSV (MMBN)	LIQ (MMBN)	POS GAS (%)	MSV (MMMPCN)	GAS (MMMPCN)
BO-6	72,72	4115,86	2993,1	25,78	3768,88	971,54
BO-7	69,28	1063,5	736,8	24,4	1052,5	256,81
BO-8	38,6	679,01	262,1	13,48	383,84	51,76
BO-9	35,04	290,74	101,9	15,9	223,6	35,55
BO-11	45,22	412,01	2993,1	15,7	213,18	33,47
BO-12	51,25	4200,32	736,8	20,39	1832,51	373,57

Tabla 3.3. Volúmenes de Hidrocarburos. Base de Recurso Exploración Costa Afuera.

3.2.8. Información de Metocean

Para emprender los desarrollos costa afuera, la información meteorológica y oceanográfica conocida como Metocean, resulta fundamental para la selección de plataformas de perforación, diseño de infraestructura, actividades de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones.

Durante casi 7 años INTEVEP logró adquirir, a través de arduos trabajos de campo, importante información sobre los vientos, las corrientes, el oleaje y las mareas en diferentes zonas de interés a lo largo de nuestra plataforma continental. Para ello, se emplearon equipos de medición y transmisión remota de datos, además de programas y modelos matemáticos, que representaban el estado de conocimiento para ese entonces, pero actualmente no se cuenta con información oficial de Metocean para el área del paquete La Tortuga

Los datos de altura de ola, velocidad del viento y corriente de marea utilizados para el diseño de la infraestructura requerida, fueron los estimados por la herramienta QUE\$TOR Offshore la cual almacena en su base de datos estos valores relacionados con el área en estudio.

3.3. ETAPA III: Definición de los Esquemas de Explotación

Una vez finalizada la recopilación de información, se definieron diferentes esquemas de explotación, tomando en cuenta parámetros como potencial de producción, distancia entre las oportunidades y distancia a tierra firme, etc. Estas distancias fueron estimadas a través de la herramienta

gvSIG (Programa informático para el manejo de información geográfica con precisión cartográfica).

Para cada oportunidad se estima el perfil de potencial de producción de petróleo y gas, también se estudia la infraestructura disponible y/o requerida para la deposición y manejo de los fluidos producidos de dichas formaciones y se realiza la evaluación económica.

Se plantearon 3 esquemas:

Esquema 1: Explotación de todas las oportunidades de manera individual, cada una con tubería de exportación a tierra e inicio de producción el mismo año.

Esquema 2: Explotación de las oportunidades agrupadas según la capacidad de producción, y se incorporan en distintos años, en base a la declinación mostrada en los perfiles de producción de petróleo y gas.

Esquema 3: Explotación de todas las oportunidades de manera individual el mismo año, pero la producción se manejará a través de una línea de exportación a tierra que estará asociada a una de las oportunidades.

3.4. ETAPA IV: Desarrollo de los Esquemas de Explotación

Para dar inicio al desarrollo de los esquemas de explotación se llevó a cabo el estimado de los perfiles de potencial de producción de petróleo y gas, la cantidad de pozos a perforar (exploratorios, delineadores y de desarrollo) mediante la hoja de cálculo diseñada por la Superintendencia de

Planificación de la Gerencia de Exploración de PDVSA Oriente la cual considera ciertas premisas que son mencionadas más adelante. Posteriormente se realizó una estimación de la infraestructura requerida para el manejo de los fluidos producidos en los pozos, considerando factores operacionales, características del crudo y disponibilidad de los equipos de separación y transporte cercanos a las zonas de explotación, con la utilización de la herramienta QUE\$TOR Offshore 9.0 de la IHS.

Como se mencionó anteriormente el desarrollo de los esquemas de explotación debe estar ajustado a todos los criterios y lineamientos acordados por la empresa, los cuales se presentan a continuación:

- Premisas para el diseño de la hoja de cálculo en la herramienta Excel para la estimación de los perfiles de producción.

- Premisas para el desarrollo de los perfiles de producción.

3.4.1. Premisas para el diseño de la hoja de cálculo en la herramienta Excel para la estimación de los perfiles de producción.

Para poder estimar el perfil de producción de petróleo y gas de las oportunidades en estudio; se utilizó una hoja de cálculo la cual sigue ciertos criterios exigidos por la Superintendencia de Planificación de PDVSA Oriente, de tal forma de cumplir con los objetivos planteados en el presente proyecto. Los criterios en los que se basa la hoja, son los siguientes:

- **Un horizonte económico de 30 años.**

- Las ecuaciones utilizadas para simular la variación de la tasa de producción de los pozos son las del tipo de curva exponencial:

Tasa de Producción:

$$q = q_i * e^{-D*t} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Producción de petróleo acumulada:

$$Np = \frac{q}{D} [1 - e^{-D*t}] \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

q: Tasa de producción (Bls/día, Bls/mes, Bls/año)

D: Tasa de declinación exponencial (días⁻¹, mes⁻¹, año⁻¹)

t: Tiempo de producción (días, mes, año)

Np: producción de petróleo acumulada (BN)

- Se supone una declinación constante durante la vida productiva de los yacimientos.
- Se comenzará a producir a partir del segundo año, luego de haber realizado los trabajos de exploración y delimitación del yacimiento.
- Se utilizó la ecuación 3.1 para estimar el máximo número de pozos a perforar en el área de estudio.
- Se considera un RGP constante durante toda la vida del yacimiento.

Con toda la información recopilada anteriormente, se procedió a diseñar los perfiles de producción.

3.4.2. Premisas para el desarrollo de los perfiles de producción

Para el diseño de los perfiles de producción también fue necesario cumplir con los criterios exigidos por la empresa, basados en los Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) ^[11] los cuales se muestran seguidamente.

- **Se estimó una producción de petróleo acumulada hasta los 30 años del horizonte de producción.**
- **La programación de la perforación de los pozos con respecto al tiempo dependió del alcance del máximo porcentaje de recobro de petróleo y del alcance del mayor periodo de estabilización de la producción (plateau).**
- **El primer y segundo año se perforan uno o más pozos exploratorios y uno ó más pozos de avanzada respectivamente.**
- **La tasa de producción para cada pozo es constante durante todo un año.**
- **Los pozos comienzan a producir a la tasa real del año en el cual son perforados.**

- **El porcentaje de declinación anual de producción es constante durante todos los años de producción.**
- **El valor inicial del potencial de producción (Qoi) y de la relación gas-petróleo (RGP) que fueron utilizados, se obtuvieron de la forma como se mencionó en la sección 3.2 de este capítulo.**

3.4.3. Descripción de la hoja de cálculo Excel.

Al abrir la hoja de cálculo aparecerá la pantalla mostrada en la Figura 3.4 donde se visualizan los recuadros de datos de entrada, campaña de perforación de pozos y resumen de producción, junto con la gráfica de relación gas-petróleo y perfiles de producción de petróleo y gas.

Inicialmente se suministraran los datos de entrada necesarios, relacionados con la oportunidad que se estaba evaluando (BO6, BO7, BO8, BO9, BO11 Y BO12), tales como:

- Nombre de la oportunidad.
- Grado de Madurez (Área, play, lead o prospecto).
- Fecha a la cual se está estimando el perfil de producción.
- Proyecto (PGO: proyecto generador de oportunidades).
- Tipo de hidrocarburo presente en la oportunidad.
- Potencial inicial de producción (BN/D).
- Relación Gas-Petróleo RGP (PCN/BN).
- Año inicio de la evaluación (al iniciar la perforación del primer pozo).
- Área de la oportunidad (km²).
- Espaciamiento entre pozos (km).

- Número máximos de pozos en el área.
- Profundidad final del yacimiento (Pies).
- Declinación anual del yacimiento (%).
- Expectativas de Crudo (MMBN).
- Expectativas de Gas (MMMPCN).

Luego se introduce el número de pozos tal que combine una máxima extracción física del recurso y a la vez minimice los resultados económicos de la explotación.

Se inicia con los pozos exploratorios (para confirmar la presencia del hidrocarburo en el yacimiento), luego los delineadores (los cuales establecen los límites del yacimiento) y por último los pozos de desarrollo; simultáneamente la hoja estimaba el petróleo producido acumulado (N_p) y el gas producido acumulado (G_p), % de recobro y reservas remanentes los cuales se muestran en la tabla de Resumen de la Figura 3.4.

Al final observamos la tabla del perfil de producción estimado para los próximos 30 años (horizonte económico) que se generó con la entrada de los datos iniciales y la campaña de perforación de pozos. También se observan las gráficas de los perfiles de producción de petróleo y gas (Figura 3.2).

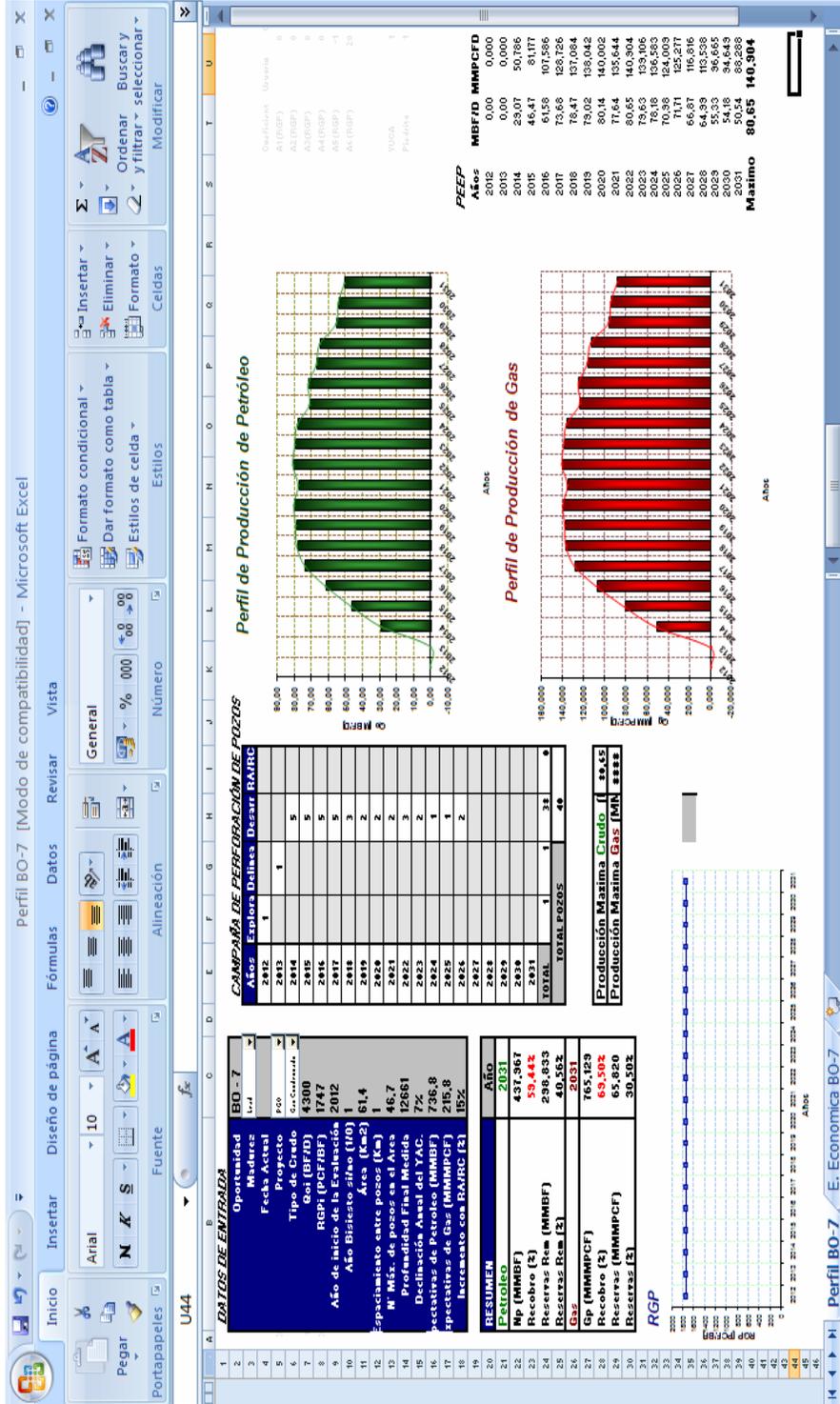


Figura 3.2. Ventana principal de la hoja de cálculo diseñada para estimar los perfiles de potencial de producción.

3.4.4. Herramienta QUE\$TOR Offshore 9.0 (2005).

Es una herramienta de análisis de costos para proyectos de petróleo y gas en costa afuera, ésta proporciona una metodología consistente para la estimación de costos, visualización de posible infraestructura de desarrollo del campo (plataformas, equipos submarinos, equipos de procesamiento, módulos de habitaciones, helipuerto, mecurrio, etc.), genera informes generales; incluye una base de datos para todas las regiones del mundo; permitiendo a los ingenieros, peritos y economistas producir estimaciones de peso y costos (capex y opex) de forma rápida, coherente y precisa.

Al abrir la aplicación se seleccionará si se desea crear un proyecto en tierra o costa afuera (Figura 3.3), también tiene la opción de abrir un proyecto existente o editar un conjunto de unidades, en este caso se creara un nuevo proyecto en costa afuera.

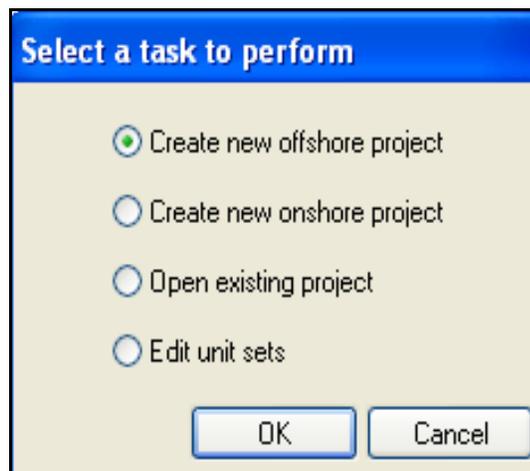


Figura 3.3. Seleccionar Tarea. QUE\$TOR

• Propiedades del Proyecto.

Se muestra un cuadro de las propiedades del proyecto, donde se establece el nombre del proyecto, se selecciona las unidades, tipo de fluido y localización (Figura 3.4).

The 'Project properties' dialog box is shown with the following settings:

- Name:** New offshore project
- Units of measure:**
 - Use built-in unit set: Imperial
 - Use custom unit set: <None> (with a 'Browse...' button)
- Main product:**
 - Oil
 - Gas
- Location:**
 - Region: Worldwide
 - Country: Worldwide Average
 - Basin / play: Worldwide Average
- Procurement strategy:**
 - Path: d:\Documents and Settings\RONDONPX\PDVSA2000\Mis documentos\IHS Energy\QU (with a 'Browse...' button)
 - Table:

Name	Last modifie...	Last modified	Version
B06	RONDONPX	2010-12-27 13:53	9.0
 - Buttons: 'Create new procurement strategy...' and 'Delete'
- Technical database:**
 - Name: S. E. Asia (with a 'Template' checkbox checked)
 - Filename: c:\archivos de programa\ihs energy\que\$tor 9.0\TechData\OffTechUSFEA.qft (with a 'Browse...' button)
- Proceed directly to field schematic:**
- Buttons:** 'OK' and 'Cancel'

Figura 3.4. Propiedades del Proyecto. QUE\$TOR

The image shows a software dialog box titled "Create new procurement strategy". It features a blue header bar. Below the header, there is a text input field for "Title" containing the word "Venezuela". To the right of this field are "OK" and "Cancel" buttons. Under the heading "Create from:", there are two radio buttons: "Template" (which is selected) and "Existing user defined". Below the "Template" radio button, there are two dropdown menus: "Region" with "Latin America" selected, and "Country" with "Venezuela" selected. Below the "Existing user defined" radio button, there is a "Browse..." button and a text input field containing "N/A".

Figura 3.5. Creación de una nueva estrategia de adquisición. QUESTOR

- **Creación de una Nueva Estrategia de Adquisición.**

Se utiliza para elegir la moneda para el cálculo de los costos. Los datos de costos en cada base de datos regional se almacenan en dólares, pero, se tiene la opción de cambiarlo a la moneda que se desee, entonces se deberá detallar el nombre, símbolo y tasa de cambio de dicha moneda (Figura 3.6).

Define procurement strategy - Blanquilla

New procurement strategy currency

Name Symbol Exchange rate (per US\$)

Offshore

	Cost database	Currency	Exchange rate (per US\$)
Contingency	<input type="text" value="S. America"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>
Equipment	<input type="text" value="Gulf of Mexico"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>
Materials	<input type="text" value="Gulf of Mexico"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>
Fabrication	<input type="text" value="S. America"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>
Linepipe	<input type="text" value="Gulf of Mexico"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>
Installation	<input type="text" value="S. America"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>
Design and Project management	<input type="text" value="S. America"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>
Opex	<input type="text" value="S. America"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>
Certification	<input type="text" value="S. America"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>
Freight	<input type="text" value="S. America"/>	<input type="text" value="US Dollar"/>	<input type="text" value="1"/>

Figura 3.6. Definición de la nueva estrategia de adquisición QUE\$TOR.

• Datos de Nivel del Campo

El cuadro a continuación se abre después de las propiedades del proyecto.

Todas las entradas tienen valores por defecto basado en la cuenta elegida. Estos son útiles si no tienes algunos datos disponibles. El cuadro de diálogo tiene tres fichas (características del campo, características del fluido y características varias) Figura 3.7 - 3.9 respectivamente.

Field level data (offshore)

Field characteristics Fluid / profile characteristics Miscellaneous

Field data

Recoverable reserves	<input type="text" value="25"/>	MMbbl
Gas oil ratio	<input type="text" value="6370"/>	scf/bbl
Reservoir depth from LAT	<input type="text" value="7970"/>	ft
Reservoir pressure	<input type="text" value="3610"/>	psia
Reservoir length	<input type="text" value="1,39"/>	mile
Reservoir width	<input type="text" value="0,695"/>	mile
Water depth	<input type="text" value="642"/>	ft

OK Cancel

Figura 3.7 Características del Campo. QUE\$TOR

Field level data (offshore)

Field characteristics | **Fluid / profile characteristics** | Miscellaneous

Liquid data

Oil density @ STP lb/ft³

Gas data

Gas molecular weight

CO2 content %

H2S content ppm

Well data

Productivity MMbbl/well

Peak well flow Mbbbl/day

Value is unlocked. Rounding to 3 s.f.

OK Cancel

Figura 3.8. Características del Fluido. QUE\$TOR

Field level data (offshore)

Field characteristics | Fluid / profile characteristics | **Miscellaneous**

Miscellaneous items

Distance to operation base mile

Distance to delivery point mile

Maximum drilling stepout mile

OK Cancel

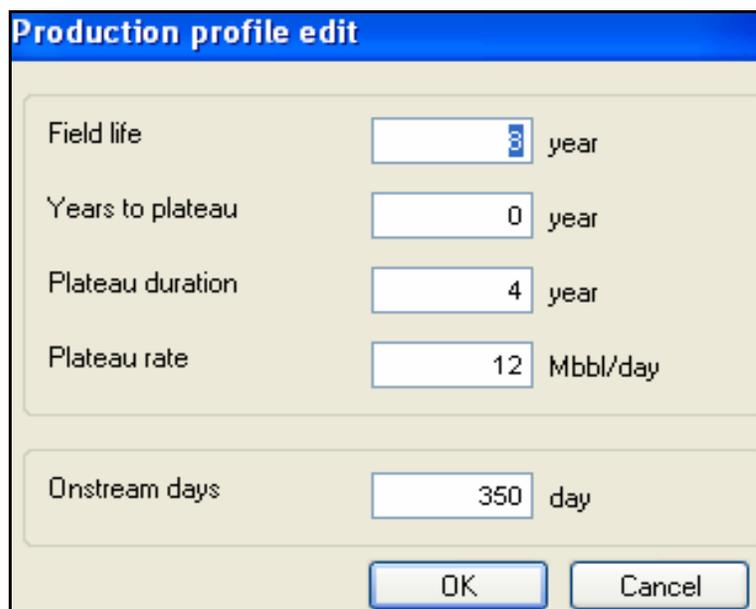
Figura 3.9. Características Varias. QUE\$TOR

- **Perfil de Producción**

La ventana del perfil de producción se abre después de suministrar los datos del campo si está creando un proyecto nuevo, si el usuario está en un proyecto existente se puede abrir mediante la selección de Perfil de Producción en el menú Archivo o haciendo clic en la barra de herramientas.

El perfil de producción consiste en una serie de cuatro cuadros de diálogo (Figuras 3.10 – 3.13) que le permiten definir el perfil de producción, así como la capacidad de sus instalaciones y el número de pozos.

Una vez que haya completado el ajuste de cada cuadro de diálogo haga clic en Aceptar. Esto aplica los cambios y cierra el cuadro de diálogo para seguir adelante.



Production profile edit	
Field life	<input type="text" value="3"/> year
Years to plateau	<input type="text" value="0"/> year
Plateau duration	<input type="text" value="4"/> year
Plateau rate	<input type="text" value="12"/> Mbbl/day
Onstream days	<input type="text" value="350"/> day
<input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Cancel"/>	

Figura 3.10. Perfil de Producción. QUE\$TOR

El perfil de producción se muestra en un formato gráfico y tabular (Figura 3.11). Haciendo clic en la ficha correspondiente se mostrarán los gráficos de producción diaria, anual y acumulada de petróleo y gas, en este cuadro de dialogo también se puede realizar modificaciones de los datos de campo cargados anteriormente y modificar el perfil de producción.

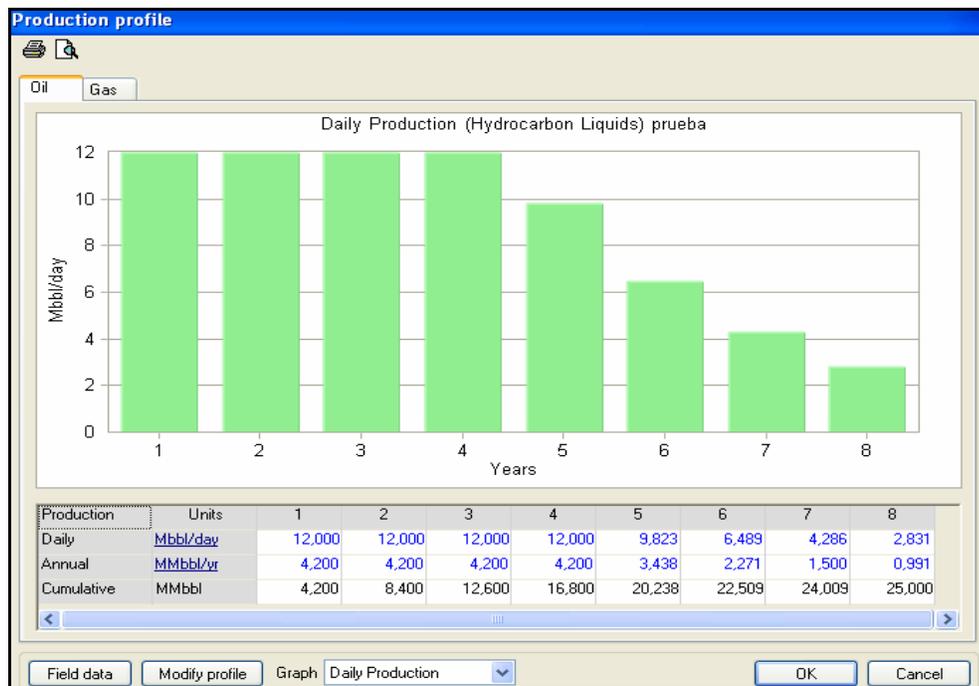


Figura 3.11 Perfil de Producción Gráfico. QUESTOR

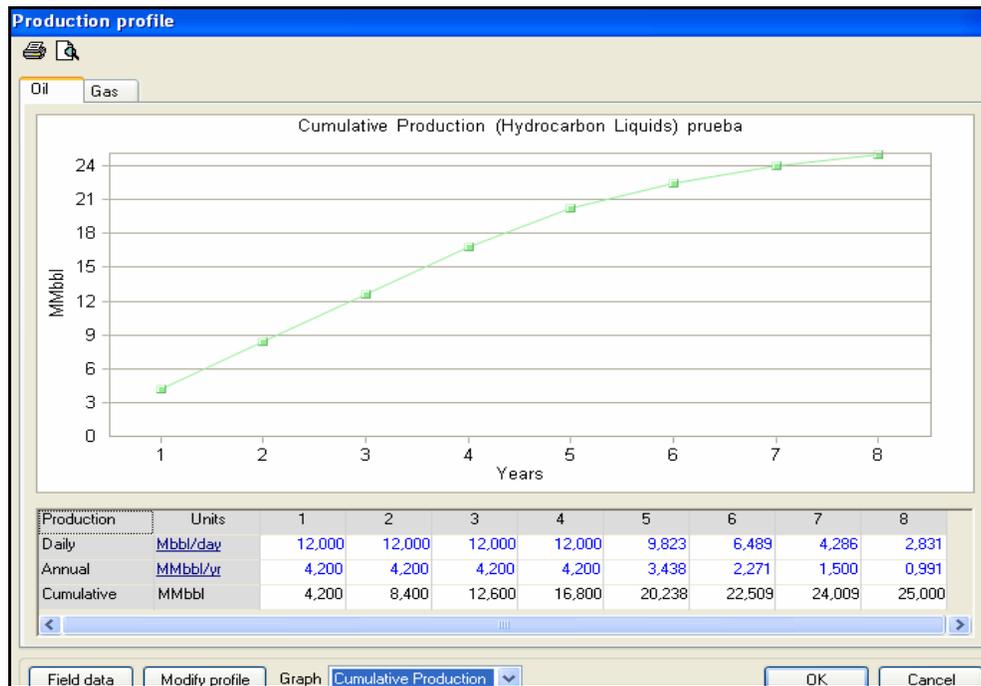


Figura 3.12 Producción Acumulada. QUE\$TOR

El diseño y procesamiento de gas y petróleo y las tasas de inyección se establecen en el cuadro de dialogo de diseño de caudales (Figura 3.13). Se aplica un factor de diseño para calcular la capacidad de diseños utilizados para el dimensionamiento de los equipos. Si el proyecto es de petróleo se utiliza un factor de diseño (design factor) de 1,1, y si el proyecto es de gas se utiliza un factor de oscilación (swing factor) de 1,3.

Design flowrates	
Peak daily average	12 Mbbl/day
Design factor	1.1
Design rates	
Oil production flowrate	13.2 Mbbl/day
Associated gas flowrate	84.1 MMscf/day
Water injection capacity factor	1.2
Water injection flow (1.2 x production rate)	15.8 Mbbl/day
Gas injection flowrate	84.1 MMscf/day

Figura 3.13 Diseño de caudales. QUE\$TOR

- **Número de pozos de desarrollo.**

El cuadro de dialogo del número de pozos productores y de inyección se muestra en la Figura 3.14. Este proporciona la estimación del número de pozos requeridos a través del campo para lograr el perfil especificado, pero se puede modificar el número de pozos. El número predeterminado de pozos de producción se basa en la productividad de toda la vida del campo.

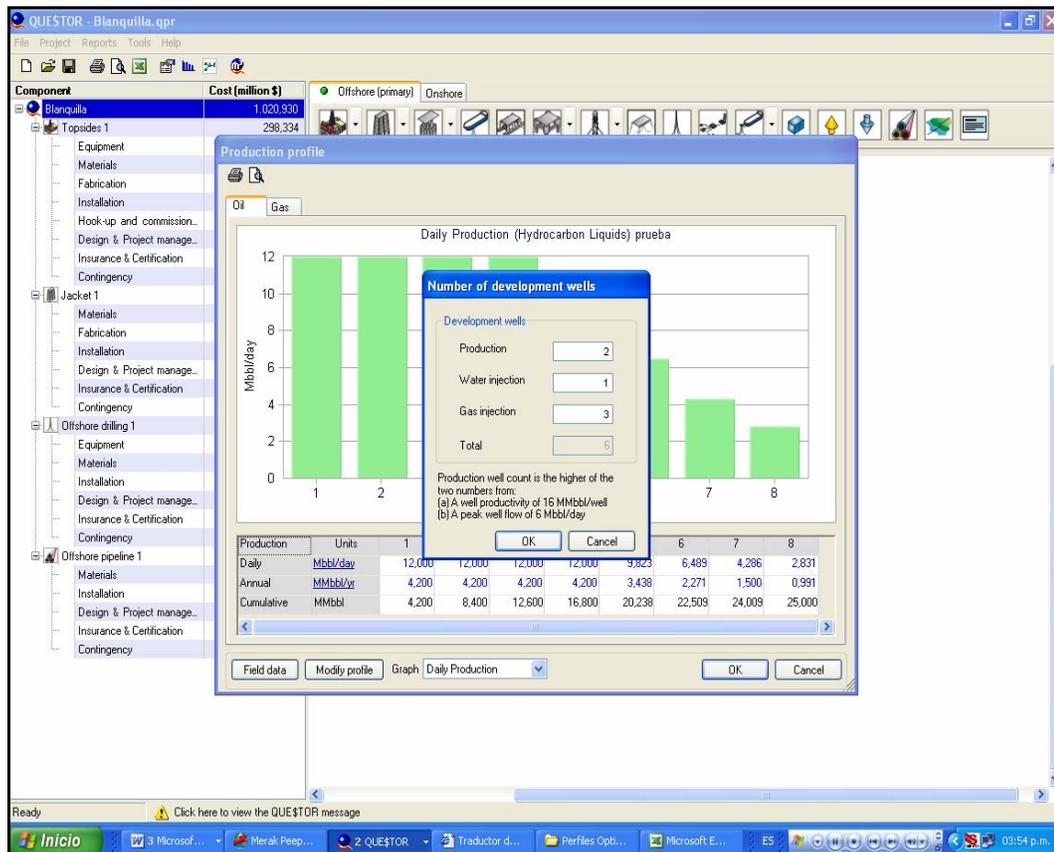


Figura 3.14. Número de Pozos de Desarrollo. QUESTOR

- **Selector del Concepto de Producción.**

Se presenta la opción de definir un concepto propio o el uso de un concepto predefinido.

QUESTOR elegirá un concepto predeterminado basado en los datos de campo de nivel y perfil de producción. Alternativamente, se puede seleccionar un concepto en blanco y utilizar el esquema de desarrollo de campos para crear un concepto propio. Los parámetros de entrada clave que influyen en la selección son: tipo de hidrocarburo, tamaño del yacimiento, profundidad del agua, distancia al punto de entrega y el número de pozos.

La casilla de exportación de gas y petróleo permite especificar el método de exportación de petróleo y gas desde la plataforma principal.

Una vez más QUE\$TOR elegirá un concepto por defecto pero puede seleccionar una alternativa utilizando la lista. Al pulsar en aceptar se mostrará el concepto de perforación seleccionado (Figura 3.15).

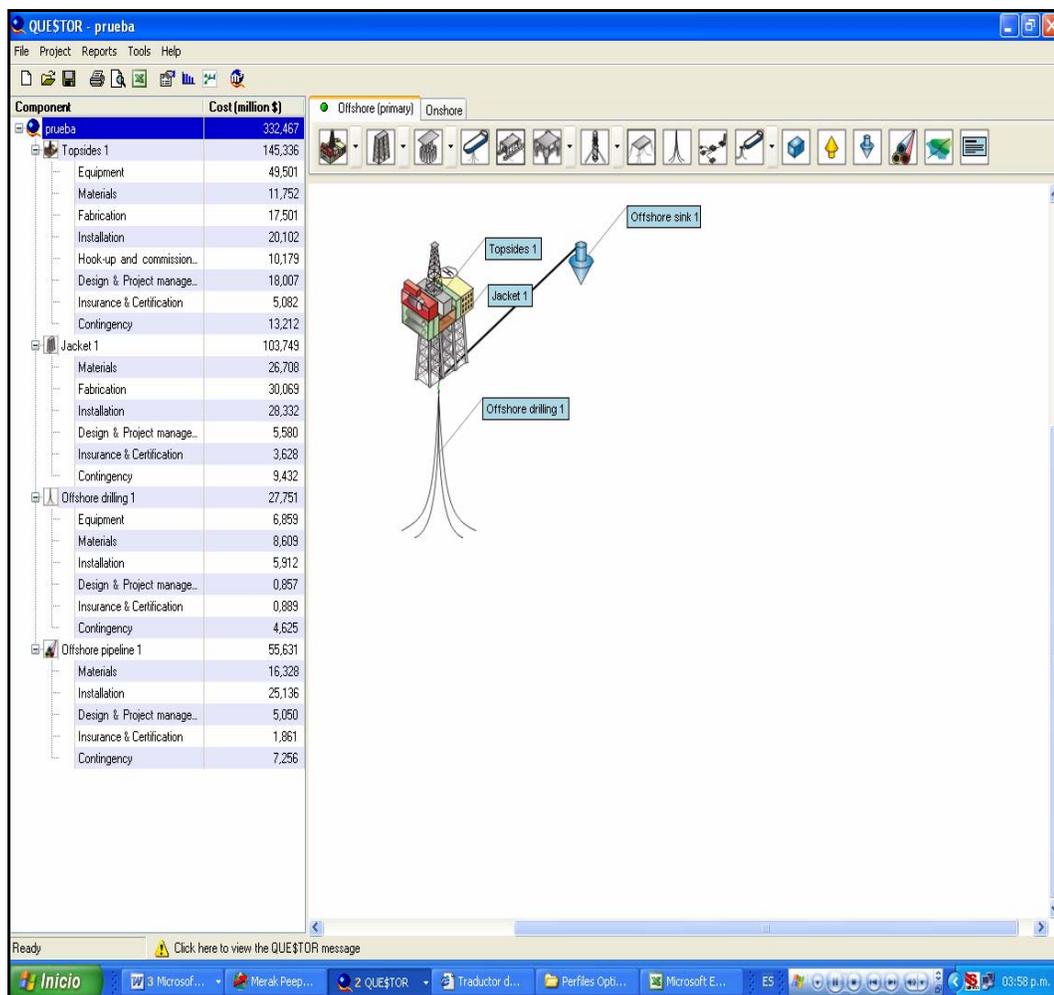


Figura 3.15. Concepto de perforación seleccionado. QUE\$TOR

- **Estimación de Costo de Capital.**

QUE\$TOR calcula los costos de capital basado en los insumos que por defecto se asigna a cada componente tan pronto como se añade al esquema de desarrollo del campo (FDS). Se puede abrir cualquiera de estos componentes y modificar las entradas para refinar la estimación de gastos. Las entradas por defecto son elegidos en base a la región seleccionada. Las entradas por defecto están diseñadas para dar una estimación de los gastos razonables en ausencia de nuevos datos.

- **Árbol de Resumen de Costos.**

El árbol de resumen de los costos se puede ver en el panel a la izquierda del esquema de desarrollo del campo (FDS). Esto muestra una ejecución del coste total del proyecto junto con un desglose de costos para cada componente.

El árbol se actualiza automáticamente a medida que los componentes se agregan, eliminan y son ajustados.

- **Control de entrada de datos de componentes.**

Para abrir y ajustar la estimación de costos de un componente, haga doble click en ella o haga click derecho sobre él y seleccione Editar/Ver cálculo de costos. (Figuras 3.16 – 3.19).

- **Estimación de gastos operativos.**

QUE\$TOR genera una estimación de los gastos de funcionamiento para todos los componentes incluidos en el cálculo del coste de capital. Los gastos de explotación se calculan sobre la base de las estimaciones de los costos de componentes, la estrategia de adquisiciones y la base de datos técnica regional. Al seleccionar los gastos operativos en el menú proyecto se abre la ventana de gastos operativos. Esto muestra un resumen de los costos del portal donde se puede profundizar, para ajustar los métodos de cálculo y las hipótesis.

The screenshot shows the QUE\$TOR software interface with the 'Topsides 1' cost estimation window open. The window displays a detailed breakdown of costs for various equipment and processes. The total cost is shown as 145,336,000 US Dollars.

Component	Cost (million \$)
Topsides 1	145,336
Equipment	49,501
Materials	11,752
Fabrication	17,501
Installation	20,102
Hook-up and commis.	10,179
Design & Project man...	18,007
Insurance & Certificat...	5,082
Contingency	13,212
Jacket 1	103,743

Equipment	Quantity	Unit Rate	Cost
TOTAL COST			US Dollars 145,336,000
Total dry weight	6,505 t	(8,374 t Op.)	
Manifolding	24 t	12,200	293,000
Oil processing			
Separation	23 t	12,900	294,000
Dehydration	0 t	16,300	0
Heating	0 t	15,300	0
Cooling	4 t	14,900	60,000
Oil export	18 t	30,500	549,000
Gas processing			
Gas cooling			
Air	20 t	19,900	398,000
Water	0 t	21,000	0
Acid gas removal			
Amine / physical solv.	22 t	11,300	249,000
Zinc oxide vessel	0 t	10,300	0
Zinc oxide bed	0 t	1,270	0
Dehydration			
Glycol	32 t	12,900	413,000
Molecular sieve vessel	0 t	10,300	0
Molecular sieve bed	0 t	5,280	0
Dewpointing			
LTS / exchanger	0 t	13,900	0
Refrigeration	0 t	31,200	0
Turbo expander	0 t	24,400	0
Stabiliser	0 t	16,700	0
Metering	0 t	18,300	0
Gas compression			

Figura 3.16. Estimación de Costo Topside. QUE\$TOR

QUESTOR - prueba

File Project Reports Tools Help

Component Cost (million \$)

Jacket 1	103,749
Materials	26,708
Fabrication	30,069
Installation	28,332
Design & Project man...	5,580
Insurance & Certificati...	3,628
Contingency	9,432
Offshore drilling 1	27,751
Equipment	6,953
Materials	6,609
Installation	5,912
Design & Project man...	0,857
Insurance & Certificati...	0,889

Jacket type: 8 leg jacket

Water depth: 642 ft

Topsides operating weight: 8370 t

Installation method: Launch

Attachments

Conductors: 6

Risers: 1

J-tubes: 0

Conditions

Soil: Average

Environmental conditions: Severe

Wave height: 78.7 ft

Wind speed: 200 ft/s

Tidal current: 1.31 ft/s

Regional steel factor: 0.67

Apply

Ready [Click here to view the QUESTOR message](#)

Jacket 1 Name: Jacket 1

TOTAL COST US Dollars: **103,749,000**

MATERIALS Procured from: Gulf of Mexico

	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Jacket steel	10,079 t	1,890	18,949,000
Piles	3,876 t	1,026	3,977,000
Anodes	554 t	3,556	1,970,000
Installation aids	1,008 t	1,026	1,034,000
Sub Total			25,930,000
Freight	3.00 %		778,000
Total Materials			\$ 26,708,000

FABRICATION Location: S. America

	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Jacket	10,079 t	2,337	23,555,000
Piles	3,876 t	610	2,364,000
Anodes	554 t	467	259,000
Installation aids	1,008 t	2,439	2,453,000
Sub Total			28,637,000
Loadout & sealasten	5.00 %		1,432,000
Total Fabrication			\$ 30,069,000

INSTALLATION Location: S. America

	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Tugs transport	32 day	25,000	800,000
Barge transport	92 day	6,000	552,000
Installation spread	20 day	1,349,000	26,980,000
Total Installation			\$ 28,332,000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT S. America

	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	41,000 mhr	80	3,280,000

OK Cancel

Inicio | 3 Microsoft... | Merak Peep... | 2 QUESTOR | Traductor d... | Perfiles Opti... | Microsoft E... | ES | 04:01 p.m.

Figura 3.17. Estimación de Costo Jacket. QUESTOR

QUESTOR - prueba

File Project Reports Tools Help

Component Cost (million \$)

- Offshore drilling 1 27,751
 - Equipment 6,859
 - Materials 8,609
 - Installation 5,912
 - Design & Project man... 0,857
 - Insurance & Certificati... 0,889
 - Contingency 4,625
- Offshore pipeline 1 55,631
 - Materials 16,328
 - Installation 25,136
 - Design & Project man... 5,050
 - Insurance & Certificati... 1,861

View / edit drilling profiles View / edit drilling curves

Rig Fixed platform (full)

Generation

Profile Build and hold

Well details

	Wells	Flowrate	
Production	2	13,2	Mbb/d
Water injection	1	15,8	Mbb/d
Gas injection	3	84,1	MMscf/d

Drilling details

Water depth	642	ft
Reservoir depth	7970	ft
Reservoir pressure	3610	psia
Maximum stepout	9840	ft
Longest stepout	1600	ft
Trip speed	984	ft/hr
Rate of build (deg / 30 m)	4	degrees

QUESTOR will recreate a new profile.
 Check box to protect current profile.

Ready Click here to view the QUESTOR message

Offshore drilling 1 Name Offshore drilling 1

TOTAL COST US Dollars 27,751,000

EQUIPMENT Procured from: Gulf of Mexico

	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Production xmas tree	2	985,900	1,972,000
Production wellhead	2	60,700	121,000
Production completion	2	30,000	60,000
Production downhole ESP	0	300,100	0
Gas injection xmas tree	3	965,900	2,897,000
Gas injection wellhead	3	64,700	194,000
Gas injection completion	3	30,000	90,000
Water injection xmas tree	1	1,214,200	1,214,000
Water injection wellhead	1	80,500	81,000
Water injection completion	1	30,000	30,000
Sub Total			6,659,000
Freight	3.00 %		200,000
Total equipment			\$ 6,859,000

MATERIALS Procured from: Gulf of Mexico

	QUANTITY	UNIT RATE	COST
30 in casing	0	277	0
20 in casing	6,168	78	481,000
13 3/8 in casing	17,684	46	813,000
9 5/8 in casing	40,190	31	1,246,000
7 in liner	14,370	20	287,000
5 in tubing	49,180	13	639,000
3 1/2 in tubing	0	10	0
Cement	49,180	7	344,000
Mud	49,180	30	1,475,000
Bine	49,180	20	984,000
...

Inicio 3 Microsof... Merak Peep... 2 QUESTOR Traductor d... Perfiles Oph... Microsoft E... ES 04:01 p.m.

Figura 3.18. Estimación de Costo Perforación. QUESTOR

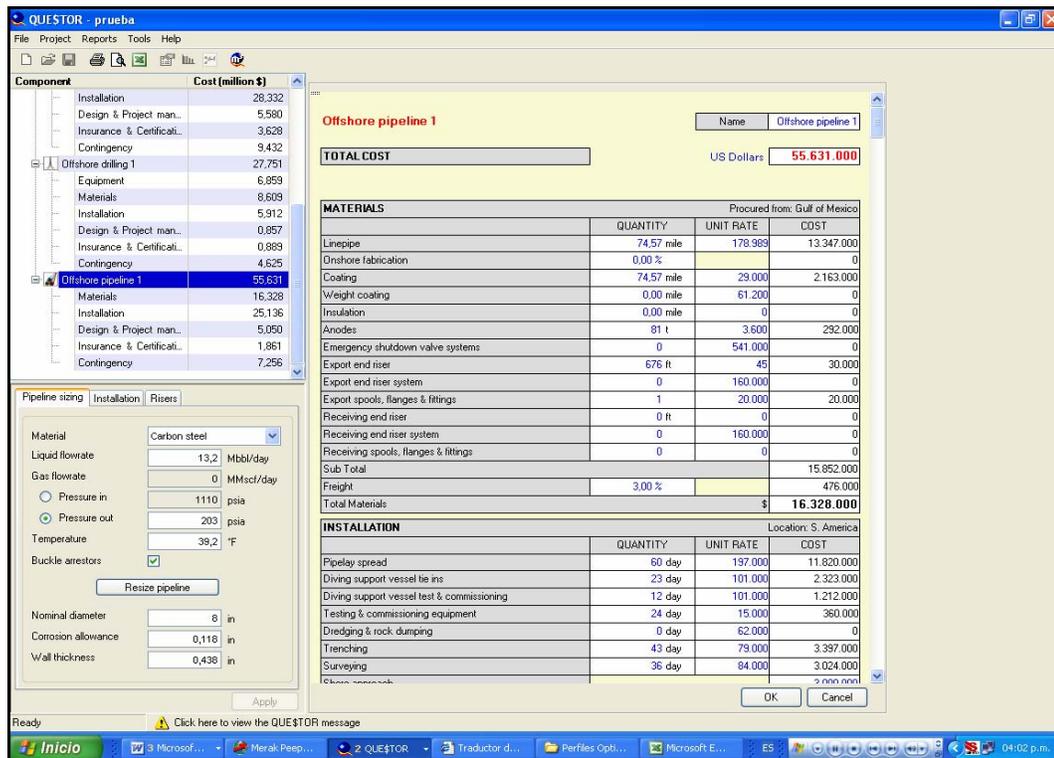


Figura 3.19 Estimación de Costo Líneas de Flujo. QUESTOR

- **Programación CAPEX**

QUESTOR genera un perfil de gastos de capital, fechas de inicio y la duración de cada acción (diseño, adquisición, fabricación, instalación, etc.), esto se genera para cada componente y se puede modificar.

- **Informes**

QUESTOR puede producir una serie de informes de alta calidad. Estos pueden ser impresos o exportados a Excel. Los informes también se pueden crear desde el desarrollo del esquema del campo y dentro de los

componentes individuales mediante la selección de impresión, vista previa de impresión o exportación a Excel.

En el menú de informes se abrirá un asistente que le permite crear un informe completo del proyecto.

El menú de los informes también ofrece un acceso directo a los informes de los proyectos siguientes:

- *Resumen de costos
- * Resumen del proyecto
- * Resumen de los gastos operativos
- * Perfil de producción e inversión

La finalidad de esta fase de desarrollo fue la de concebir un buen Esquema de Explotación que cumpla con todos los criterios y lineamientos acordados por la Gerencia de Planificación, Presupuesto y Gestión para el diseño del Plan de Negocios (PDN).

3.5. ETAPA V: Evaluación Económica

Una vez definidos y desarrollados los Esquemas de Explotación, se procedió a realizar el análisis económico del proyecto, mediante el cual se ingresa la información financiera relacionada con inversiones, costos, impuestos, factores de descuento, paridad cambiaria, regalía, etc., y se obtiene el balance requerido para comparar opciones que permitan escoger la mejor alternativa. Esta evaluación consiste, en determinar cual de los esquemas planteados presenta un perfil más rentable para su ejecución,

basado en la comparación de las inversiones de infraestructura de cada opción.

A través del programa de evaluación Merak Peep, se ingresa la información de costos de perforación, de infraestructura, etc., para cada una de las opciones planteadas para la explotación del paquete exploratorio La Tortuga. El programa arroja los resultados de los diferentes indicadores económicos: valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de inversión (EI) y tiempo de pago (TP), los cuales permiten reforzar la comparación de cada propuesta para tomar la decisión más solvente, objetiva y confiable.

Los costos suministrados al programa de evaluación económica Merak Peep fueron los arrojados por la herramienta de estimaciones de costos en costa afuera (QUE\$TOR Offshore 9.0).

Para la realización de la evaluación económica se consideró:

- Horizonte económico de 30 años
- Paridad cambiaria: 4.3 Bs/\$
- ISRL: 50%
- Regalías crudo: 30%
- Regalías gas: 20%

3.5.1. Descripción Merak Peep

El Programa de Evaluación Económica del Petróleo (PEEP), es una aplicación internacional de evaluación económica, análisis de declinación y modelo fiscal que ayuda a analizar y calcular el valor de las propiedades de

petróleo y gas, a través de modelos diseñados de acuerdo con las especificaciones del país.

Esta herramienta, permite introducir los parámetros de producción, costos operacionales e inversión para así obtener los indicadores económicos; en la Figura 3.20 se muestra el esquema general en que trabaja PEEP.

Figura 3.20. Sistema de evaluaciones económicas Merak PEEP.

La Figura 3.21 corresponde a la pestaña de productos, donde se carga la producción de petróleo y gas que hemos generado anteriormente en la hoja de cálculo de Excel, estos valores se multiplicarán por el precio de cada uno para determinar la predicción de los ingresos de producción.

Product

Scenario: Base Forecast: **Manual** Edit...
 Num. wells: **Manual**

Crudo	Date	Oil Number of Wells	Oil Rate MSTB/d	Oil Volume MMSTB (1,000,000)	Oil Density Degrees API
Gas 2	2011(12)				
Cond.	2012(12)				
Prop	2013(12)		60.85	22.21	45.00
But	2014(12)		105.37	38.46	45.00
Eth	2015(12)		143.59	52.41	45.00
Sul	2016(12)		169.95	62.20	45.00
Oth	2017(12)		189.21	69.06	45.00
	2018(12)		199.07	72.66	45.00
Agua	2019(12)		199.89	72.96	45.00
IvWat	2020(12)		199.95	73.18	45.00
	2021(12)		197.62	72.13	45.00
	2022(12)		196.74	71.81	45.00
	2023(12)		196.41	71.69	45.00
	2024(12)		194.21	71.08	45.00
	2025(12)		183.95	67.14	45.00
	2026(12)		176.66	64.48	45.00
	2027(12)		164.74	60.13	45.00
	2028(12)		160.57	58.77	45.00
	2029(12)		135.89	49.60	45.00
	2030(12)		133.45	48.71	45.00

BD6 [Case]

Figura 3.21 Productos Merak PEEP

By Product

Select Price Files... Re-read Price Files

Crudo	Date	Crudo Price \$/Bbl (FromDB) (Real)	Crudo Offset1 \$/Bbl (Real)	Crudo Offset2 \$/Bbl (Real)	Crudo Net Price \$/Bbl
Gas 2	2011(12)				
Cond.	2012(12)				
Prop	2013(12)	54.85			54.85
But	2014(12)	55.85			55.85
Eth	2015(12)	55.85			55.85
Sul	2016(12)	55.85			55.85
Oth	2017(12)	55.85			55.85
	2018(12)	55.85			55.85
	2019(12)	55.85			55.85
	2020(12)	55.85			55.85
	2021(12)	55.85			55.85
	2022(12)	55.85			55.85
	2023(12)	55.85			55.85
	2024(12)	55.85			55.85
	2025(12)	55.85			55.85
	2026(12)	55.85			55.85
	2027(12)	55.85			55.85
	2028(12)	55.85			55.85
	2029(12)	55.85			55.85
	2030(12)	55.85			55.85

BD6 [Case]

Figura 3.22. Precio por Barril. Merak PEEP

Date	Costos de producción \$/Bbl (Real)	Costo de Producción de Gas \$/mcf	Costo de Producción de Condensado \$/Bbl
	Propiedades...	Propiedades...	Propiedades...
2011(12)	5,00	0,50	
2012(12)	5,00	0,50	
2013(12)	5,00	0,50	
2014(12)	5,00	0,50	
2015(12)	5,00	0,50	
2016(12)	5,00	0,50	
2017(12)	5,00	0,50	
2018(12)	5,00	0,50	
2019(12)	5,00	0,50	
2020(12)	5,00	0,50	
2021(12)	5,00	0,50	
2022(12)	5,00	0,50	
2023(12)	5,00	0,50	
2024(12)	5,00	0,50	
2025(12)	5,00	0,50	
2026(12)	5,00	0,50	
2027(12)	5,00	0,50	
2028(12)	5,00	0,50	
2029(12)	5,00	0,50	
2030(12)	5,00	0,50	

Figura 3.23. Costos de Producción. Merak PEEP

Al pulsar en la pestaña de custom, aparecerá la siguiente pantalla (Figura 24), en ella se deberá cargar las expectativas tanto de crudo como de gas, correspondiente a la oportunidad que se esté evaluando.

Date	Expectativas de Crudo MMSTB	Expectativas de Gas BSCF
	Propiedades...	Propiedades...
2011(12)	2.993,10	753,20
2012(12)		
2013(12)		
2014(12)		
2015(12)		
2016(12)		
2017(12)		
2018(12)		
2019(12)		
2020(12)		
2021(12)		
2022(12)		
2023(12)		
2024(12)		
2025(12)		
2026(12)		
2027(12)		
2028(12)		
2029(12)		
2030(12)		

Figura 3.24. Expectativas de Crudo y Gas. Merak PEEP

En la Figura 3.25 se muestra la solapa de Capital; acá se registran todos los gastos de capital (Perforación, plataforma, tuberías, etc.). Estos costos son generados de la herramienta de estimación de costos QUE\$TOR 9.0

Date	Perforacion MM\$(Real) (456,90)	Plataforma (Base) MM\$(Real) (443,41)	Sistema Submarino MM\$(Real) (0,00)	Tuberias MM\$(Real) (336,84)	Topsides MM\$(Real) (455,44)	Otras inversiones 15Y MM\$(Real)	Otras inversiones 20Y MM\$(Real)
2011(12)	33,97	57,99		1,35	11,87		
2012(12)	63,49	213,49		93,20	269,91		
2013(12)	90,90	171,93		242,29	173,66		
2014(12)	308,54						
2015(12)							
2016(12)							
2017(12)							
2018(12)							
2019(12)							
2020(12)							
2021(12)							
2022(12)							
2023(12)							
2024(12)							
2025(12)							
2026(12)							
2027(12)							
2028(12)							
2029(12)							
2030(12)							

Figura 3.25. Capital. Merak PEEP

En la Figura 26, se muestra la pantalla de Report, en donde se genera el reporte del caso en estudio que muestra los indicadores económicos obtenidos, inversión total, etc. Dicho reporte es de gran ayuda en el proceso de toma de decisiones.

REPORTE GENERAL_COSTAFUERA_2011
BO6
(Nominal values)

Descripción del Caso

Notas
 Oportunidad: BO - 6
 Qoi (BF/D): 4500
 RGPi (PCF/BF): 251
 Año de inicio de la Evaluación: 2011
 Área (Km2): 189,0
 Espaciamiento entre pozos (Km): 1
 Profundidad Final Medida: 9449
 Declinación Anual del YAC: 7%
 Expectativas de Petróleo (MMBF): 2993,1
 Expectativas de Gas (MMMPCF): 753,2

Modelo PDVSA EXPLORACION 2011_COSTAFUERA
 Moneda U.S. Dollar
 Fecha Descuento 2011/01

Indicadores Economicos 2010

	PDVSA	NACION	
VPN@10%	5.899.079,78	20.650.522,29	M\$
TIR (%)	53,02	134,42	%
EI - Eficiencia Inv.	4,99	14,95	M\$/M\$
TP - Tiempo de pago	4,42	3,80	(Años)

Volumenes Recuperados

Petróleo	1.096.679.94	MSTB
Gas	275.739.99	MMSCF
Gas Venta	275.739.99	MMSCF
Condensado	0,00	MSTB
Otros	0,00	MSTB

Flujo de Caja_COSTAFUERA_2011

Figura 3.26. Reporte Generado. Merak PEEP

3.6. ETAPA VI: Determinación de la mejor opción Técnica Económica de Explotación

Luego de realizar la evaluación técnica-económica de cada uno de los Esquemas de Explotación, se procedió a determinar el escenario más rentable por medio de un análisis comparativo tomando en cuenta los indicadores económicos (TIR, VPN, EI y TP).

PDVSA considera mediante la LEEPIC ^[11], que para que un escenario sea rentable debe poseer todos sus indicadores económicos positivos, tal es el caso de una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor o igual a 15%, un Valor Presente Neto (VPN) mayor a cero y una Eficiencia de Inversión (EI) mayor a (1). Estas mismas consideraciones fueron utilizadas en este trabajo para determinar la mejor opción técnica-económica.

CAPITULO IV.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

La elaboración de este trabajo de grado y el cumplimiento de su objetivo general, se basó en la ejecución de los objetivos específicos planteados, y los resultados obtenidos son analizados a continuación.

4.1. Potencial Inicial de Producción de Petróleo

Los valores del potencial inicial de producción que se utilizaron para estimar los perfiles de producción de cada oportunidad se muestran en la Tabla 4.1. Se espera que una vez que se inicie la producción, el valor del potencial se encuentre en el orden de los valores de tasas utilizados.

Tabla 4.1. Potencial inicial promedio de petróleo de cada oportunidad del paquete La Tortuga

Oportunidad	Qo (BND)
BO-6	4500
BO-7	4300
BO-8	3800
BO-9	4000
BO-11	3800
BO-12	4500

Es importante que una vez iniciada la producción del yacimiento se tomen muestras de fluidos que permitan llevar a cabo un análisis de PVT y así predecir con mayor exactitud la producción de las oportunidades.

4.2. Proyección de la Relación Gas Petróleo durante el Horizonte Productivo

La estimación del perfil de la relación gas petróleo para el horizonte productivo establecido, se realizó de acuerdo a la metodología planteada en el Capítulo III, Sección 3.2.2. En la Figura 4.1 se muestra el comportamiento de la RGP obtenida para una de las oportunidades (BO7).

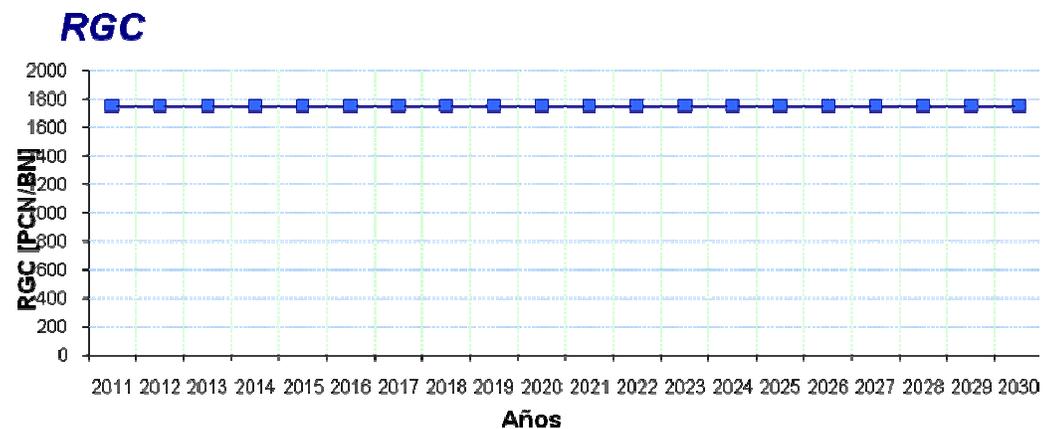


Figura 4.1. Comportamiento de la relación gas-petróleo durante el horizonte productivo de la oportunidad BO6.

4.3. Porcentaje de Declinación Anual

Se consideró una declinación de tipo exponencial. El valor de esta declinación tomado para el cálculo de los perfiles de producción de petróleo y gas para este proyecto fue de 7%. Dicho valor fue considerado en un estudio previo de esta área, tal como se mencionó en el Capítulo III, Sección 3.2.6..

Este valor de declinación debe ser verificado una vez que se inicie el desarrollo de las oportunidades en estudio para que luego sean actualizados los perfiles de producción.

4.4. Número de Pozos

El número máximo de pozos fue estimado en la hoja de cálculo utilizada por la Gerencia de Planificación y Portafolio, mediante la ecuación 4.1

$$N^{\circ} \text{ de Pozos} = \left(\frac{\sqrt{A(Km^2)}}{E(Km)} - 1 \right)^2 \quad \text{Ec. 4.1}$$

En la Tabla 4.2 se muestra el número máximo de pozos permitidos para cada oportunidad en base a un espaciamento de 1,5 km.

Tabla 4.2. Máximo número de pozos a perforar con espaciamento de 1,5km, en las oportunidades del paquete La Tortuga.

Oportunidades	Nº Máximo de Pozos
BO-6	57
BO-7	16
BO-8	8
BO-9	9
BO-11	9
BO-12	41
TOTAL	140

4.5. Información de Metocean

Tal como se mencionó en el Capítulo III, Sección 3.2.8, la información de Metocean que se utilizó para el diseño de la infraestructura requerida para el desarrollo de explotación del paquete La Tortuga fue tomada de la herramienta QUE\$TOR, por no contar con un informe oficial de información meteorológica y oceanográfica del área. Los valores considerados son bajo condiciones críticas de un huracán con retorno de cada 100 años, estos se muestran en al Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Información Metocean.

Información de Metocean	
Altura de Ola (m)	22
Velocidad del Viento (m/s)	61
Corriente de marea (m/s)	0,3

4.6. Desarrollo de los Esquemas de Explotación de las Oportunidades Exploratorias del Paquete Exploratorio La Tortuga

Luego de haber definido los esquemas de explotación (Capítulo III, Sección 3.3) y haber recopilado la información disponible de las oportunidades exploratorias que integran el paquete La Tortuga, se realizó su desarrollo estimándose los perfiles de producción de petróleo y gas, bajo lineamientos y criterios exigidos por la empresa, también se realizó un

análisis de la infraestructura disponible y necesaria para el desarrollo y manejo de la producción.

4.6.1. Perfil de producción de petróleo y gas de los diferentes esquemas

Para todos los esquemas se realizó un consolidado con los diferentes perfiles de producción de petróleo y gas de las oportunidades que integran el paquete exploratorio La Tortuga (BO-6, BO-7, BO-8, BO-9, BO-11 y BO-12).

Esquema # 1 y 3

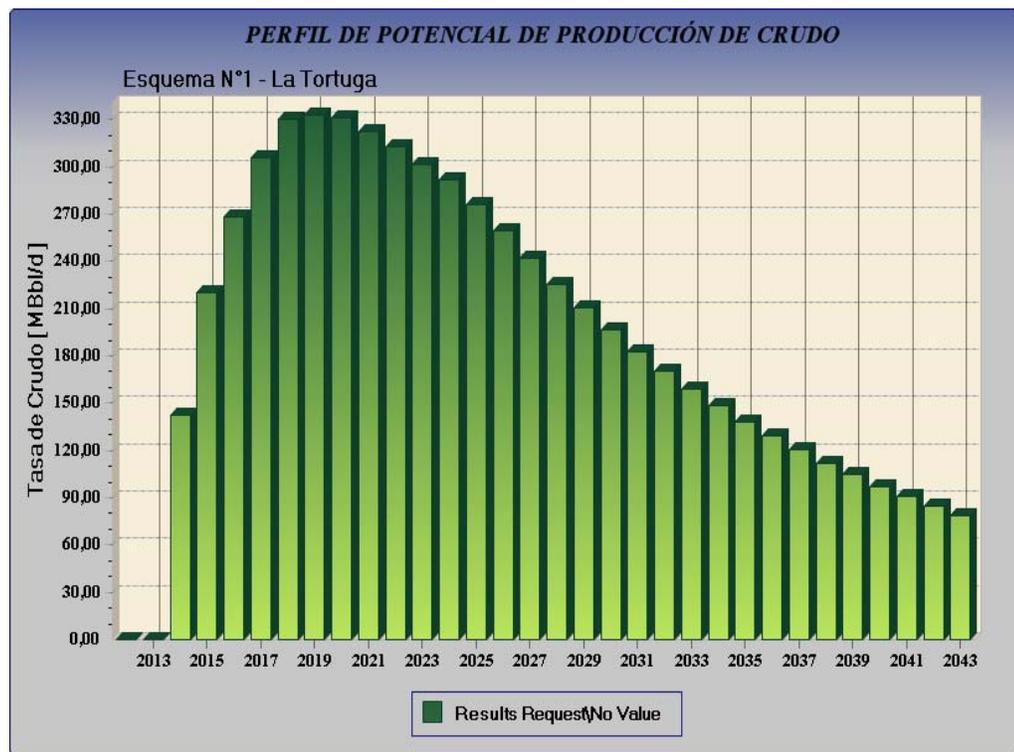
Los consolidados para estos dos esquemas son iguales, debido a que en ambos se considera que todas las oportunidades iniciaran su producción en el mismo año (2014) como se mencionó en el Capítulo III, Sección 3.3. En la Tabla 4.4, se muestran los resultados del perfil de producción. Los resultados del perfil para cada oportunidad se encuentran en el Apéndice A.

En la Figura 4.2 se observa que la producción inicia en el año 2014 con 142,26 MBN/D, alcanza el plateau (período de estabilización de la producción) en el año 2018 y finaliza en el 2021 con una tasa promedio de 329 MBN/D, la máxima producción alcanzada es de 333,08 MBN/D; luego comienza a declinar hasta 79 MBN/D en el año 2043.

En la Figura 4.3 se muestra el perfil de potencial de producción de gas, con un comportamiento similar al perfil de producción de petróleo, ya que se consideró una RGP constante durante el horizonte productivo, para el año 2018 se estabiliza la producción con una tasa promedio de 556 MMPCF/D y declina con 132,48 MMPCF/D para el 2043.

El comportamiento de la producción acumulada de petróleo (N_p) Vs el tiempo es mostrada mediante un gráfico en la Figura 4.4, con una producción acumulada para el final del horizonte económico (año 2043) de 2.260 MMBN.

Figura 4.2. Perfil del potencial de producción de petróleo. Esquema # 1 y 3.



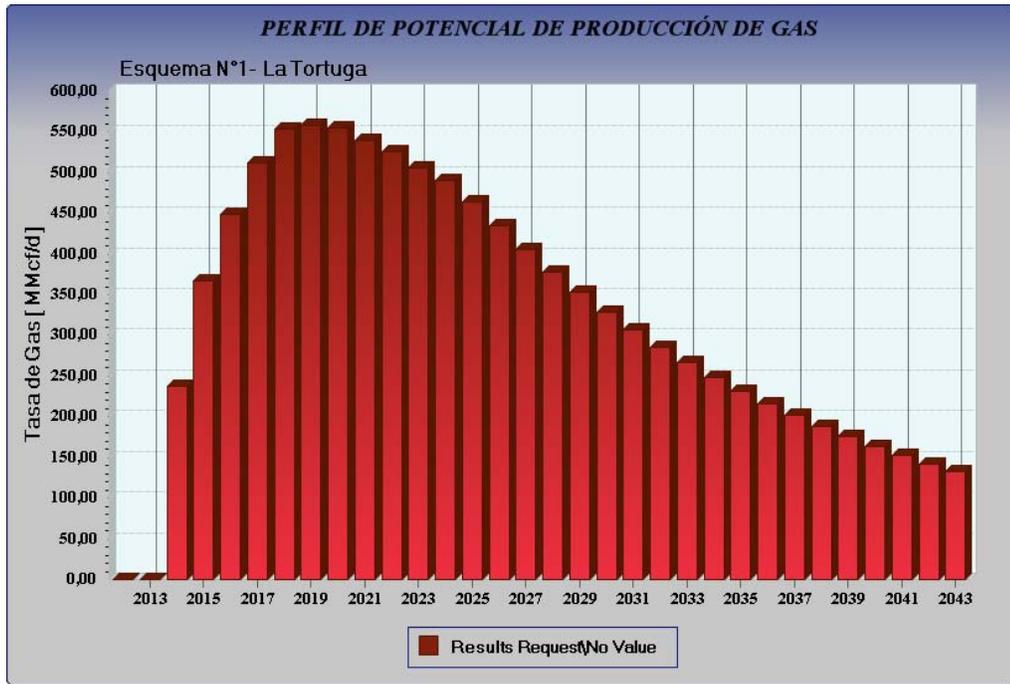


Figura 4.3. Perfil del potencial de producción de gas. Esquema # 1 y 3.



Figura 4.4. Producción acumulada de petróleo. Esquema # 1 y 3.

Tabla 4.4. Perfil de producción. CONSOLIDADO Esquema # 1 y 3

CONSOLIDADO - ESQUEMA # 1 y 3			
PERFIL DE PRODUCCIÓN			
Años	MBF/D	MMPCF/D	Np MMBF
2012	0	0	0
2013	0	0	0
2014	142,26	237,42	51,96
2015	220,08	367,34	132,35
2016	268,75	449,22	230,51
2017	306,34	512,56	342,40
2018	330,8	553,75	463,23
2019	333,08	557,86	584,89
2020	330,99	554,94	705,78
2021	322,29	540,49	823,50
2022	313,25	525,46	937,91
2023	301,48	505,69	1048,02
2024	292,18	490,19	1154,74
2025	276,44	463,7	1255,71
2026	259,65	435,44	1350,54
2027	242,1	406	1438,96
2028	225,73	378,56	1521,41
2029	210,45	352,96	1598,27
2030	196,23	329,11	1669,95
2031	182,95	306,85	1736,77
2032	170,59	286,11	1799,08
2033	159,07	266,77	1857,18
2034	148,31	248,73	1911,35
2035	138,27	231,9	1961,85
2036	128,93	216,24	2008,94
2037	120,21	201,6	2052,85
2038	112,08	187,98	2093,79
2039	104,51	175,26	2131,96
2040	97,45	163,43	2167,55
2041	90,85	152,38	2200,74
2042	84,71	142,07	2231,68
2043	79	132,48	2260,53

A continuación se muestra en la Figura 4.5, la cantidad y tipo de pozos necesarios en todas las oportunidades, para producir 2.260 MMBN (21% del volumen total de petróleo) y 3.788 MMMPCN/D.



Figura 4.5. Perfil de perforación de pozos. Esquema # 1 y 3.

Esquema # 2

En la Figura 4.6 se muestra el inicio de la producción con una tasa de 43,46 MBF/D en el 2014, alcanza una tasa promedio en el plateau de 320 MBN/D entre los años 2020 y 2024, la máxima producción alcanzada es de 324,75; luego comienza a declinar hasta alcanzar llegar a 90,29 MBN/D para el 2043.

En la Figura 4.7 se observa una producción inicial de 71,71 MMPCN/D y una tasa promedio cuando es alcanzado el plateau de 540 MMPCN/D, la cual luego declina hasta una producción de 151,82 MMPCN/D para el 2043.

Como se observa en la Figura 4.8, la producción acumulada de petróleo (2.204 MMBN) para el año 2043 es menor con respecto a los esquemas anteriores debido a que las oportunidades no inician su producción el mismo año. En la Tabla 4.5 se muestran los resultados del perfil del consolidado bajo este esquema. Los resultados del perfil de producción para cada oportunidad se encuentran en el Apéndice A.

El perfil de perforación de pozos necesario para drenar 2.203 MMBN (20,47% del volumen total de petróleo) y 3.691 MMMPCN es mostrado en la Figura 4.9. Para todos los esquemas se consideró la perforación de 1 pozo exploratorio y 1 pozo delineador los primeros dos años y posteriormente los pozos de desarrollo para dar inicio a la producción.

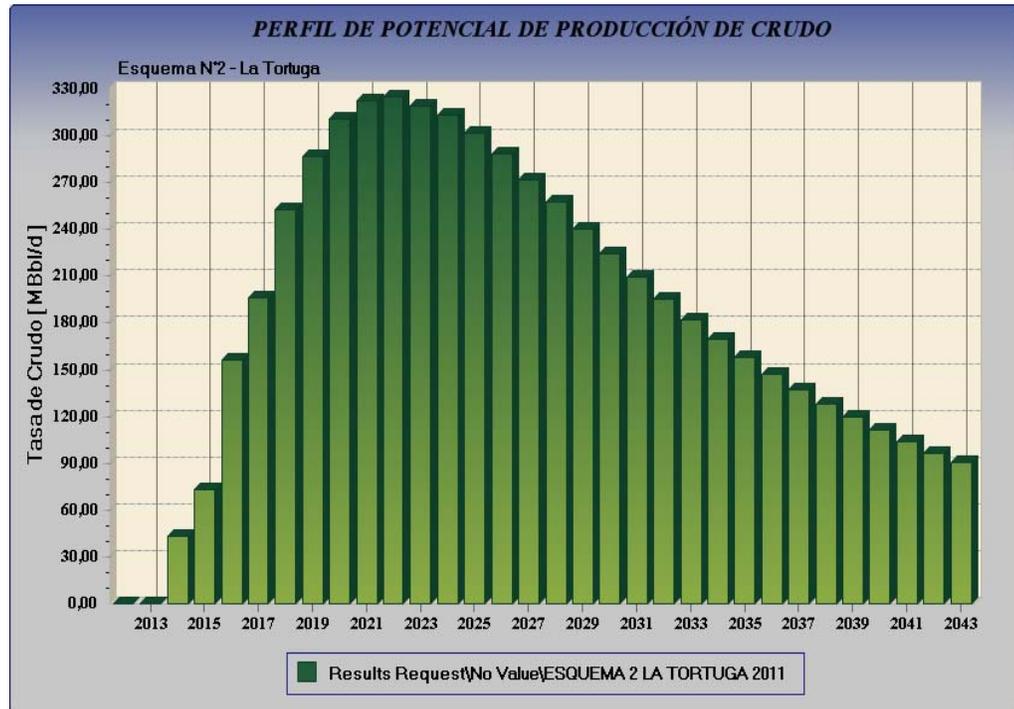


Figura 4.6. Perfil del potencial de producción de petróleo. Esquema # 2.

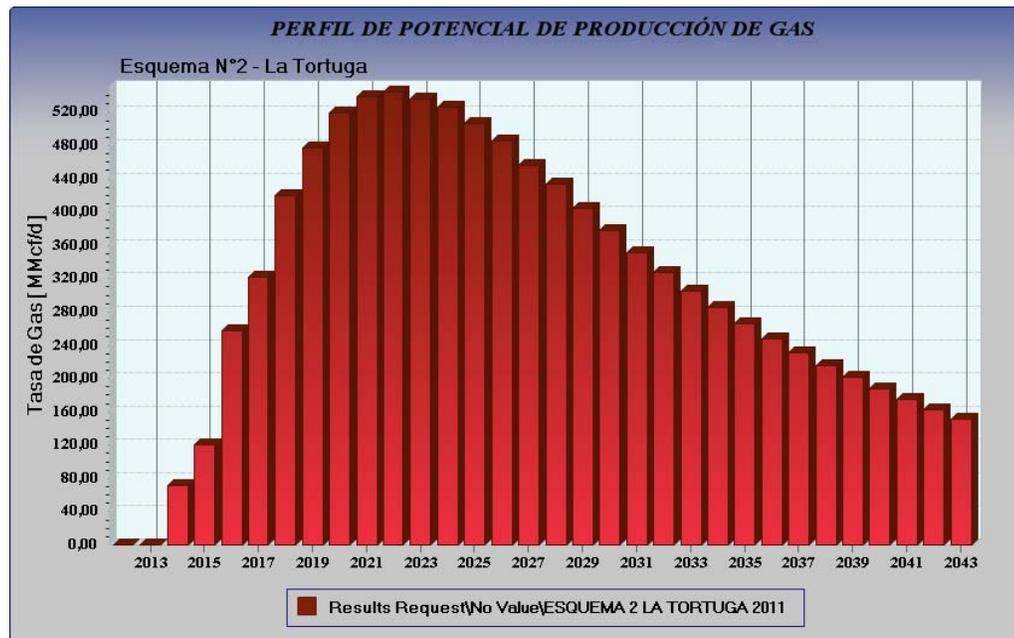


Figura 4.7. Perfil del potencial de producción de gas. Esquema # 2.



Figura 4.8. Producción acumulada de petróleo. Esquema # 2.

Tabla 4.5 Perfil de producción. CONSOLIDADO Esquema # 2

CONSOLIDADO – ESQUEMA # 2			
PERFIL DE PRODUCCIÓN			
Años	MBF/D	MMPF/D	Np MMBF
2012	0	0	0,00
2013	0	0	0,00
2014	43,46	71,71	15,87
2015	72,94	120,35	42,52
2016	156,17	257,04	99,56
2017	195,84	321,9	171,09
2018	253,00	420,00	263,52
2019	286,89	477,81	368,31
2020	310,96	519,07	481,89
2021	322,37	539,18	599,63
2022	324,75	544,17	718,25
2023	319,56	535,89	834,97
2024	313,56	526,25	949,50
2025	302,07	507,2	1059,83
2026	288,83	485,21	1165,32
2027	271,76	456,71	1264,58
2028	258,01	433,84	1358,81
2029	240,56	404,52	1446,67
2030	224,30	377,18	1528,59
2031	209,12	351,66	1604,96
2032	194,99	327,89	1676,19
2033	181,8	305,73	1742,60
2034	169,52	285,07	1804,51
2035	158,06	265,78	1862,24
2036	147,37	247,82	1916,07
2037	137,4	231,05	1966,25
2038	128,11	215,44	2013,05
2039	119,45	200,86	2056,68
2040	111,38	187,29	2097,36
2041	103,84	174,62	2135,29
2042	96,82	162,83	2170,66
2043	90,29	151,82	2203,63



Figura 4.9. Perfil de perforación de pozos. Esquema # 2.

4.6.2. Análisis de la infraestructura necesaria para el manejo de la producción de las diferentes oportunidades.

Debido a que el Paquete Exploratorio La Tortuga representa la explotación Costa Afuera de un área totalmente nueva para el país, este proyecto no cuenta para la fecha con ningún tipo de infraestructura a nivel de subsuelo y superficie disponible en el área. A partir de los diversos estudios realizados se han estimado posibles reservas y se han realizado análisis económico.

Se prevé que la producción proveniente de todas las oportunidades que integran el Paquete Exploratorio La Tortuga sea enviado al Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), el cual se convertirá en el

centro de acopio de la producción de Gas Natural del nororiente del país; albergará las plantas de licuefacción de gas natural (GNL), las de industrialización, facilitará el procesamiento de crudos, y proveerá servicios de muelle necesarios para la construcción y servicios, el despacho y recibo de GNL, crudos y otros productos. Se requirió para cada oportunidad el desarrollo de infraestructura con capacidad de compresión, múltiples de prueba, separadores, etc.

De acuerdo a estudios realizados, el área presenta profundidades de agua que van desde unos 100 hasta aproximadamente 2.000 m, información importante para seleccionar la plataforma a utilizar y el diseño de sus fundaciones. En la Tabla 4.6 se muestran las diferentes profundidades de agua que tiene las oportunidades a explotar.

Tabla 4.6 Batimetría de las oportunidades pertenecientes al Paquete La Tortuga.

Oportunidad	Batimetría (m)
BO-6	197
BO-7	197
BO-8	361
BO-9	344
BO-11	492
BO-12	131

Se utilizó la herramienta de planificación y análisis de c

Se utilizó la herramienta QUESTOR 9.0 para realizar estimados de costos de inversión, su distribución en el horizonte económico y visualizar la infraestructura junto con los equipos necesarios para el desarrollo de las oportunidades y manejo de la producción.

A continuación se describen los 3 esquemas de explotación planteados para el desarrollo del paquete exploratorio La Tortuga:

Esquema # 1

En la Figura 4.10 se muestra el diagrama de distribución de las oportunidades para este esquema, el cual contempla la explotación de todas las oportunidades (BO6, BO7, BO8, BO9, BO11 y BO12) de manera individual, cada una con tubería de exportación a tierra e inicio de producción el mismo año (2014), en las Figuras 4.11 – 4.16 se muestra la infraestructura necesaria para cada oportunidad. Para las oportunidades BO6, BO7 Y BO12 las plataformas son de tipo fijas (Fixed Platform) principal y satélites. Las plataformas satélites solo perforan y envían la producción, a través, de una línea de flujo a la plataforma principal, la cual cuenta con generadores de energía, equipos de perforación, capacidad de producir y procesar el hidrocarburo para luego enviarlo a tierra firme mediante tuberías de exportación asociadas a ella.

Debido a las altas profundidades que tienen las oportunidades BO8, BO9 y BO11, se requiere de equipos submarinos, a través, de los cuales se producirán los hidrocarburos y estos serán enviados a la plataforma semisumergible donde se encuentran los equipos necesarios para

procesarlos, la producción de petróleo será transportada a tierra por medio de un barco tanquero y la producción de gas a través de un gasoducto.

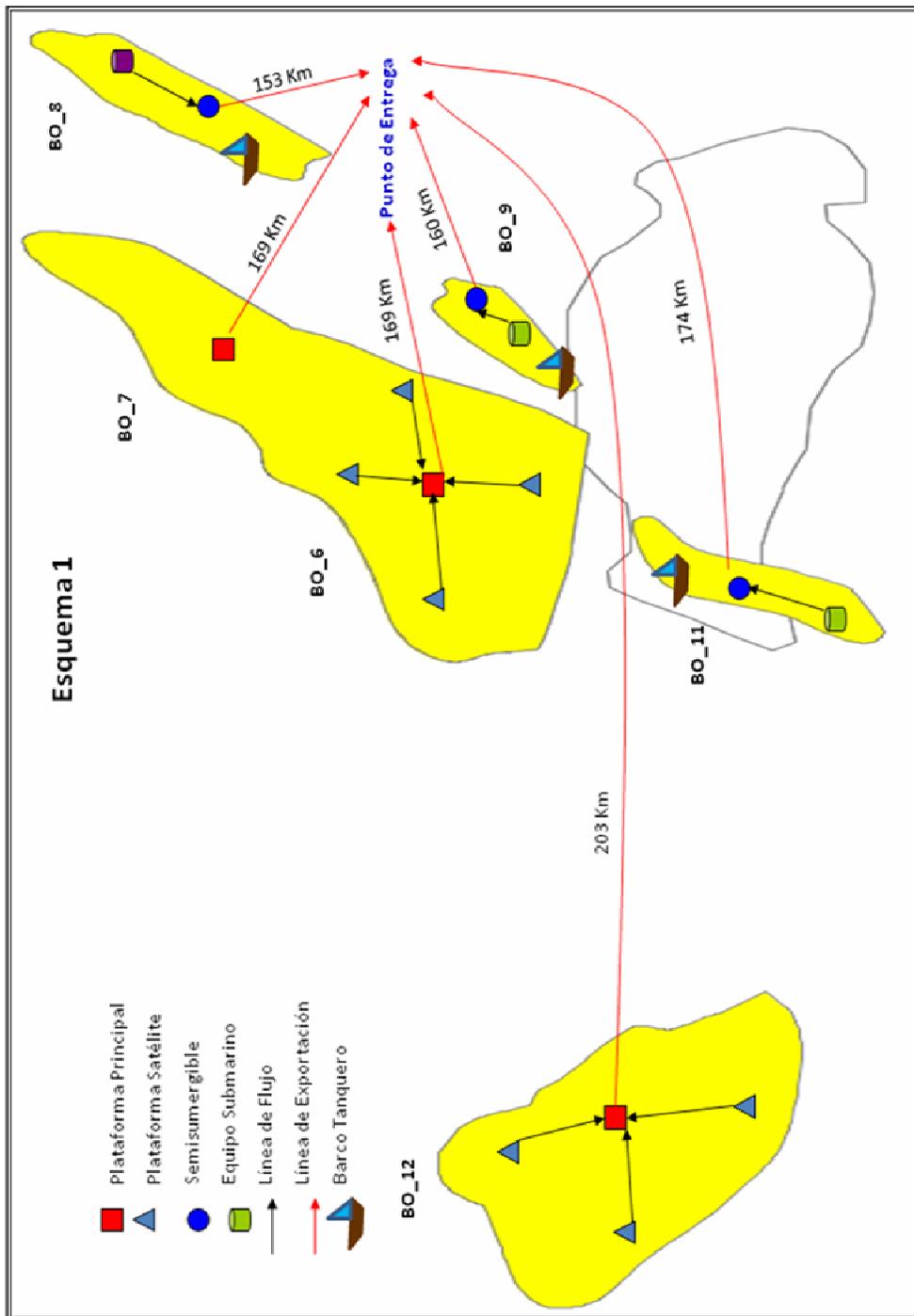


Figura 4.10. Plataforma fija principal, oportunidad BO7. Esquema # 1.

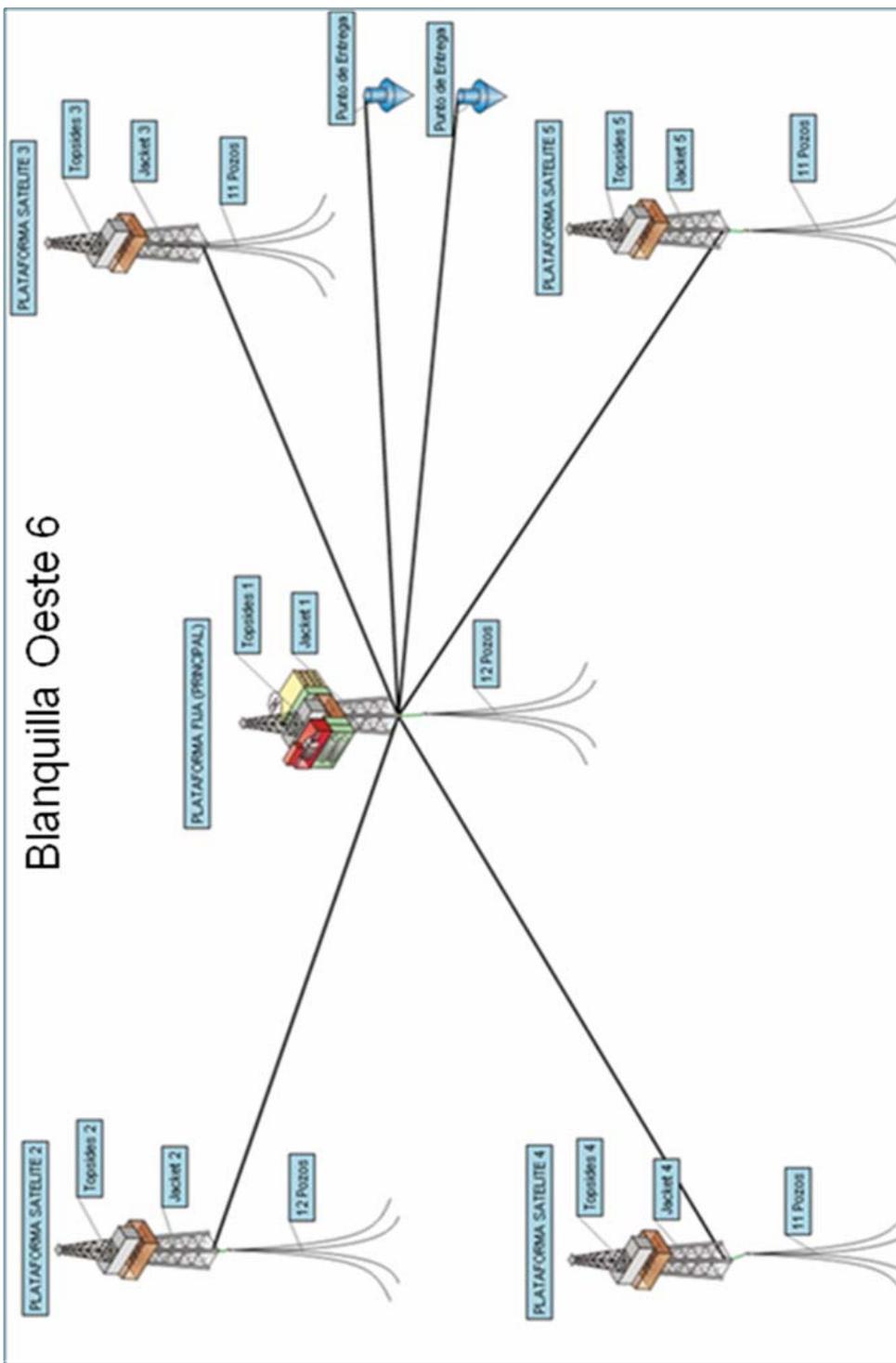


Figura 4.11. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO6. Esquema # 1.

del
Pue
cual
ficha
para
texto

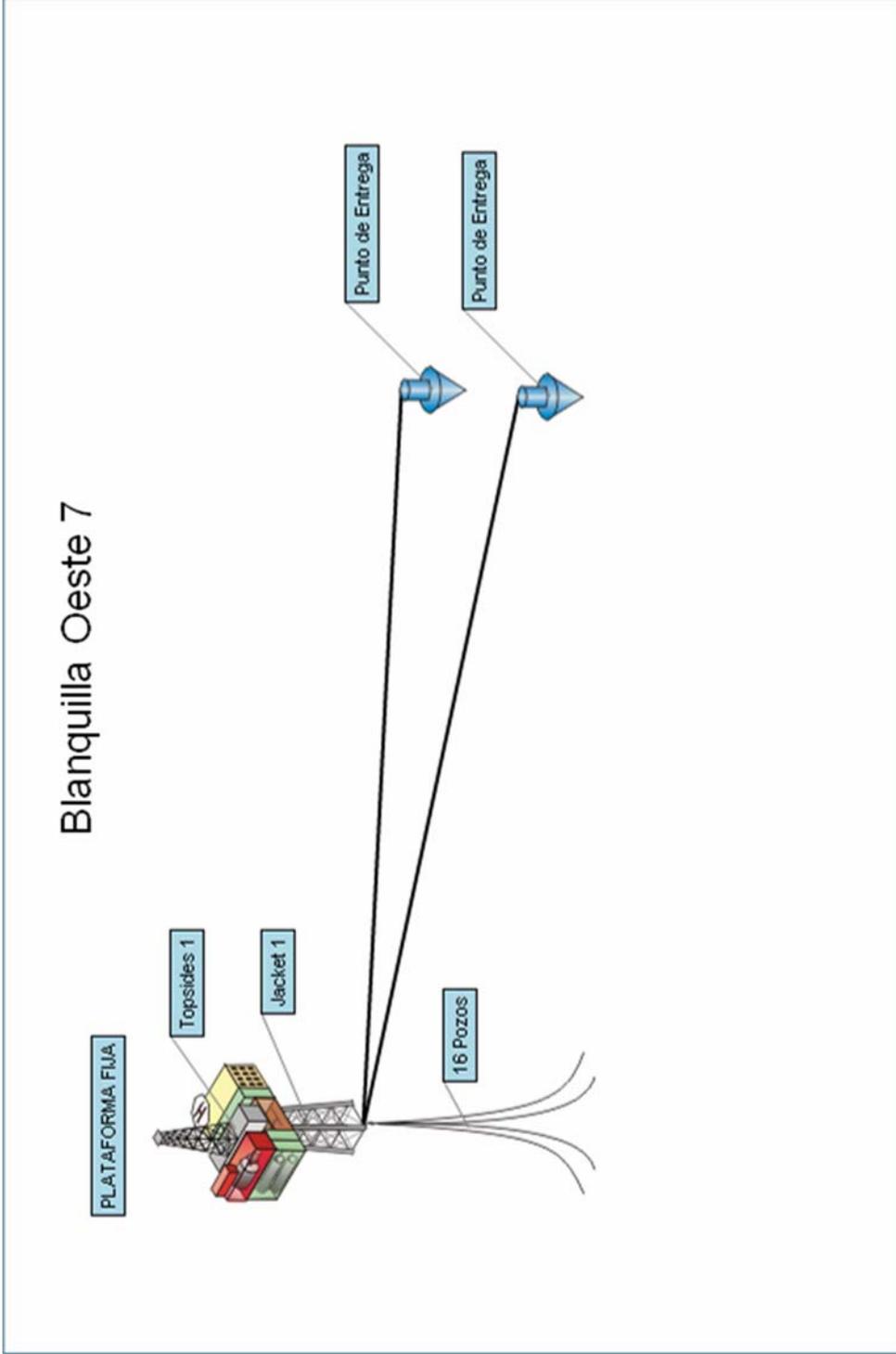


Figura 4.12. Plataforma semisumergible, sistema submarino y barco tanquero, oportunidad BO8.

Esquema # 1.

Blanquilla Oeste 8

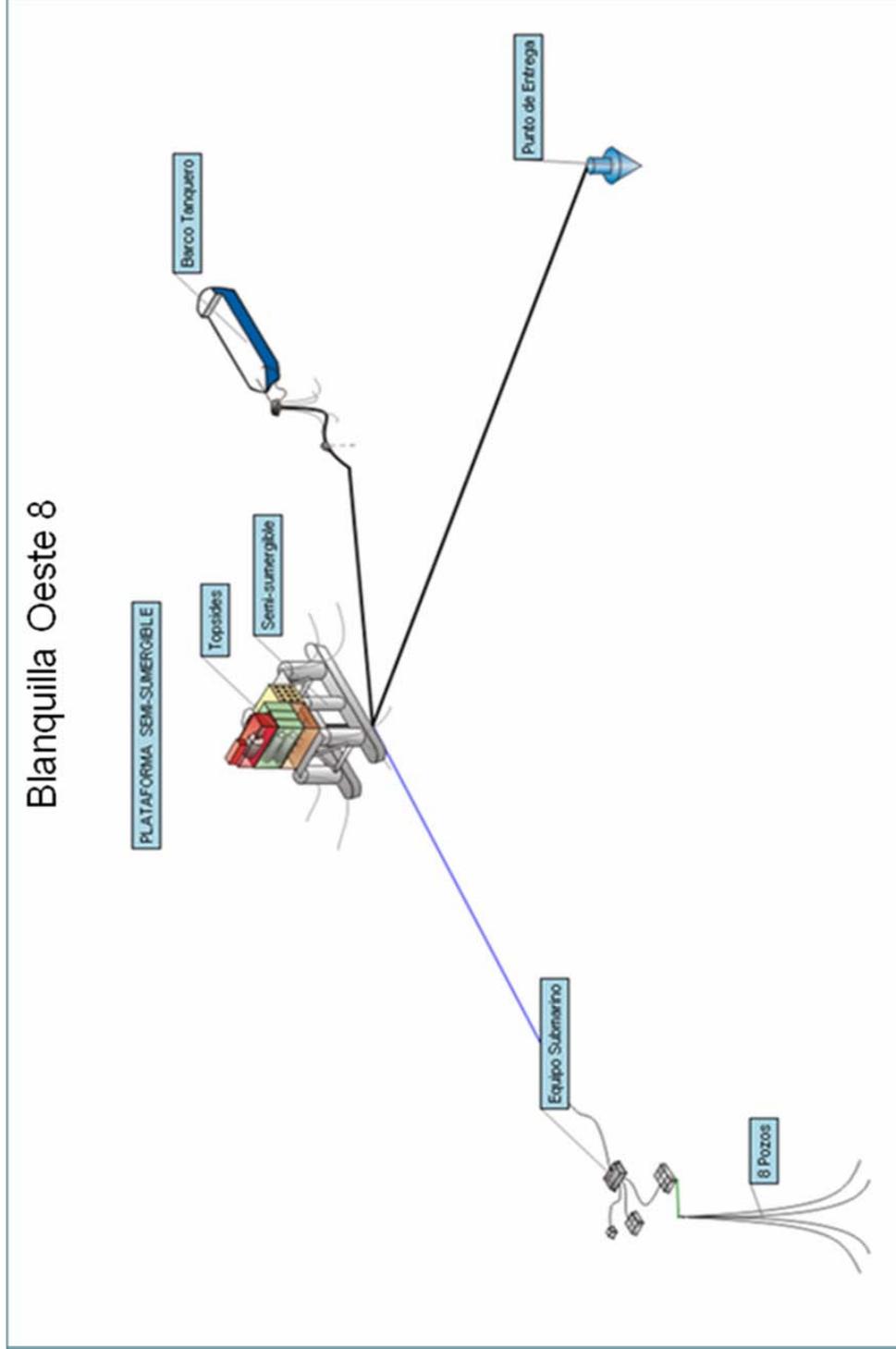


Figura 4.13. Plataforma semisumergible, sistema submarino y barco tanquero, oportunidad BO8.

Esquema # 1.

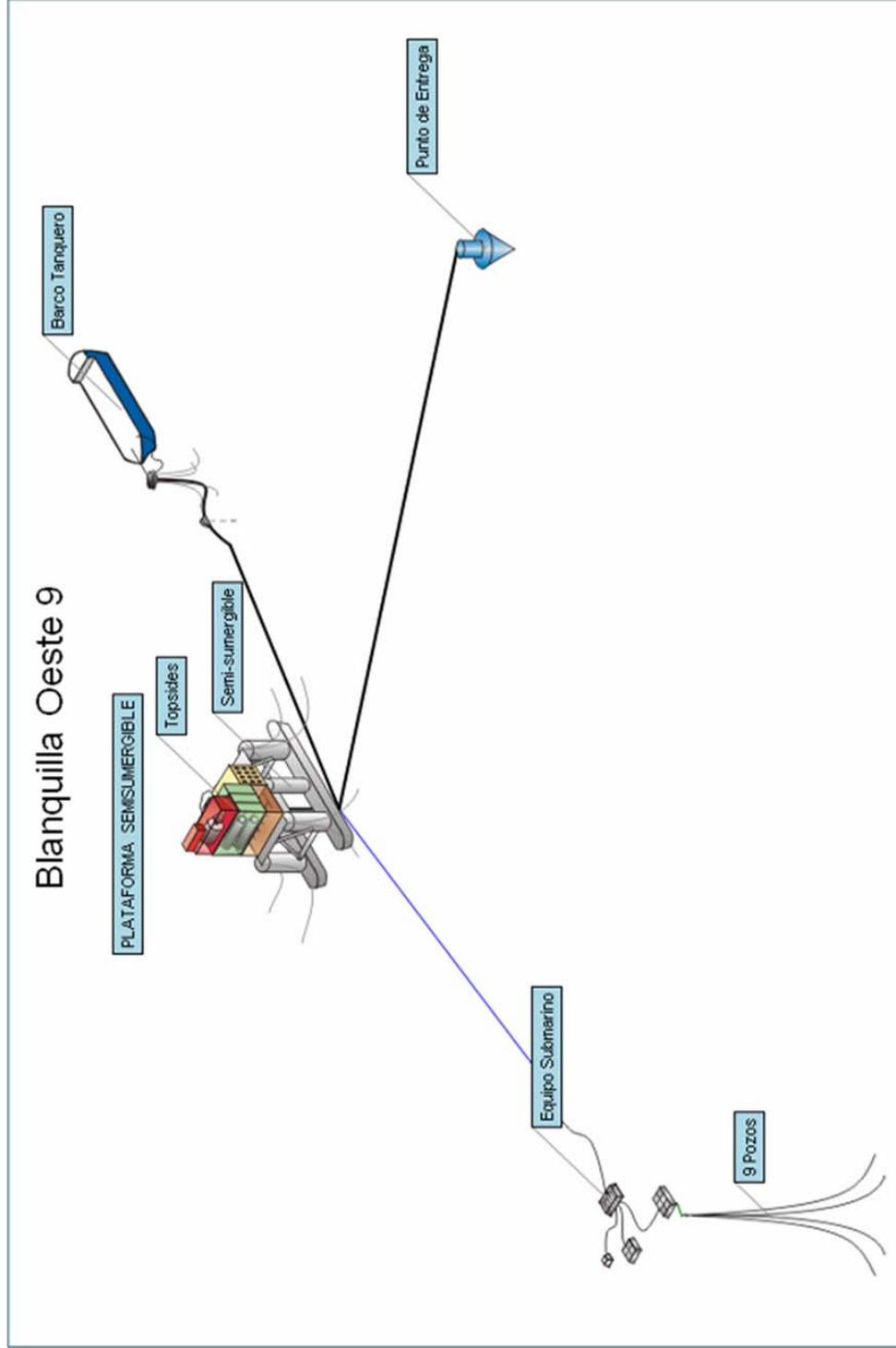


Figura 4.14 Plataforma semisumergible, sistema submarino y barco tanquero, oportunidad BO9. Esquema # 1.

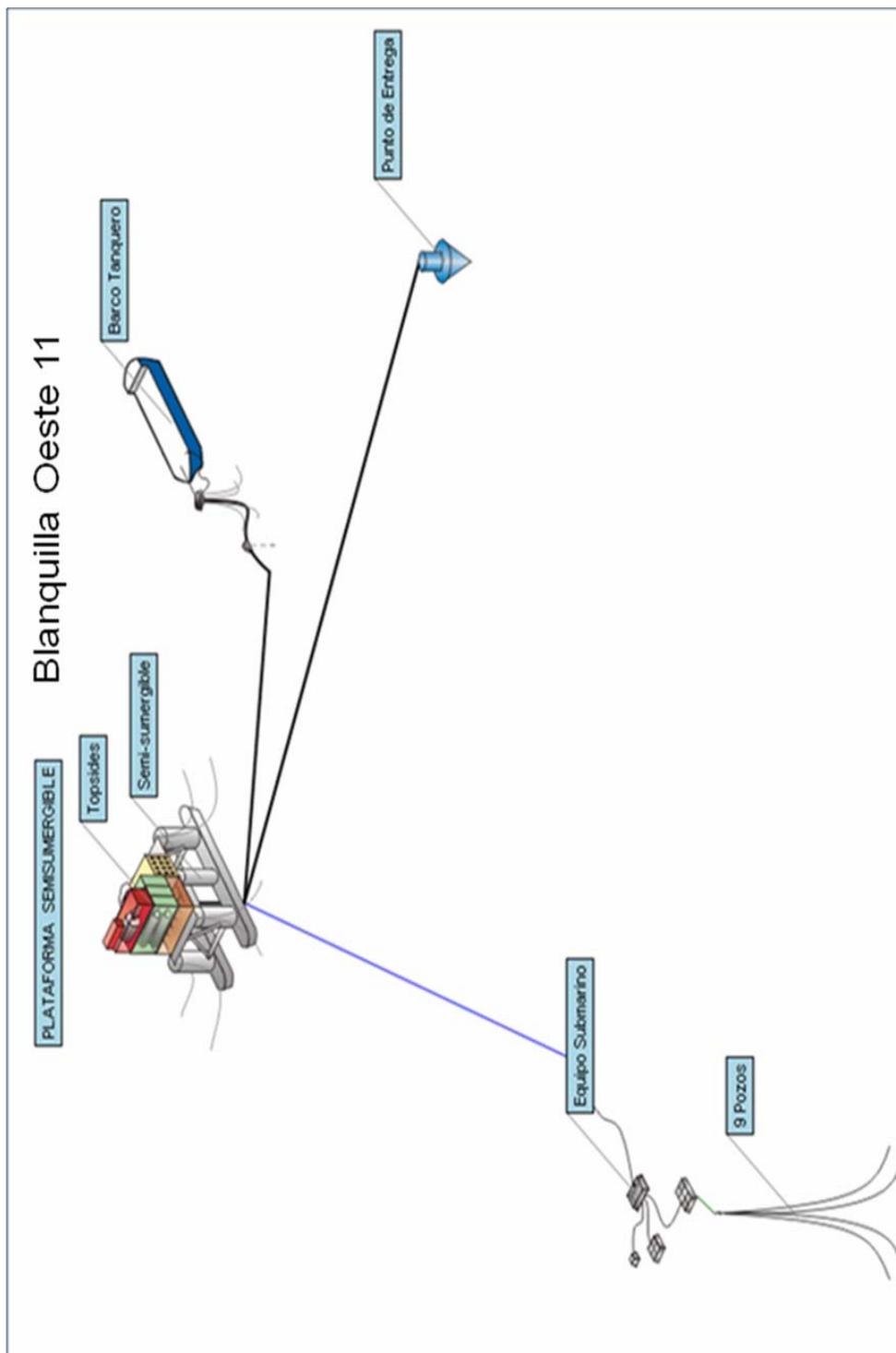


Figura 4.15. Plataforma semisumergible, sistema submarino y barco tanquero, oportunidad BO11.
Esquema # 1.

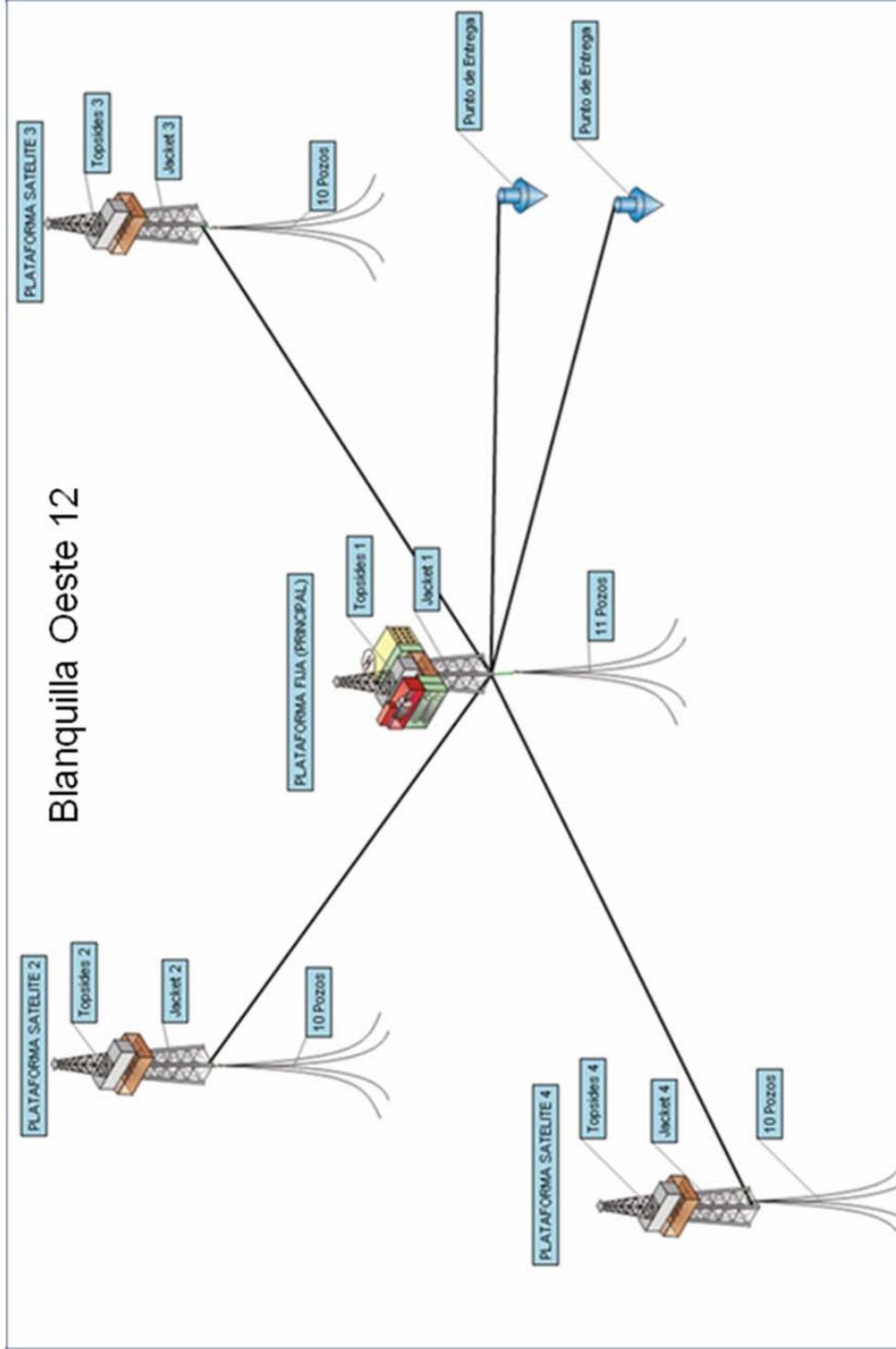


Figura 4.16. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO12. Esquema # 1.

Esquema # 2

El diagrama de distribución de oportunidades se muestra en la Figura 4.17.

Para este esquema se propuso integrar algunas oportunidades e iniciar la producción por fases, la integración se realizó considerando principalmente el potencial de producción de cada una y las distancias entre ellas, con el objetivo de reducir el número de plataformas, tuberías de exportación y por ende disminuir la inversión; las oportunidades quedaron distribuidas de la siguiente manera:

BO6: Año de inicio de la producción 2014, con una producción máxima de 120 MBN/D y 197 MMPCN/D.

BO7, BO8, BO9 y BO11: Año de inicio de la producción 2016, con una producción máxima de 115 MBN/D y 189,72 MMPCN/D.

BO12: Año de inicio de la producción 2018, con una producción máxima de 105 MBN/D y 180,20 MMPCN/D.

En las Figuras 4.18 – 4.20, se muestran las plataformas necesarias para el desarrollo del paquete exploratorio, bajo este esquema.

Se cuenta con un solo conjunto de tuberías de exportación la cuales están asociadas a la plataforma principal de la oportunidad BO6, y tienen la capacidad para transportar a tierra firme 340 MBN/D y 567 MMPCN/D proveniente de las oportunidades BO7_8_9_11 y BO12

Las oportunidades BO8, BO9 y BO11 enviarán su producción de hidrocarburo desde el equipo submarino, hasta la plataforma principal de la

oportunidad BO7, donde serán procesados y posteriormente enviados a BO6, desde ahí serán exportados a tierra. La producción de la oportunidad BO12, también será enviada a tierra una vez que llegue a BO6.

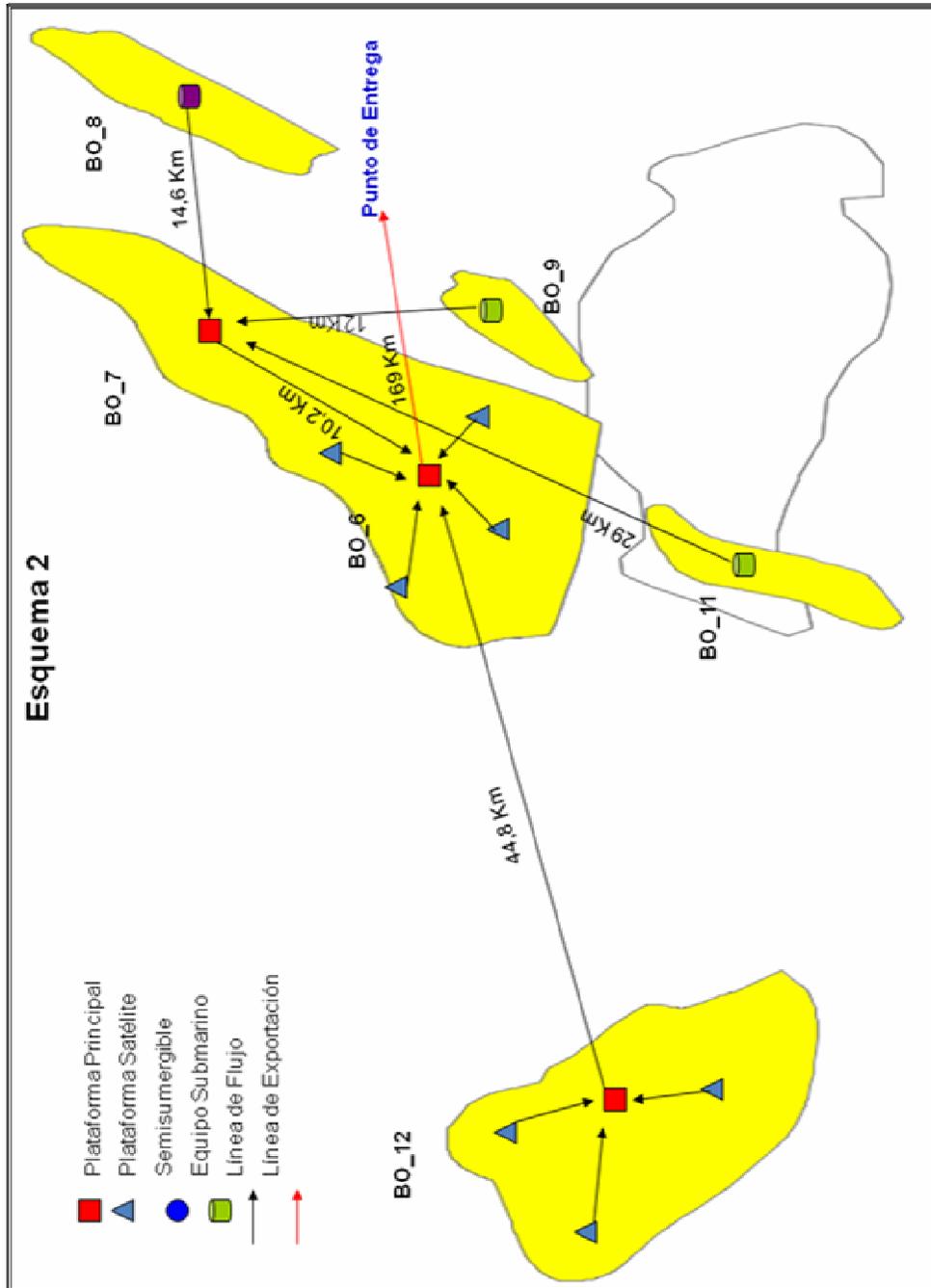


Figura 4.17. Diagrama de distribución de las oportunidades. Esquema # 2.

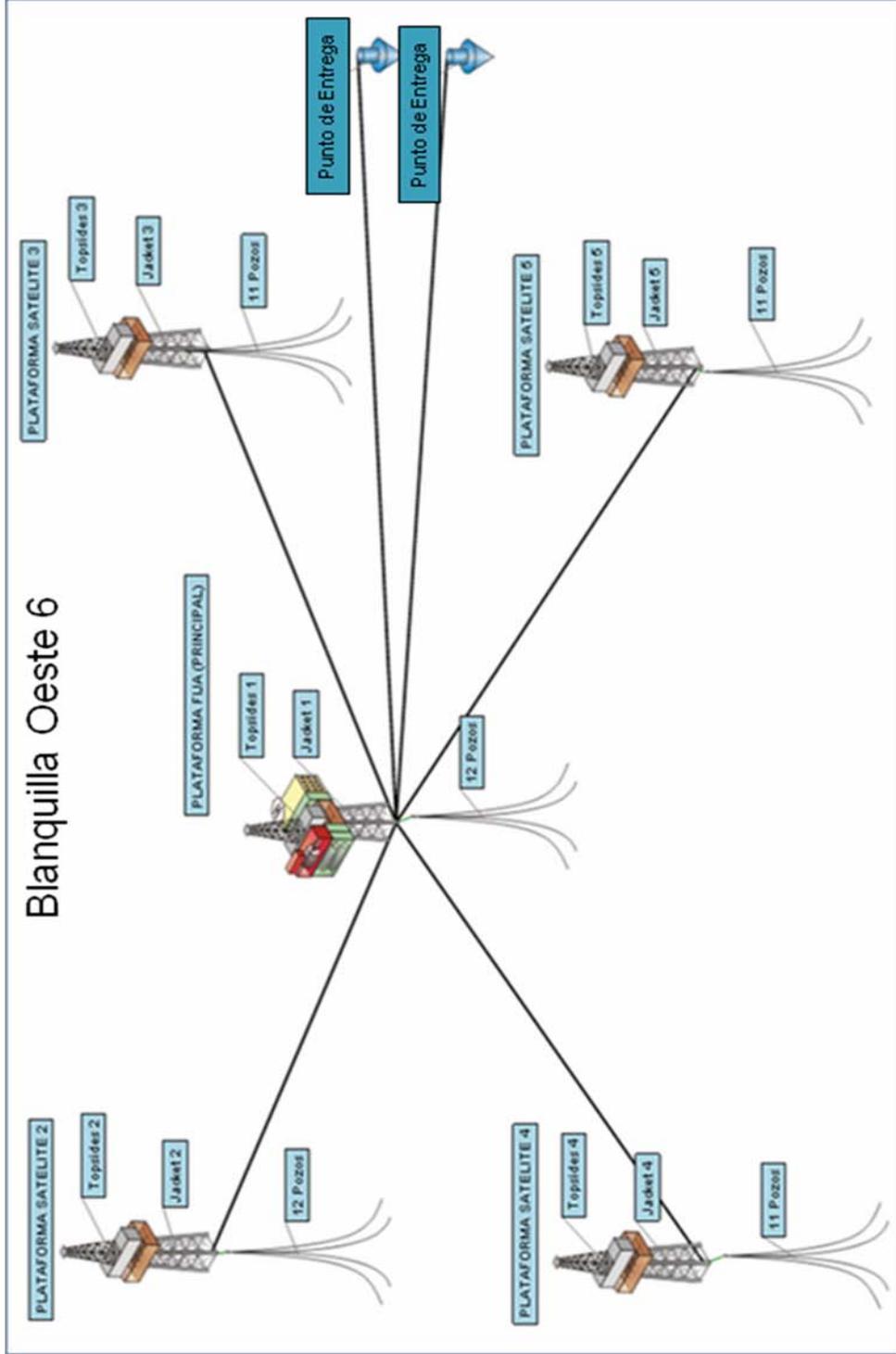


Figura 4.18. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO6. Esquema # 2.

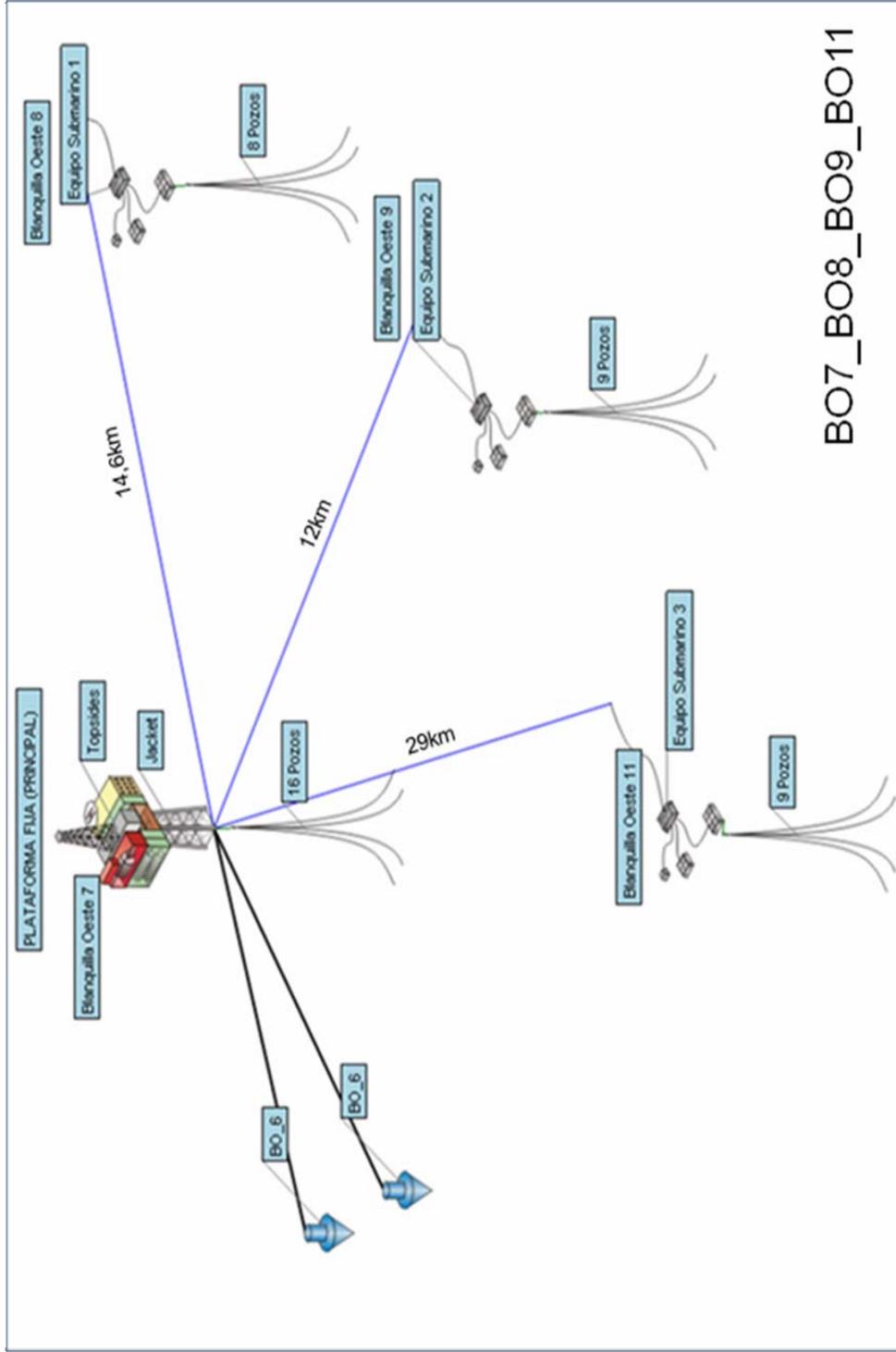


Figura 4.19. Plataforma fija principal y equipos submarinos, oportunidad BO7-BO8-BO9-BO11.
Esquema # 2.

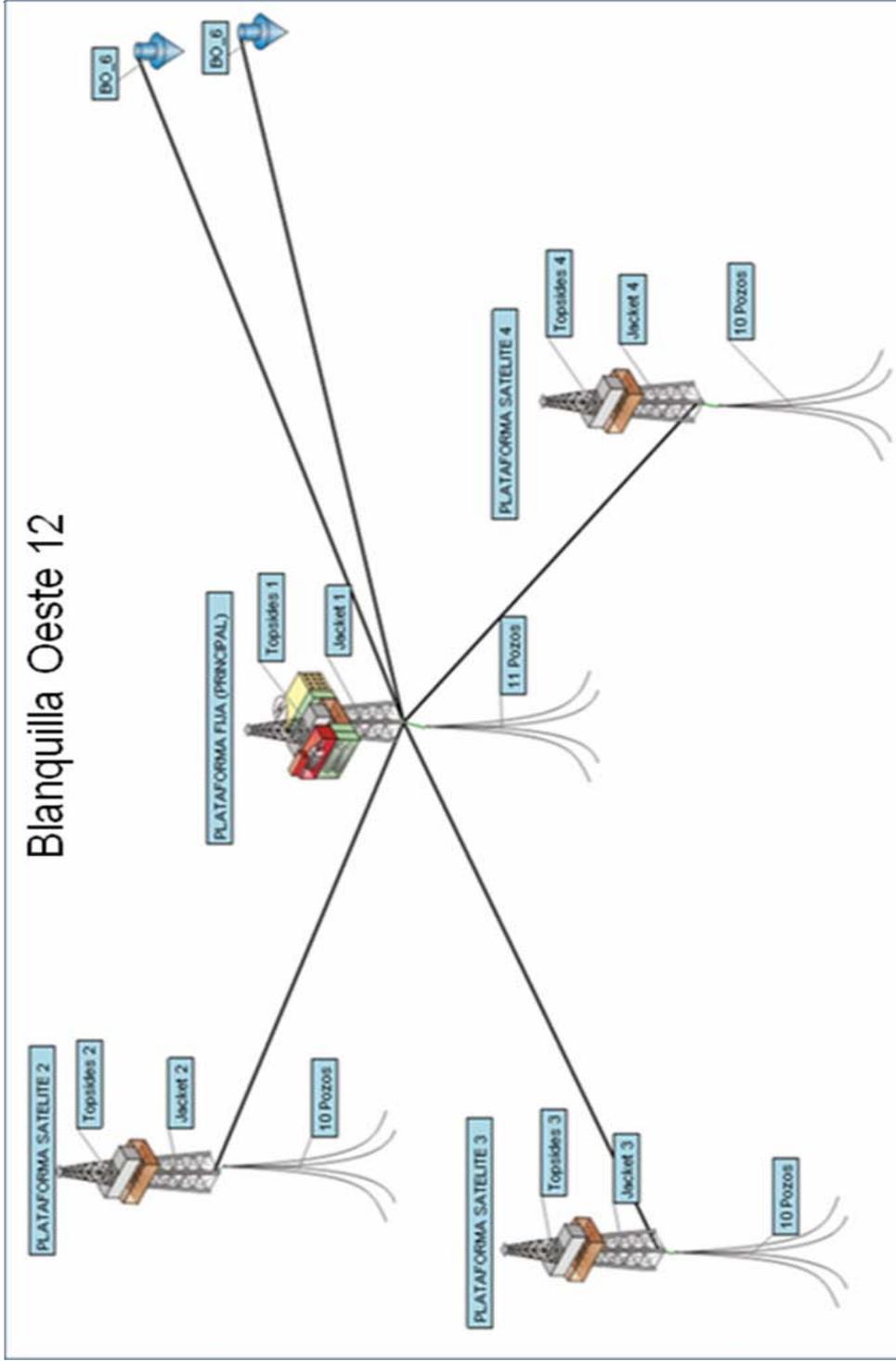


Figura 4.20. Plataforma fija y plataformas satélites, oportunidad BO12. Esquema # 2.

Esquema # 3

En la Figura 4.21 se observa el diagrama de distribución para este esquema.

En este último esquema se consideró que todas las oportunidades iniciaran su producción en el mismo año (2014) al igual que el primer esquema; pero en este caso solo una oportunidad (BO7) tendrá asociada a ella el oleoducto y gasoducto con la capacidad necesaria para exportar toda la producción a tierra, es decir, los fluidos producidos en cada oportunidad serán enviados mediante líneas de flujo a la oportunidad BO7, de esta manera se reducirán los costos que implicaría tener tuberías de exportación en cada oportunidad. En las Figuras 4.22 – 4.27 se muestra la infraestructura necesaria para cada oportunidad

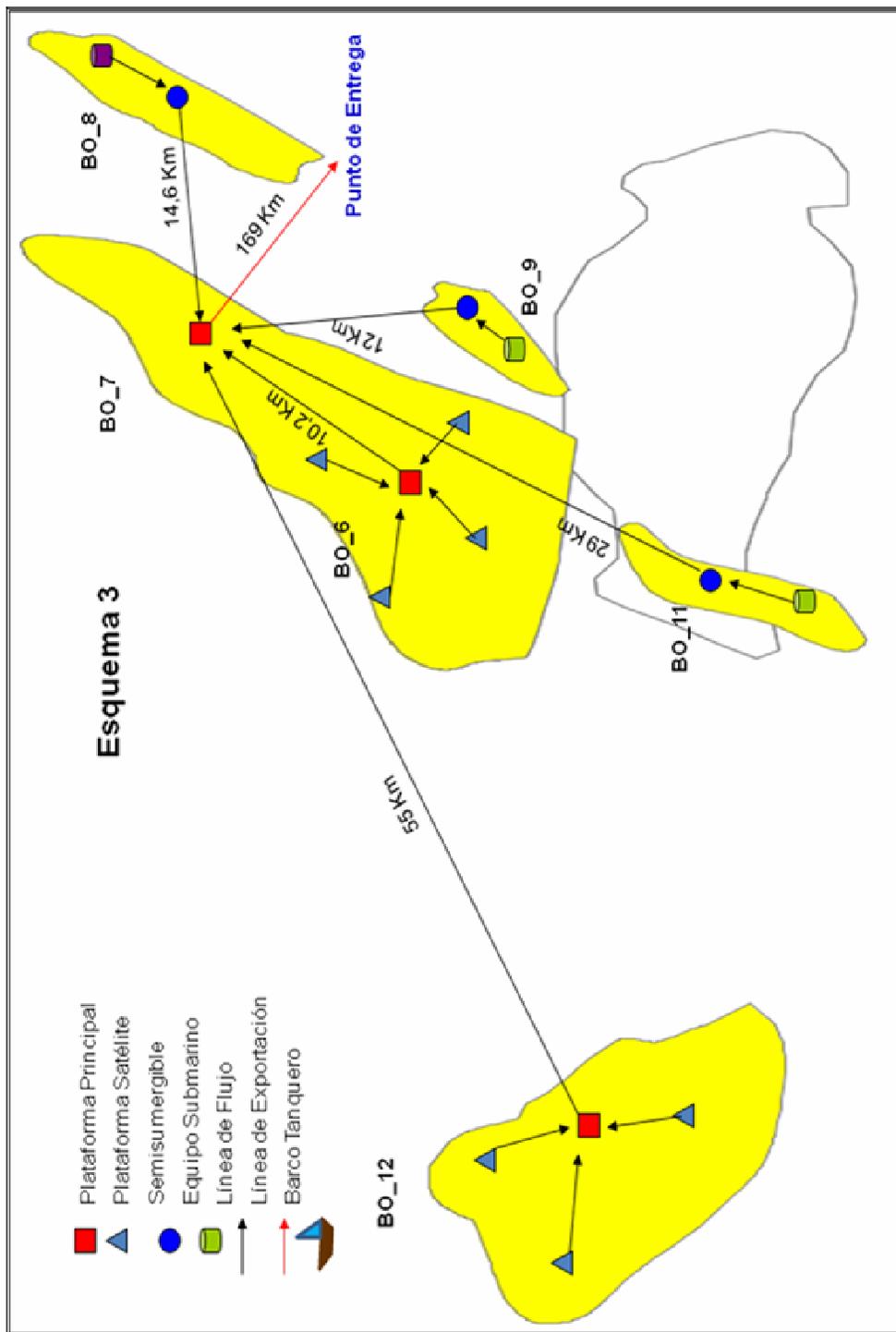


Figura 4.21. Diagrama de distribución de las oportunidades. Esquema # 3.

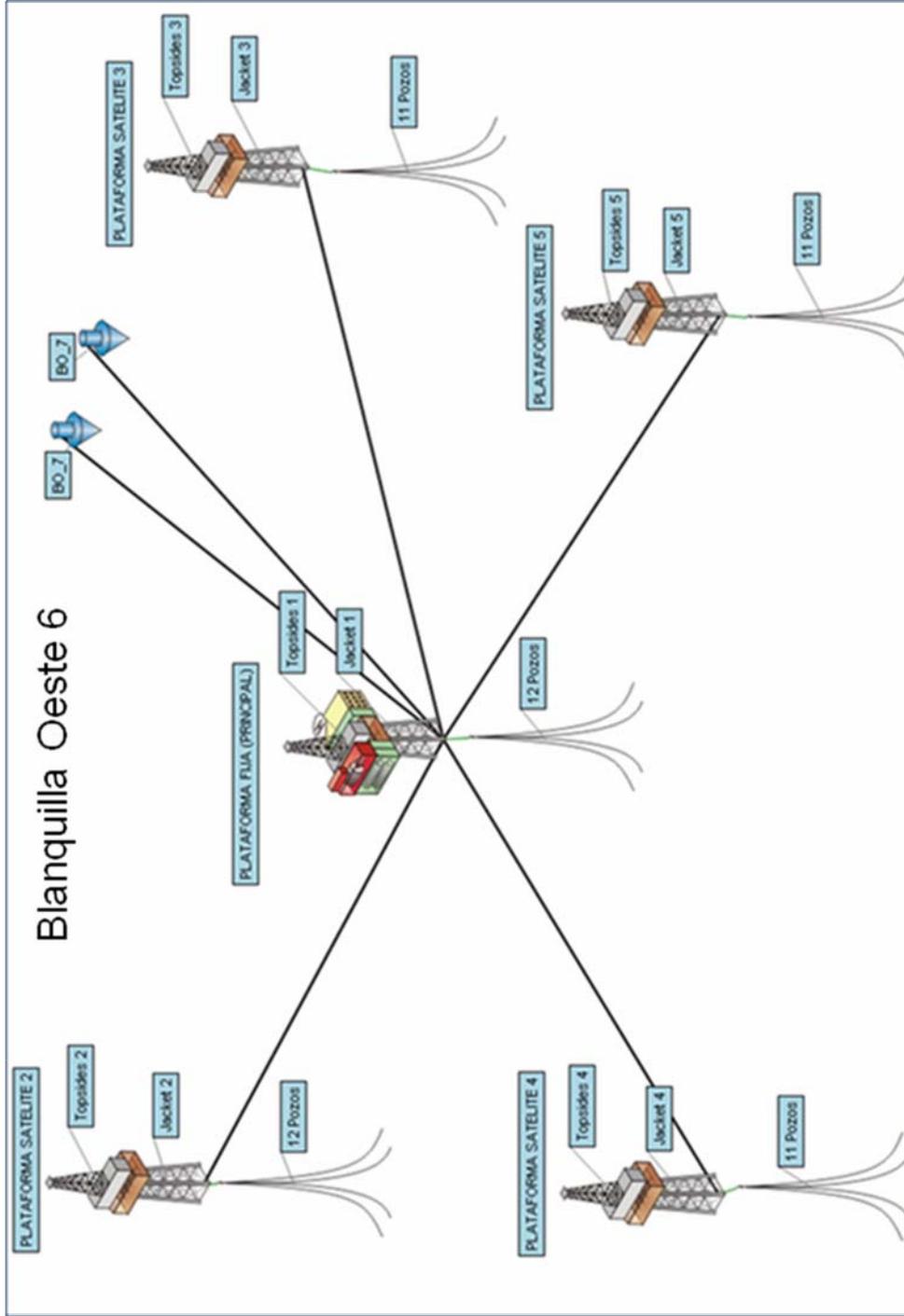


Figura 4.22. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO6. Esquema # 3.

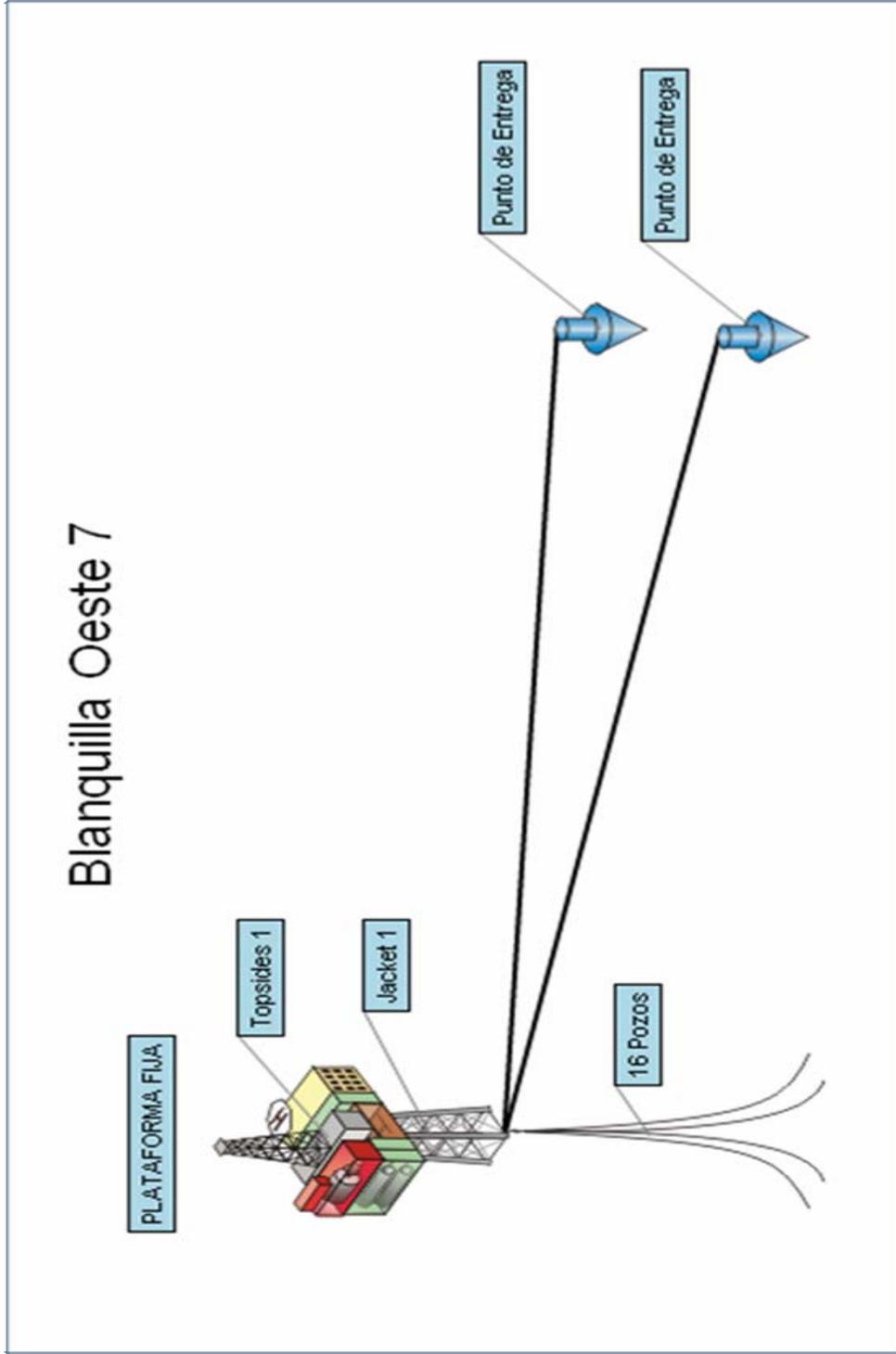


Figura 4.23. Plataforma fija principal, oportunidad BO7. Esquema # 3

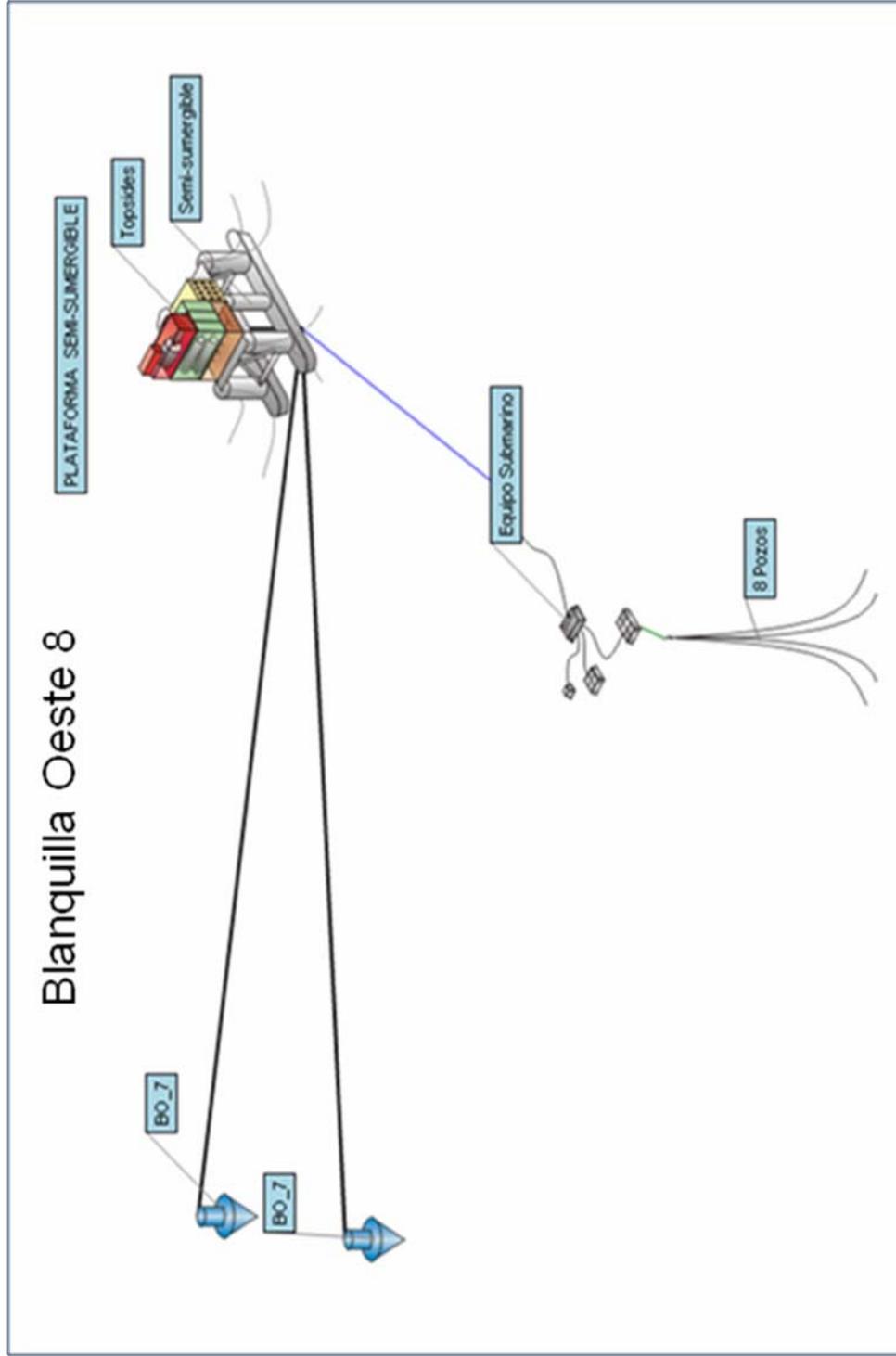


Figura 4.24. Plataforma semisumergible y sistema submarino, oportunidad BO8. Esquema # 3.

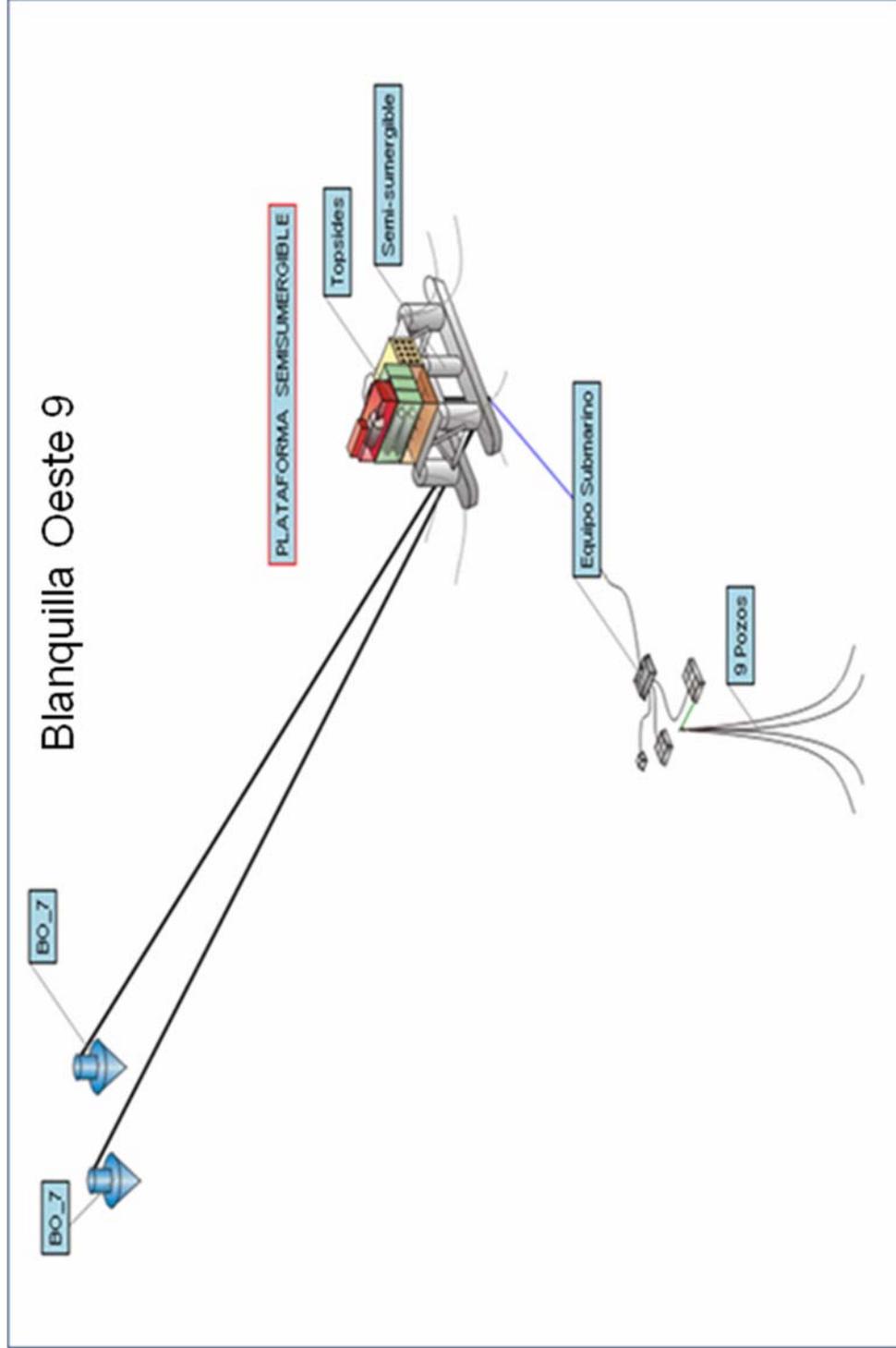


Figura 4.25. Plataforma semisumergible y sistema submarino, oportunidad BO9. Esquema # 3.

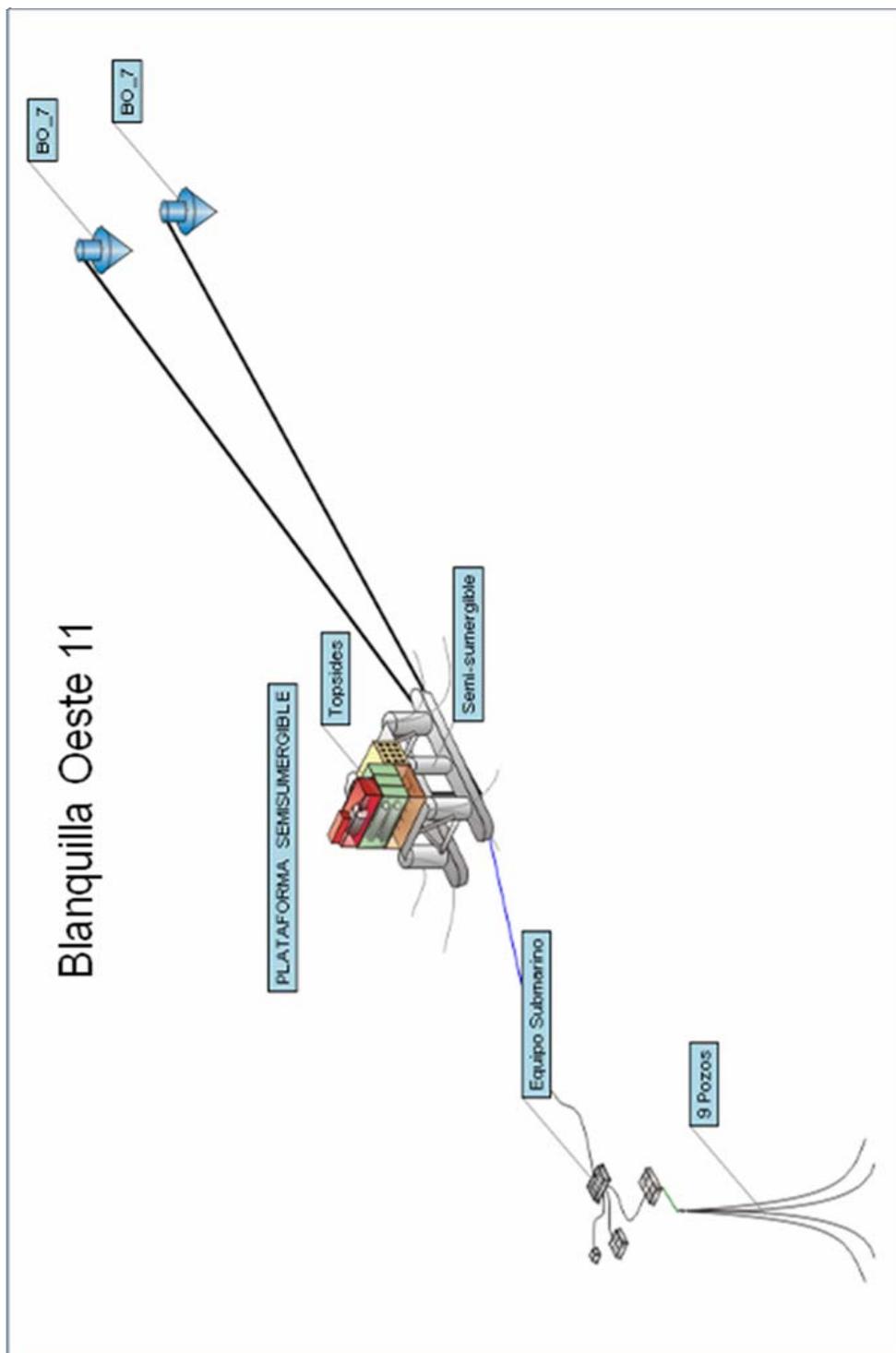


Figura 4.26. Plataforma semisumergible y sistema submarino, oportunidad BO11. Esquema # 3.

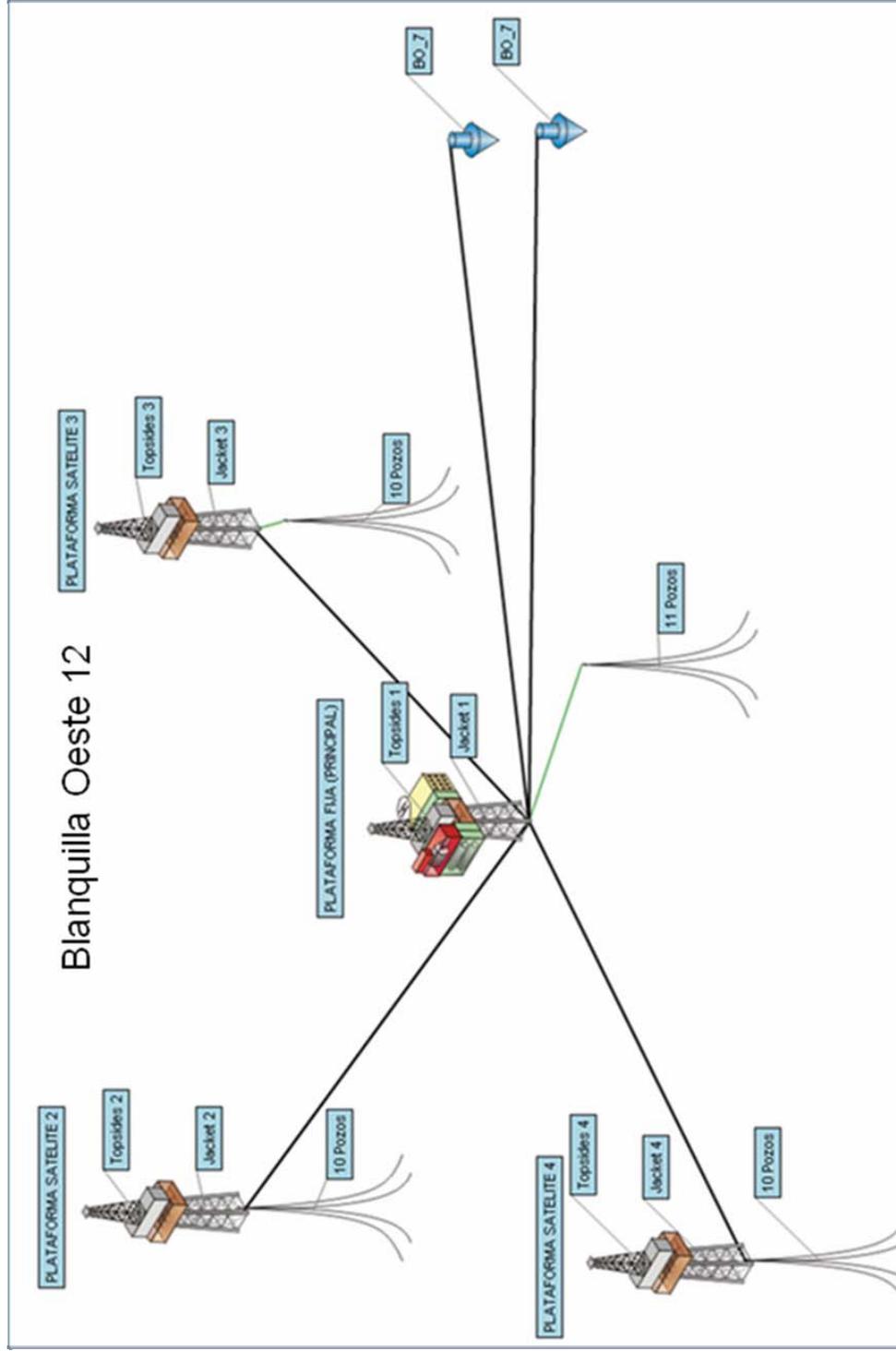


Figura 4.27. Plataforma fija principal y plataformas satélites, oportunidad BO12. Esquema # 3.

En las Tablas 4.7 – 4.14, se detallan las principales características de los componentes básicos de las infraestructuras necesarias para el desarrollo del paquete exploratorio La Tortuga, basado el esquema # 3. En el Apéndice B, se encuentran estas tablas para los esquemas # 1 y 2.

Tabla 4.7. Componentes plataforma principal, BO6. Esquema # 3

COMPONENTES PLATAFORMA FIJA (PRINCIPAL) BLANCO	
PLATAFORMA PRINCIPAL	# 1
	TOPSIDE
Peso	11.875 toneladas
Configuración	Integrada
Funciones Principales	Cabezales de pozo, Producción, Perforación, Compresión
Capacidad de Producción de Petróleo	120 MBN/D
Capacidad de Producción de Gas	216 MMPCN/D
Procesamiento de petróleo	Separador bifásico, intercambiador de calor
Procesamiento de gas	Enfriadores, removedor de ácido, deshidratador, controlador de punto
Compresión	Turbina Siemens Cyclone 13.545 hp (suministra la potencia)
Bomba	Capacidad de 120 MBN/D y 400 hp
Compresor	Compresor de 309 ton
Utilidades	Equipos contra incendios, botes salvavidas y heli
Generador de Energía	2 generadores de 17.300 hp y un Generador de emergen

	JACKET
N° Patas	4
Peso que soporta	11.900 ton
Profundidad agua	197 m
Método de instalación	Lanzamiento desde remolcadores
Accesorios	12 conductores y 6 riser
	PERFORACIÓN
Equipo perforación	Cabria de perforación
Tipo de perforación	Build and hold
Cantidad de pozos	12 pozos (1 vertical y 11 desviados)
Capacidad d prod. por pozo	25,3 MBN/D
Cabezales de pozo	12
Arboles de producción	12
Revestidores o casing	De 30", 20" 13 ^{3/8"} , y 9 ^{5/8"}
Liner	7"
Tubing	3 ^{1/2"}
Conductores	SI
	OLEODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	Plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7, luego desde
Longitud	10,2 km

Profundidad	197 m
Capacidad de flujo	120 MBN/D
Presiones	Entrada: 313 lpc y salida: 203 lpc
Diámetro nominal	16"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	15,9 mm
Instalación	Reelship
Especificaciones	Recubrimiento, peso de recubrimiento y protección
	GASODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	Plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7, luego desde
Longitud	10,2 km
Profundidad	197m
Capacidad de flujo	216 MMPCN/D
Presiones	Entrada: 1148 lpc y salida: 1102 lpc
Diámetro nominal	16"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	15,9 mm
Instalación	Reelship
Especificaciones	Recubrimiento, peso de recubrimiento y protección

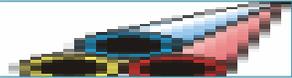
Tabla 4.8. Componentes plataformas satélites, BO6. Esquema # 3

COMPONENTES PLATAFORMAS FIJAS (SATELITE) BLANQUILLA OESTE 6				
PLATAFORMAS SATELITE	# 2	# 3	#4	#5
	TOPSIDE			
Peso	2.894 ton	2.878 ton	2.878 ton	2.878 ton
Configuración	Integrada	Integrada	Integrada	Integrada
Funciones Principales	Cabezales y Perforación	Cabezales y Perforación	Cabezales y Perforación	Cabezales y Perforación
Método Exportación	Tubería a plataforma principal			
Habitación	Emergencia (4 personas)	Emergencia (4 personas)	Emergencia (4 personas)	Emergencia (4 personas)
Helipuerto	Si (50 toneladas)	Si (50 toneladas)	Si (50 toneladas)	Si (50 toneladas)
Generador de Energía	Turbina Gas Solar Saturn 20			
	JACKET			
Nº de Patas	4	4	4	4
Peso	2.890 ton	2.880 ton	2.880 ton	2.880 ton
Profundidad agua	197 m	197 m	197 m	197 m
Método de instalación	Lanzamiento	Lanzamiento	Lanzamiento	Lanzamiento
Accesorios	12 conductores, 1 riser	11 conductores, 1 riser	11 conductores, 1 riser	11 conductores, 1 riser

	PERFORACIÓN			
Equipo perforación	Cabria de perforación	Cabria de perforación	Cabria de perforación	Cabria de perforación
Tipo de perforación	Build and hold	Build and hold	Build and hold	Build and hold
Cantidad de pozos	12 pozos	11 pozos	11 pozos	11 pozos
Capacidad de prod. por pozo	25,3 Bls/D	23,2 Bls/D	23,2 Bls/D	23,2 Bls/D
Cabezales de pozo	12	11	11	11
Arboles de Producción	12	11	11	11
Revestidotes o casing	De 30", 20", 13 3/8" y 9 5/8"			
Liner	7"	7"	7"	7"
Tubing	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"
Conductores	Si	Si	Si	Si
	LÍNEAS DE FLUJO			
Material	Acero al carbono	Acero al carbono	Acero al carbono	Acero al carbono
Destino de la Producción	De PS2 a PP	De PS3 a PP	De PS4 a PP	De PS5 a PP
Longitud	5 km	5 km	5 km	5 km
Profundidad	197 m	197 m	197 m	197 m
Tipo de fluido Transportado	Petróleo + gas	Petróleo + gas	Petróleo + gas	Petróleo + gas
Capacidad de flujo	25,3 BN/D 41,7 PCN/D	23,2 BN/D 38,2 PCN/D	23,2 BN/D 38,2 PCN/D	23,2 BN/D 38,2 PCN/D
Presiones	Entrada: 560 lpc Salida: 508 lpc	Entrada: 553 lpc Salida: 508 lpc	Entrada: 553 lpc Salida: 508 lpc	Entrada: 553 lpc Salida: 508 lpc
Diámetro nominal	14"	14"	14"	14"
Tolerancia a corrosión	3 mm	3 mm	3 mm	3 mm
Espesor de pared	12,7 mm	12,7 mm	12,7 mm	12,7 mm

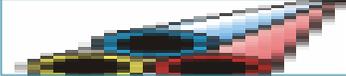
Tabla 4.9. Componentes plataforma principal, BO7. Esquema # 3

COMPONENTES PLATAFORMA FIJA (PRINCIPAL) BLANCO	
PLATAFORMA PRINCIPAL	# 1
	TOPSIDE
Peso	10.790 toneladas
Configuración	Integrada
Funciones Principales	Cabezales de pozo, Producción, Perforación, Compresión
Capacidad de Producción de Petróleo	44 MBN/D
Capacidad de Producción de Gas	95,9 MMPCN/D
Procesamiento de petróleo	Separador bifásico, intercambiador de calor
Procesamiento de gas	Enfriadores, removedor de ácido, deshidratador, controlador de punto
Compresión	Turbina Solar Centaur 40, 8.220 hp (suministra la potencia a
Bomba	2 Bombas, capacidad de 339 BN/D Y 7.870 h
Cantidad de compresores	2 compresores
Utilidades	Equipos contra incendios, botes salvavidas y helip
Generador de Energía	2 generadores 18.240 hp. Generador de emergencia
	JACKET

N° Patas	4
Peso que soporta	10.800 ton
Profundidad agua	197 m
Método de instalación	Lanzamiento desde remolcadores
Accesorios	16 conductores y 2 riser
	PERFORACIÓN
Equipo perforación	Cabria de perforación
Tipo de perforación	Build and hold
Cantidad de pozos	16 Pozos (1 vertical, 15 desviados)
Capacidad d prod. por pozo	44 MBN/D
Cabezales de pozo	16
Arboles de producción	16
Revestidores o casing	De 30", 20" 13 ^{3/8} ", y 9 ^{5/8} "
Liner	7"
Tubing	3 ^{1/2} "
Conductores	SI
	OLEODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	Tierra Firme
Longitud	169 km

Profundidad	197 m
Capacidad de flujo	339 MBN/D
Presiones	Entrada: 1.190 lpc y salida: 203 lpc
Diámetro nominal	26"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	15,9 mm
Instalación	Tipo S-lay
Especificaciones	Recubrimiento, peso de recubrimiento y protección
	GASODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	Tierra Firme
Longitud	169 km
Profundidad	197m
Capacidad de flujo	568 MMPCN/D
Presiones	Entrada: 1638 lpc y salida: 1102 lpc
Diámetro nominal	24"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	15,9 mm
Instalación	Tipo S-lay
Especificaciones	Recubrimiento, peso de recubrimiento y protección

Tabla 4.10. Componentes plataforma semisumergible y equipo submarino,
BO8. Esquema # 3

COMPONENTES PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE BLANCO	
PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE	# 1
	TOPSIDE
Peso	1.495 toneladas
Configuración	Integrada
Funciones Principales	Cabezales de pozo, Producción, Compresión
Exportación de la Producción	A través de una tubería a plataforma principal de la oportunidad será enviada a tierra firme
Capacidad de Producción de Petróleo	23 MBN/D
Capacidad de Producción de Gas	40,4 MMPCN/D
Procesamiento de petróleo	Separador, deshidratador, desalador e intercambiador
Procesamiento de gas	Enfriadores, removedor de ácido, deshidratador, controlador de flujo
Compresión	Turbina Solar Centaur 40, 2.760 hp (suministra la potencia)
Bomba	Capacidad de 23 MBN/D y 56 hp
Compresor	1 Compresor de 87 ton
Utilidades	Equipos contra incendios, botes salvavidas
Control y Comunicación	Control convencional, monitoreo remoto, radios de voz
Generador de Energía	2 turbinas SolarCentaur 3.150 hp. Generador de energía

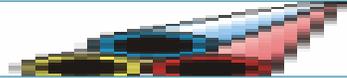
		SEMISUMERGIBLE
Tipo		Conversión 3era generación
Riser		3
Mejoramiento General		800 ton
Mejoramiento Marino		100 ton
Mejoramiento de perforación		100 ton
Duración de pruebas en el mar		15 días
Ayuda de Flotabilidad		1300 ton
Carga adicional		1300 ton
Sistema de amarre		Chain & Wire
Tipo de Ancla		Drag Embedded
Cadena de Amarre		5"
Cantidad de líneas de amarre		12
Facilidades de perforación		SI
		OLEODUCTO
Material		Acero al carbono
Destino de la Producción		A la plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7, firme
Longitud		14,6 km
Profundidad		361 m
Capacidad de flujo		23 MBN/D

Presiones	Entrada: 76 lpc y salida: 21,7 lpc
Díámetro nominal	10"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	11,1 mm
Instalación	ReelShip
Especificaciones	Recubrimiento y protección catódica
	GASODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	A la plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7, firme
Longitud	14,6 km
Profundidad	361m
Capacidad de flujo	40,4 MMPCN/D
Presiones	Entrada: 1120 lpc y salida: 1102 lpc
Díámetro nominal	10"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	11,1 mm
Instalación	Tipo S-lay
Especificaciones	Recubrimiento y protección catódica

	EQUIPO SUBMARINO
Tipo de Desarrollo	Cluster
Múltiples	1 múltiple de prueba y 1 de producción con conexión para 8 pozos
Árbol de Producción	8
Base del riser	Con válvulas de producción y prueba, conectores para las líneas de flujo de 8" y 14"
Instalación	DSV Y SSCV
Umbilicales	Transferencia de electricidad, y químicos
Capacidad de línea de flujo	23 MBN/D Y 40, 4 PCN/D
Presiones	Entrada: 522 Y Salida: 508
Diámetro Nominal	14"
Tolerancia a Corrosión	3 mm
Instalación	Tipo S-lay
Espesor de pared	12,7 mm
	PERFORACIÓN
Equipo perforación	Semisumergible
Tipo de perforación	Build and hold
Cantidad de pozos	8 Pozos (1 vertical, 7 desviados)
Capacidad d prod. por pozo	23 MBN/D
Cabezales de pozo	8
Arboles de producción	8
Revestidores o casing	De 30", 20" 13 3/8", y 9 5/8"
Liner	7"
Tubing	3 1/2"
Conductores	NO

Tabla 4.11. Componentes plataforma semisumergible y equipo submarino,
BO9. Esquema # 3

COMPONENTES PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE BLANCO	
PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE	# 1
	TOPSIDE
Peso	1.948 toneladas
Configuración	Integrada
Funciones Principales	Cabezales de pozo, Producción, Compresión y
Exportación de la producción	A través de una tubería a plataforma principal de la oportunidad será enviada a tierra firme
Capacidad de Producción de Petróleo	24,5 MBN/D
Capacidad de Producción de Gas	45,2 MMPCN/D
Procesamiento de petróleo	Separador, deshidratador, desalador e intercambiador
Procesamiento de gas	Enfriadores, removedor de ácido, deshidratador, controlador de
Compresión	Turbina Solar Centaur 40, 3.044 hp (suministra la potencia)
Bomba	Capacidad de 24,5 MBN/ y 48 hp
Cantidad de compresores	2 compresores
Utilidades	Equipos contra incendios, botes salvavidas y
Control y Comunicación	Control convencional, monitoreo remoto, radios de voz
Generador de Energía	Turbina Siemens Tornado 6.960 hp. Generador de

	SEMISUMERGIBLE
Tipo	Conversión 3era generación
Riser	4
Mejoramiento General	800 ton
Mejoramiento Marino	100 ton
Mejoramiento de perforación	100 ton
Duración de pruebas en el mar	15 días
Ayuda de Flotabilidad	1740 ton
Carga adicional	1740 ton
Sistema de amarre	Chain & Wire
Tipo de Ancla	Drag Embedded
Cadena de Amarre	5"
Cantidad de líneas de amarre	12
Facilidades de perforación	SI
	OLEODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	A la plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7, firme
Longitud	12 km
Profundidad	344 m
Capacidad de flujo	24,5 MBN/D

Presiones	Entrada: 72 lpc y salida: 21,7 lpc
Diámetro nominal	10"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	11,1 mm
Instalación	ReelShip
Especificaciones	Recubrimiento y protección catódica
	GASODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	A la plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7, firme
Longitud	12 km
Profundidad	344 m
Capacidad de flujo	45,2 MMPCN/D
Presiones	Entrada: 1122 lpc y salida: 1102 lpc
Diámetro nominal	10"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	11,1 mm
Instalación	Tipo Reelship
Especificaciones	Recubrimiento y protección catódica

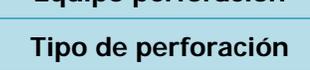
	EQUIPO SUBMARINO
Tipo de Desarrollo	Cluster
Múltiples	1 múltiple de prueba y 1 de producción con conexión para 9 pozos
Árbol de Producción	9
Base del riser	Con válvulas de producción y prueba, conectores para las líneas de flujo de 8" y 14"
Instalación	DSV Y SSCV
Umbilicales	Transferencia de electricidad, y químicos
Capacidad de línea de flujo	24,5 MBN/D Y 45,2 PCN/D
Presiones	Entrada: 522 Y Salida: 508
Diámetro Nominal	14"
Tolerancia a Corrosión	3 mm
Instalación	Tipo S-lay
Espesor de pared	12,7 mm
	PERFORACIÓN
Equipo perforación	Semisumergible
Tipo de perforación	Build and hold
Cantidad de pozos	9 Pozos (1 vertical, 8 desviados)
Capacidad d prod. por pozo	24,5 MBN/D
Cabezales de pozo	9
Arboles de producción	9
Revestidores o casing	De 20"13 3/8", y 9 5/8"
Liner	7"
Tubing	3 1/2"
Conductores	NO

Tabla 4.12. Componentes plataforma semisumergible y equipo submarino,
BO11. Esquema # 3

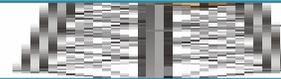
COMPONENTES PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE BLANCO	
PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE	# 1
	TOPSIDE
Peso	1.258 toneladas
Configuración	Integrada
Funciones Principales	Cabezales de pozo, Producción, Compresión
Exportación de la Producción	A través de una tubería a plataforma principal de la oportunidad será enviada a tierra firme
Capacidad de Producción de Petróleo	25 MBN/D
Capacidad de Producción de Gas	46,1 MMPCN/D
Procesamiento de petróleo	Separador, deshidratador, desalador e intercambio
Procesamiento de gas	Enfriadores, removedor de ácido, deshidratador, controlador de
Compresión	Turbina Solar Centaur 40, 2.454 hp (suministra la potencia)
Bomba	Capacidad de 25 MBN/D y 92 l
Cantidad de compresores	1 compresores
Utilidades	Equipos contra incendios, botes salvavidas
Control y Comunicación	Control convencional, monitoreo remoto, radios de
Generador de Energía	2 turbinas SolarCentaur 1.434 hp. Generador de

	SEMISUMERGIBLE
Tipo	Conversión 3era generación
Riser	3
Mejoramiento General	800 ton
Mejoramiento Marino	100 ton
Mejoramiento de perforación	100 ton
Duración de pruebas en el mar	15 días
Ayuda de Flotabilidad	1530 ton
Carga adicional	1530 ton
Sistema de amarre	Chain & Wire
Tipo de Ancla	Drag Embedded
Cadena de Amarre	5"
Cantidad de líneas de amarre	12
Facilidades de perforación	SI
	OLEODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	A la plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7 firme
Longitud	29 km
Profundidad	492 m
Capacidad de flujo	25 MBN/D

Presiones	Entrada: 148 lpc y salida: 21,7
Diámetro nominal	10"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	11,1 mm
Instalación	Tipo S-lay
Especificaciones	Recubrimiento y protección catódica
	GASODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	A la plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7 firme
Longitud	29 km
Profundidad	492 m
Capacidad de flujo	46,1 MMPCN/D
Presiones	Entrada: 1150 lpc y salida: 1102
Diámetro nominal	10"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	11,1 mm
Instalación	Tipo S-lay
Especificaciones	Recubrimiento y protección catódica

	EQUIPO SUBMARINO
Tipo de Desarrollo	Cluster
Múltiples	1 múltiple de prueba y 1 de producción con conexión para 9 pozos
Árbol de Producción	9
Base del riser	Con válvulas de producción y prueba, conectores para las líneas de flujo de 8" y 14"
Instalación	DSV Y SSCV
Umbilicales	Transferencia de electricidad, y químicos
Capacidad de línea de flujo	25 MBN/D Y 41,6 PCN/D
Presiones	Entrada: 522 Y Salida: 508
Diámetro Nominal	14"
Tolerancia a Corrosión	3 mm
Instalación	Tipo S-lay
Espesor de pared	12,7 mm
	PERFORACIÓN
Equipo perforación	Semisumergible
Tipo de perforación	Build and hold
Cantidad de pozos	9 Pozos (1 vertical, 8 desviados)
Capacidad d prod. por pozo	25 MBN/D
Cabezales de pozo	9
Arboles de producción	9
Revestidores o casing	De 20"13 3/8", y 9 5/8"
Liner	7"
Tubing	3 1/2"
Conductores	NO

Tabla 4.13. Componentes plataforma principal, BO12. Esquema # 3

COMPONENTES PLATAFORMA FIJA (PRINCIPAL) BLANCO	
PLATAFORMA PRINCIPAL	# 1
	TOPSIDE
Peso	11.455 toneladas
Configuración	Integrada
Funciones Principales	Cabezales de pozo, Producción, Perforación, Compresión
Capacidad de Producción de Petróleo	104 MBN/D
Capacidad de Producción de Gas	194 MMPCN/D
Procesamiento de petróleo	Separador bifásico, intercambiador de calor
Procesamiento de gas	Enfriadores, removedor de ácido, deshidratador, controlador de punto de rocío
Compresión	Turbina Siemens Cyclone, 15.020 hp (suministra la potencia para el compresor)
Bomba	Capacidad de 104 MBN/D y 2.280 hp
Compresor	Compresor de 347 ton
Utilidades	Equipos contra incendios, botes salvavidas y helipuerto
Generador de Energía	Generador Siemens Cyclone de 12.283 hp y un Generador de emergencia
	JACKET

N° Patas	4
Peso	11.500 ton
Profundidad agua	131 m
Método de instalación	Lanzamiento desde remolcadores
Accesorios	11 conductores y 5 riser
	PERFORACIÓN
Equipo perforación	Cabria de perforación
Tipo de perforación	Build and hold
Cantidad de pozos	11 pozos (1 vertical y 10 desviados)
Capacidad d prod. por pozo	27,9 MBN/D
Cabezales de pozo	11
Arboles de producción	11
Revestidores o casing	De 30", 20" 13 ^{3/8"} , y 9 ^{5/8"}
Liner	7"
Tubing	3 ^{1/2"}
Conductores	SI
	OLEODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	A la plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7, desde
Longitud	55 km

Profundidad	131 m
Capacidad de flujo	104 MBN/D
Presiones	Entrada: 1135 lpc y salida: 203 lpc
Diámetro nominal	14"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	15,9 mm
Instalación	Tipo S-lay
Especificaciones	Recubrimiento, peso de recubrimiento y protección
	GASODUCTO
Material	Acero al carbono
Destino de la Producción	A la plataforma principal de la oportunidad Blanquilla Oeste 7, desde
Longitud	55 km
Profundidad	131 m
Capacidad de flujo	194 MMPCN/D
Presiones	Entrada: 1522 lpc y salida: 1102 lpc
Diámetro nominal	14"
Tolerancia a corrosión	3 mm
Espesor de pared	15,9 mm
Instalación	Tipo S-lay
Especificaciones	Recubrimiento, peso de recubrimiento y protección

Tabla 4.14. Componentes plataformas satélites, BO12. Esquema # 3

COMPONENTES PLATAFORMAS FIJAS (SATELITE) BLANQUILLA OESTE 12			
PLATAFORMAS SATELITE	# 2	# 3	#4
	TOPSIDE		
Peso	2.554 ton	2.554 ton	2.554 ton
Configuración	Integrada	Integrada	Integrada
Funciones Principales	Cabezales y Perforación	Cabezales y Perforación	Cabezales y Perforación
Método Exportación	Tubería a plataforma principal	Tubería a plataforma principal	Tubería a plataforma principal
Habitación	Emergencia (4 personas)	Emergencia (4 personas)	Emergencia (4 personas)
Helipuerto	Si (50 toneladas)	Si (50 toneladas)	Si (50 toneladas)
Generador de Energía	Turbina Gas Solar Saturn20 de 264 hp	Turbina Gas Solar Saturn20 de 264 hp	Turbina Gas Solar Saturn20 de 264 hp
	JACKET		
Nº de Patas	4	4	4
Peso que soporta	2.555 ton	2.555 ton	2.555 ton
Profundidad agua	131 m	131 m	131 m
Método de instalación	Lanzamiento	Lanzamiento	Lanzamiento
Accesorios	10 conductores, 1 riser	10 conductores, 1 riser	10 conductores, 1 riser
	PERFORACIÓN		
Equipo perforación	Cabria de perforacion	Cabria de perforación	Cabria de perforación

Tipo de perforación	Build and hold	Build and hold	Build and hold
Cantidad de pozos	10 pozos	10 pozos	10 pozos
Capacidad de prod. por pozo	25,4 BN/D	25,4 Bls/D	25,4 Bls/D
Cabezales de pozo	10	10	10
Arboles de Producción	10	10	10
Revestidotes o casing	De 30", 20", 13 ^{3/8"} y 9 ^{5/8"}	De 30", 20", 13 ^{3/8"} y 9 ^{5/8"}	De 30", 20", 13 ^{3/8"} y 9 ^{5/8"}
Liner	7"	7"	7"
Tubing	3 1/2"	3 1/2"	3 1/2"
Conductores	Si	Si	Si
	LÍNEAS DE FLUJO		
Material	Acero al carbono	Acero al carbono	Acero al carbono
Destino de la Producción	De PS2 a PP	De PS3 a PP	De PS4 a PP
Longitud	5 km	5 km	5 km
Profundidad	131 m	131 m	131 m
Tipo de fluido Transportado	Petróleo + gas	Petróleo + gas	Petróleo + gas
Capacidad de flujo	25,4 BN/D 44,3 PCN/D	25,4 BN/D 44,3 PCN/D	25,4 BN/D 44,3 PCN/D
Presiones	Entrada: 564 lpc Salida: 507 lpc	Entrada: 564 lpc Salida: 507 lpc	Entrada: 564 lpc Salida: 507 lpc
Diámetro nominal	14"	14"	14"
Tolerancia a corrosión	3 mm	3 mm	3 mm
Espesor de pared	12,7 mm	12,7 mm	12,7 mm

4.7. Evaluación Económica

Con el sistema de evaluaciones económicas Merak PEEP versión 4 de la Schlumberger, se realizaron las evaluaciones económicas para los tres esquemas planteados, obteniéndose los diferentes indicadores económicos bajo la metodología de flujo de caja descontado. Los indicadores permitieron comparar las opciones planteadas y decidir cuál de estas es el más viable económicamente.

Entre los parámetros usados, se encuentra una visión actual y a futuro del ISLR (50%), Regalías por petróleo, gas y condensado (30%), (20%) y (30%) respectivamente, Aporte Ciencias y Tecnología (2%), Aporte Antidroga (1%), precio de petróleo (84,40 \$/Bbl) y gas (1,17 \$/PC).

Esta información fue tomada de los Lineamientos para la Evaluación Económica del Portafolio de Inversiones de Capital (LEEPIC)^[11].

Las Tablas 4.15 – 4.17, muestran los valores de los indicadores económicos obtenidos y el monto de inversión total para cada esquema.

Tabla 4.15. Indicadores Económicos Esquema # 1.

ESQUEMA # 1		
Indicadores	PDVSA	NACIÓN
VPN (MM\$)	22.721,74	57.975,38
TIR (%)	61,76	123,22
EI	5,27	11,89
TP (Años)	3,74	3,52
Inversión (MM\$)	6.719,55	

Tabla 4.16. Indicadores Económicos Esquema # 2.

ESQUEMA # 2

Indicadores	PDVSA	NACIÓN
VPN (MM\$)	19.964,84	49.860,99
TIR (%)	75,52	149,42
EI	6,55	14,86
TP (Años)	4,45	3,96
Inversión (MM\$)	5.463,24	

Tabla 4.17 Indicadores Económicos Esquema # 3.

ESQUEMA # 3		
Indicadores	PDVSA	NACIÓN
VPN (MM\$)	23.259,54	58.581,45
TIR (%)	70,97	141,02
EI	5,99	13,56
TP (Años)	3,57	3,35
Inversión (MM\$)	5.978,67	

De acuerdo a los resultados obtenidos, las alternativas de explotación planteadas son altamente rentables, ya que los indicadores económicos que resultaron de las evaluaciones económicas superan considerablemente los indicadores mínimos requeridos por PDVSA para que un proyecto sea rentable (VPN > 0, TIR > 15%).

En el Apéndice C, se muestran los informes generados por el programa Merak PEEP, para cada oportunidad y consolidado donde se detallan los volúmenes de producción, ingresos, regalías, inversión, depreciación, impuestos, etc.

Las inversiones totales para cada opción planteada, fueron determinadas luego de estimar los requerimientos de infraestructura y perforación a lo largo de todo el proyecto, sumando los costos unitarios de cada componente necesario para el desarrollo del paquete exploratorio (Tabla 4.18 – 4.20). El perfil de inversión para cada esquema es mostrado en

las Figuras 4.28 – 4.30. Los costos estimados para la inversión en este proyecto son de Clase V con una precisión del tipo orden de magnitud.

Tabla 4.18. Inversión de perforación e infraestructura. Esquema # 1

Esquema 1						
	Perforación (M\$)	Topside (M\$)	Sub-estructura (M\$)	Tuberías (M\$)	Barco tanquero (M\$)	Equipo Submarino (M\$)
BO6	1.100.000	406.319	280.863	344.072		
BO7	370.000	173.844	79.037	185.390		
BO8	210.000	42.112	137.630	87.810	103.187	40.699
BO9	230.000	55.152	139.260	89.980	103.122	46.855
BO11	230.000	35.800	140.885	93.810	103.642	48.475
BO12	870.000	347.070	171.880	362.670		
	3.010.000	1.060.297	949.555	1.163.732	309.951	136.029
TOTAL	6.629.564 (M\$)					

Tabla 4.19. Inversión de perforación e infraestructura. Esquema # 2

Esquema 2						
	Perforación (M\$)	Topside (M\$)	Sub-estructura (M\$)	Tuberías (M\$)	Barco tanquero (M\$)	Equipo Submarino (M\$)
BO6	1.100.000	425.660	281.580	439.230		
BO7-8-9-11	1.040.000	255.370	84.680	45.350		210.130
BO12	870.000	321.390	171.090	128.760		
	3.010.000	1.002.420	537.350	613.340		210.130
TOTAL	5.373.240					

Tabla 4.20. Inversión de perforación e infraestructura. Esquema # 3

Esquema 3						
	Perforación (M\$)	Topside (M\$)	Sub-estructura (M\$)	Tuberías (M\$)	Barco tanquero (M\$)	Equipo Submarino (M\$)
BO6	1.100.000	374.900	279.590	105.290		
BO7	370.000	208.960	80.490	379.290		
BO8	210.000	41.640	137.550	38.760		40.690
BO9	230.000	54.550	139.170	36.480		46.860
BO11	230.000	35.700	140.860	48.600		48.470
BO12	870.000	328.700	171.250	140.850		
	3.010.000	1.044.450	948.910	749.270		136.020
TOTAL	5.888.650					

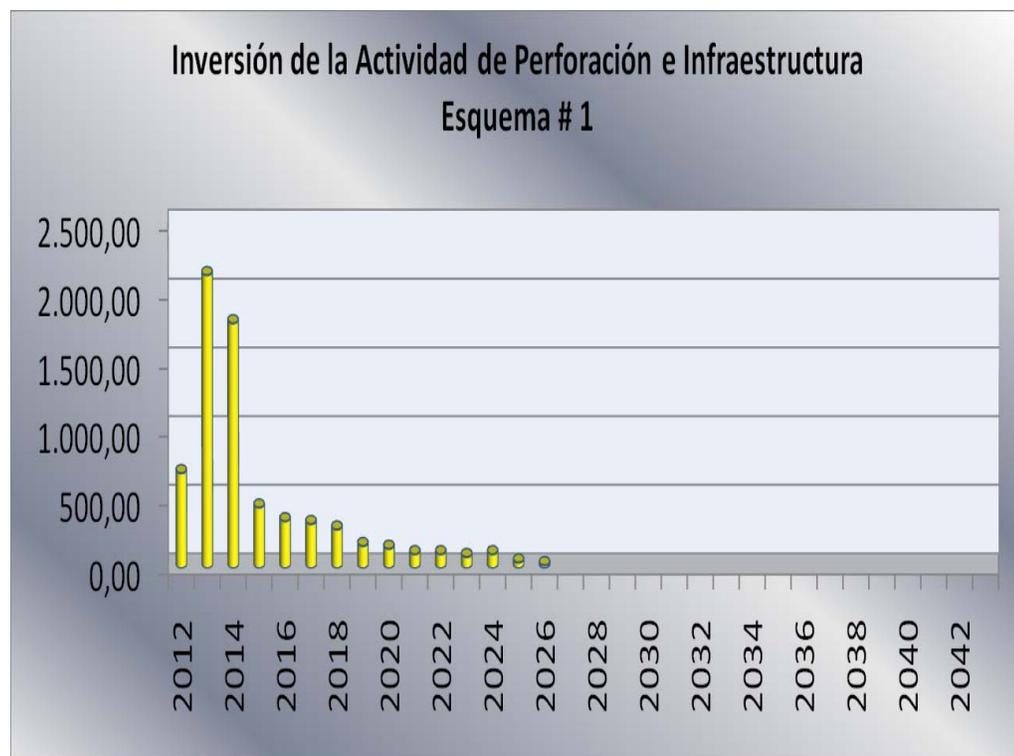


Figura 4.28. Inversión actividad de perforación e infraestructura.

Esquema # 1

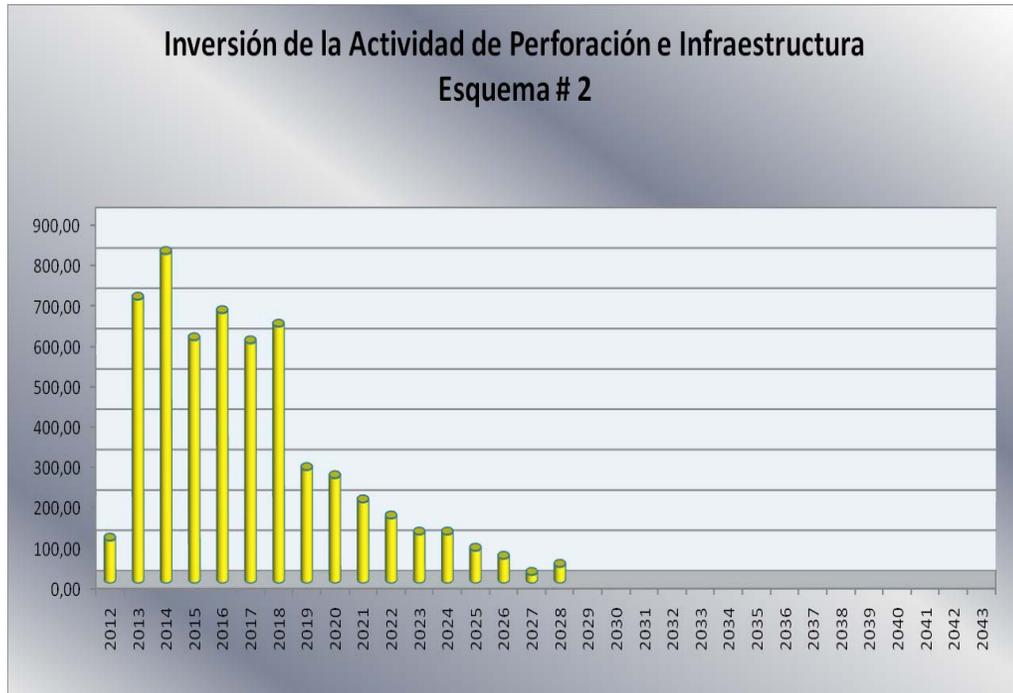


Figura 4.29. Inversión actividad de perforación e infraestructura. Esquema # 2

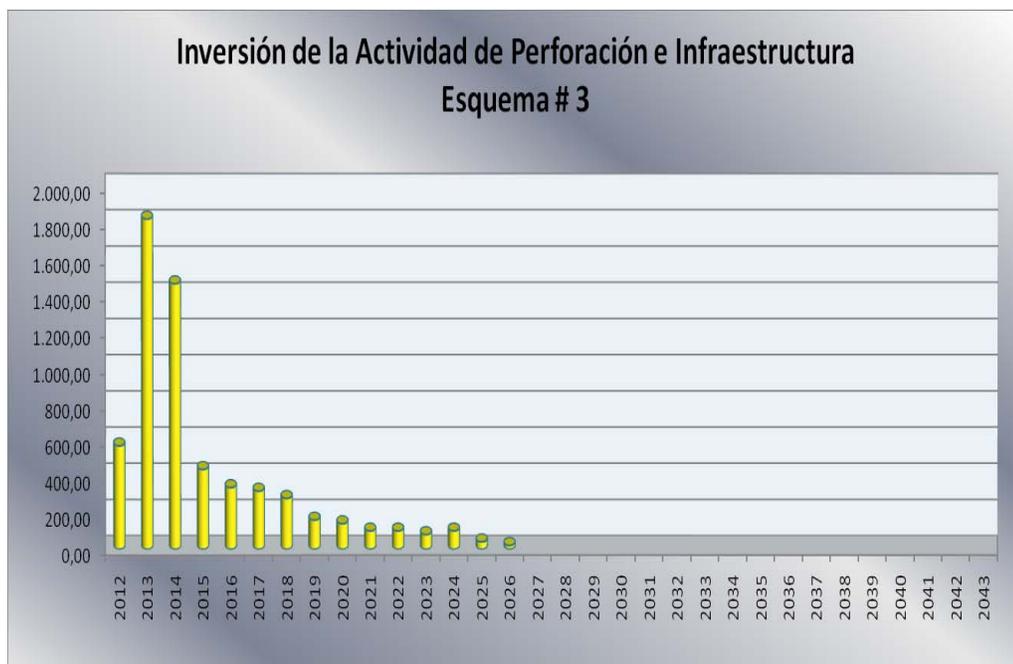


Figura 4.30. Inversión actividad de perforación e infraestructura. Esquema # 3

Las distribuciones porcentuales de inversión para cada esquema se visualizan en las Figuras 4.31 – 4.33.

En todos los escenarios el mayor porcentaje de inversión lo ocupa la perforación de pozos.

El costo promedio de un pozo exploratorio costa afuera es de 50 MM\$, se consideró que los pozos delineadores tienen un costo de 40 MM\$ (80% del exploratorio) y los pozos de desarrollo 20 MM\$ (40% del exploratorio).

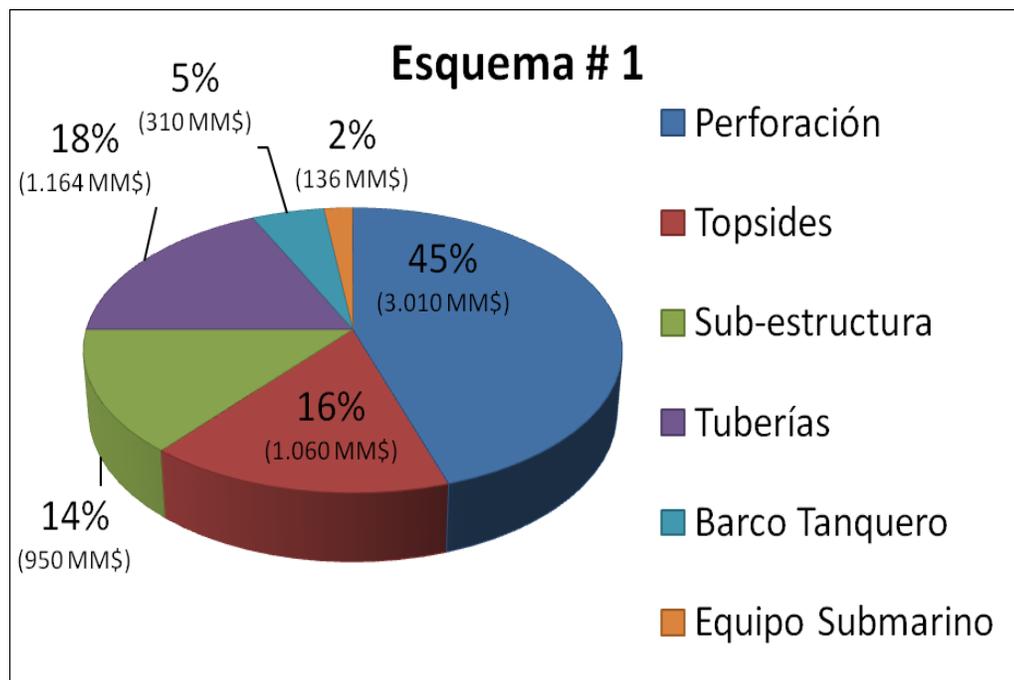


Figura 4.31 Distribución porcentual de inversión. Esquema # 1

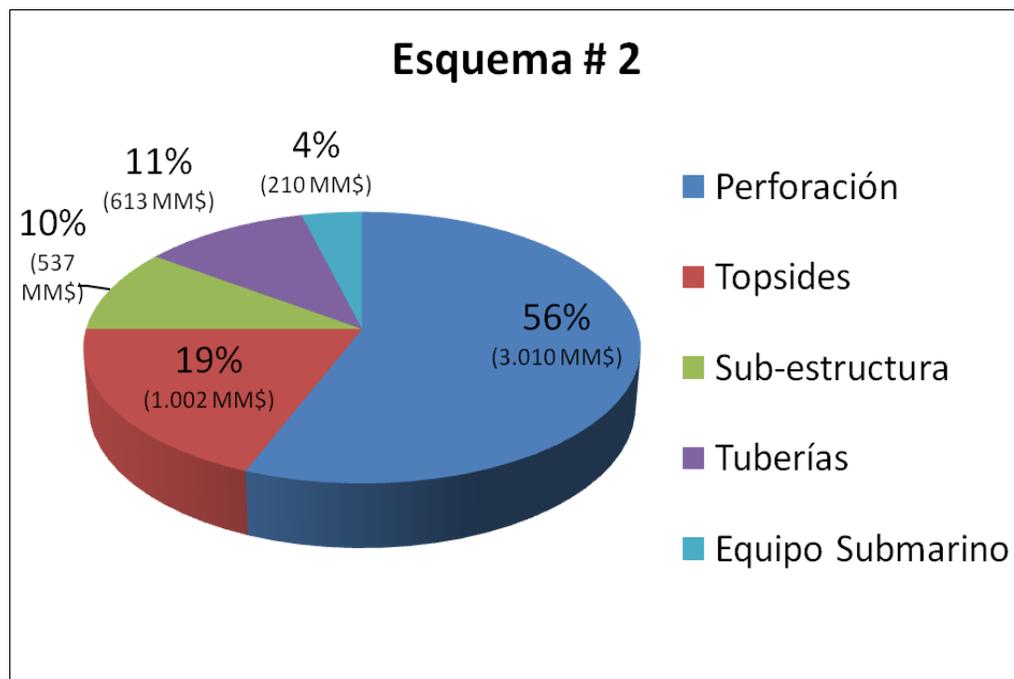


Figura 4.32. Distribución porcentual de inversión. Esquema # 2

En las Figuras 4.34 – 4.36 se muestra el flujo de caja para cada esquema.

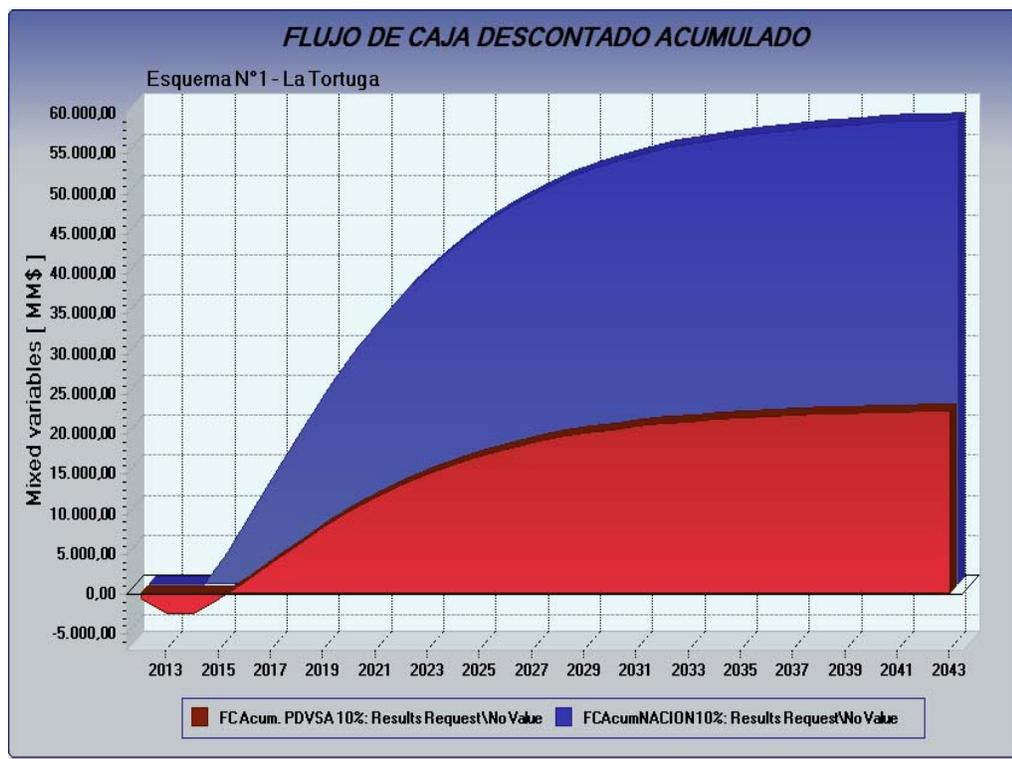


Figura 4.34 Flujo de caja descontado. Esquema # 1

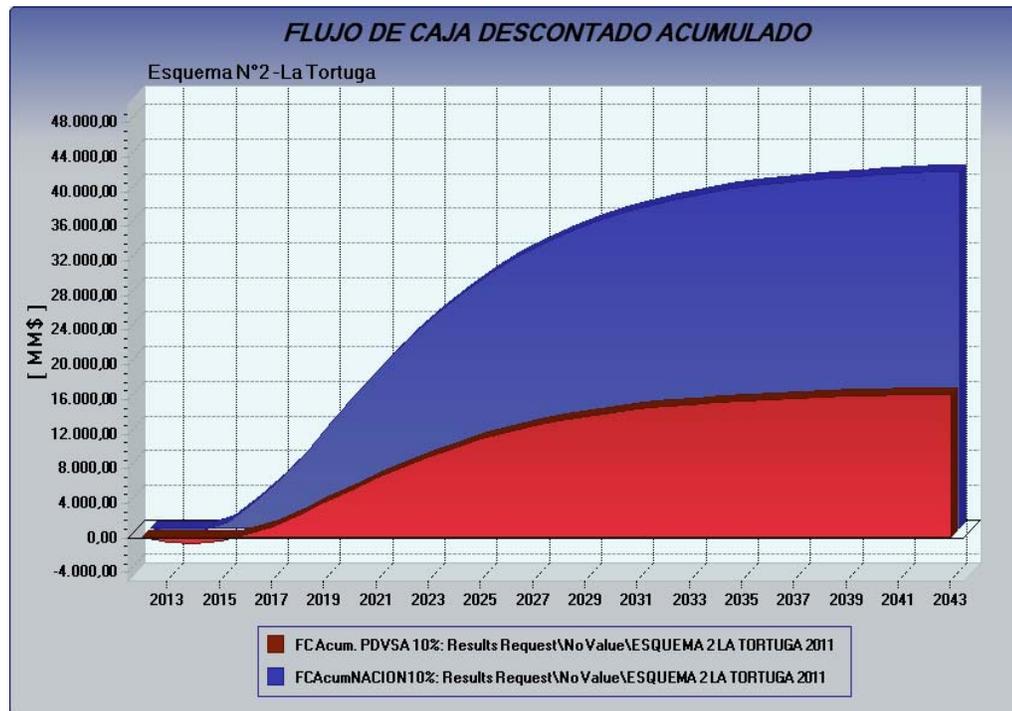


Figura 4.35 Flujo de caja descontado. Esquema # 2

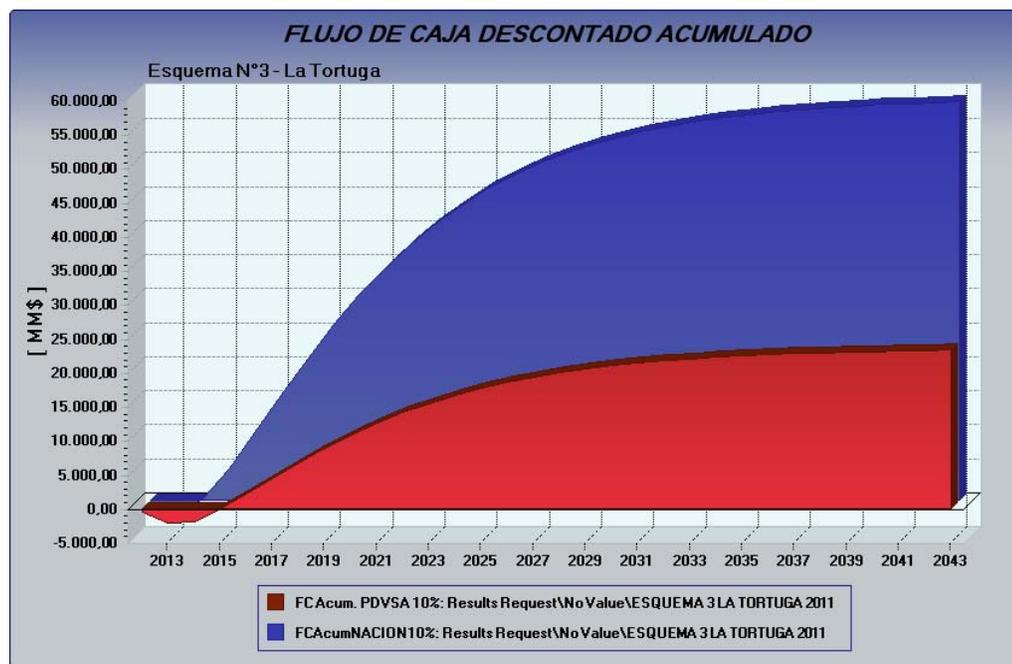


Figura 4.36. Flujo de caja descontado. Esquema # 3

4.7.1. Análisis de Sensibilidad

Con el uso de la herramienta PEEP, en el módulo de riesgo, se realizó el análisis de sensibilidad a través de un Diagrama Tornado, con el fin de visualizar el comportamiento del VPN ante oscilaciones (+/-%) de las principales variables cambiantes del proyecto. El rango de oscilación usado fue tomado en base a la LEEPIC y son mostrados en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21. Variables Consideradas en el Análisis de Sensibilidad (Diagrama Tornado). (LEEPIC-2011).

	LIMITES	
	Mínimo	Máximo
Inversión	-10%	60%
Volumen de Producción	-30%	10%
Precios	-30%	20%
Costos / Gastos (términos constantes)	-10%	80%

El diagrama tornado se muestra en la Figura 4.37, se observa que las variables que más impactan el VPN del proyecto se encuentran organizadas en orden de importancia. El principal motivo de realizar un análisis de sensibilidad es que permite identificar las variables críticas, para poder enfocar los esfuerzos y las acciones de mitigación de riesgos.

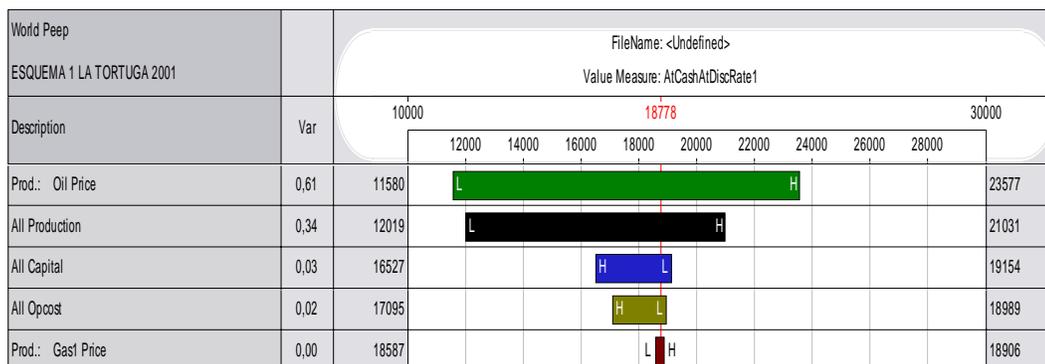


Figura 4.37. Diagrama Tornado (Análisis de sensibilidad).

4.8. Determinación de la mejor opción Técnica Económica de Explotación

Basado en los resultados de los indicadores económicos obtenidos del programa Merak PEEP, el esquema más rentable es el 3, por presentar mayor VPN y recuperar la inversión en menor tiempo que las otras opciones. El esquema 2 requiere de menor inversión pero tal como se mostró en la Sección 4.6.1 se recuperaría menor volumen de hidrocarburo. Comparando los esquemas 1 y 3 los cuales si tendrían la misma producción para el mismo tiempo, se observa que la opción 3 sigue mostrándose como el esquema ideal para llevar a cabo la explotación del paquete exploratorio La Tortuga, ya que todos sus indicadores económicos son mayores y requiere de una menor inversión, la cual se recuperaría en el menor tiempo

Sin embargo los dos escenarios restantes (esquema 1 y 2) también son factibles desde el punto de vista económico, ya que cumplen con los requisitos mínimos exigidos por PDVSA, para el desarrollo de áreas de explotación.

En cuanto a la selección técnica, sería necesario obtener los factores de diseño de los diversos fabricantes, de todos los equipos involucrados, para obtener un proceso óptimo y eficiente, hacer posible la comparación entre sistemas ofrecidos por las empresas, así como llevar a cabo las pruebas de desempeño y ejecución de garantías.

La ingeniería final, así como arreglos, distribución de los pozos, e inversiones podrían tener modificaciones en las fases de conceptualización, ingeniería básica y de detalle. Este trabajo es un estudio visual para determinar si es factible y rentable llevar a cabo la explotación del paquete exploratorio La Tortuga, y estimar las inversiones requeridas basadas en infraestructura básica necesaria para el manejo y procesamiento del petróleo y gas contemplados en la explotación de dichas áreas.

CONCLUSIONES

1. En el área en estudio se piensa perforar nuevos pozos exploratorios que permitan caracterizar mejor esta oportunidad e incorporar nuevas reservas.
2. Los volúmenes promedios de existencia (MSV) de hidrocarburos estimados para el paquete exploratorio La Tortuga son 10.761,44 MMBN y 7.474,51 MMMPCN respectivamente.
3. El volumen promedio de existencia (MSV) de petróleo más alto por descubrir entre todas las oportunidades del paquete la tortuga, lo posee la oportunidad BO-12 con 4.200,32 MMBN y el MSV de gas más alto lo posee la oportunidad BO-6 con 3.768,88 MMMPCN.
4. El número total de pozos requeridos para drenar los volúmenes promedios de existencia es de 140.
5. El mayor porcentaje de inversión requerida en cada Esquema de Explotación lo representa la perforación de pozos.
6. La opción más favorable en cuanto a infraestructura e inversiones, lo representa el Esquema 2, al manejar la producción agrupando las oportunidades, de esta manera se reduce el número de infraestructura y por ende las inversiones.

7. El Esquema de Explotación # 3 fue el que resultó ser más rentable. Al presentar valores de VPN y TIR igual a 19.954,84 75,52 respectivamente.
8. La evaluación económica, señalan que las tres opciones planteadas son factibles, ya que se encuentran por encima de los niveles mínimos exigidos por PDVSA, para el desarrollo de proyectos de explotación.
9. Para efectos de la evaluación económica y de gastos durante el horizonte económico no se considera la inflación, debido a que existe gran incertidumbre cuando se trata de obtener un comportamiento de esta variable a través del tiempo.

RECOMENDACIONES

1. Verificar el tipo de declinación y actualizar los perfiles de producción de petróleo y gas del área ajustándolos a los datos y reportes de producción generados de los registros de los pozos una vez que estos sean perforados
2. Tomar muestras de fluidos, una vez que se perfore e inicie la producción, para poder llevar a cabo un análisis PVT y así predecir con mayor exactitud la producción y agotamiento de presión de los yacimientos y luego poder realizar un estudio más representativo de la zona y así efectuar una evaluación técnica y económica más convincente a futuro.
3. Actualizar los volúmenes de reservas posibles una vez que se obtenga mayor información acerca de las áreas de cada una de las formaciones de interés de cada oportunidad en estudio y de las propiedades petrofísicas de las mismas.
4. Capacitar pasantes que se encarguen de buscar, recopilar y archivar informaciones primordiales de los yacimientos y pozos ubicados en costa afuera; con el fin de optimizar el manejo de la información y poder realizar y presentar informes de manera rápida y eficiente al momento que estos sean solicitados.
5. Actualizar el Sistema de Planificación y análisis de costos QUE\$TOR Offshore, para obtener costos actuales de infraestructura.

6. Realizar un análisis al momento de tener mayor información de los fluidos del área, para el implemento de recuperación secundaria mediante inyección de agua o gases inertes con su respectiva evaluación económica que justifique dicha inversión.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

1. Natacha Lugo - **Desarrollo de un modelo de planificación en la construcción de pozos exploratorios en áreas costa afuera, caso Plataforma Deltana** - Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Barcelona, Venezuela (2003).
2. Hermelis Cabrera – **Explotación unificada de yacimientos en campos costa afuera, caso campo carite** – Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Barcelona, Venezuela (2004).
3. Hiram Mata - **Diseño del esquema óptimo de visualización de explotación de las oportunidades exploratorias Rubio y Sarare** - Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Barcelona, Venezuela (2006).
4. Milibel Serra – **Estudio de factibilidad técnico-económica para una plataforma de servicios en el campo mejillones del proyecto Mariscal Sucre en el estado Sucre** - Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Sistemas Industriales, Barcelona, Venezuela (2008).

5. Pedro Noguera- **“Fundamentos para la Caracterización de la Base de Recursos de Exploración Costa Afuera”**, [Informe Técnico]. PDVSA Refinación Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela (2008).
6. PDVSA CVP/EXPLORACIÓN **“Proyecto de Exploración por Hidrocarburos Costa Afuera de Venezuela (PECA)”**. [Informe Técnico]. Gerencia de Exploración Costa Afuera, PDVSA Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela (2000).
7. PDVSA EyP **“Informe de Reservas del Prospecto posible MTC-2X. Blanquilla Oeste”** [Informe Técnico]. Gerencia de Exploración Costa Afuera, PDVSA Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela (2009).
8. PDVSA **“Propuesta PGO La Blanquilla”** Gerencia de Exploración Costa Afuera, PDVSA Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela (2001).
9. R&M TRAINING GROUP DE VENEZUELA, C.A.- **“Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión”**. Gerencia de Planificación, Presupuesto & Gestión, PDVSA Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela (2009).
10. PDVSA, **“Taller de Ingeniería Económica Aplicada a Proyectos en Producción”**. Gerencia de Planificación, Presupuesto & Gestión, PDVSA Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela (2002).
11. PDVSA, **“Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC)”** Gerencia de Planificación, Presupuesto & Gestión, PDVSA Oriente, Puerto La Cruz, Venezuela (2011).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	DISEÑO DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN PARA EL PROYECTO EXPLORATORIO LA TORTUGA, PERTENECIENTE A LA SUB-CUENCA BLANQUILLA OESTE, COSTA AFUERA. VENEZUELA
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Mora Rodríguez Andrea María	CVLAC: V- E MAIL: morarodriguez20@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo, realizado en la Gerencia de Planificación Corporativa de Exploración de PDVSA, tuvo por objeto visualizar un esquema de explotación que permita desarrollar las reservas estimadas para el paquete exploratorio La Tortuga, perteneciente a la sub-cuenca Blanquilla Oeste, mediante perfiles de producción que generen un comportamiento de declinación, considerando también los pozos a ser perforados, garantizando así un desarrollo de dicho paquete exploratorio para los próximos 30 años, el cual posee un volumen promedio de existencia (MSV) de petróleo y gas de 10.761,44 MMBN y 7.474,51 MMMPCN respectivamente. Se propusieron tres (3) Esquemas de Visualización que consistieron en la explotación de todas las oportunidades exploratorias agrupadas de manera diferente para el manejo de su producción y transporte a tierra. Una vez definidos los Esquemas se determinaron los requerimientos de infraestructuras necesarios para el procesamiento, transporte y manejo de los fluidos a ser producidos en dicha área, y su costo mediante la utilización de la herramienta QUE\$TOR Offshore. Finalmente se realizó la evaluación económica a cada Esquema, esto con el propósito de determinar la rentabilidad y así escoger la mejor opción técnica-económica considerando los resultados obtenidos de los indicadores económicos más importantes para este tipo de análisis, estos son el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Al comparar los indicadores económicos y la inversión necesaria se concluyó que la mejor opción es la que representa el Esquema de Explotación # 3. En la evaluación económica se utilizó como herramienta el sistema PEEP. Se recomienda actualizar los perfiles de los volúmenes de producción de petróleo y gas del área ajustándolos a los datos y reportes de producción generados de los registros de los pozos una vez que estos sean perforados.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
RODRÍGUEZ, JOSÉ	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
PATIÑO, RAYDA	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 11.833.699		
	E_MAIL	raydapatino@gmail.com		
	E_MAIL			
RONDÓN, JOSÉ	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 8.290.101		
	E_MAIL	rondonje@gmail.com		
	E_MAIL			
RONDÓN, PATRICIA	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	06	10
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Diseño del Esquema de Explotación para el Proyecto Exploratorio La Tortuga.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1
2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:
*“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de
Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del
Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”*

AUTOR

Andrea María Mora Rodríguez

TUTOR

Ing. José Rodríguez

JURADO

Ing. José Rondón

JURADO

Ing. Rayda Patiño

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

Prof. Rayda Patiño