

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS INDUSTRIALES



**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA UNA
PLATAFORMA DE SERVICIOS EN EL CAMPO MEJILLONES DEL
PROYECTO MARISCAL SUCRE EN EL ESTADO SUCRE.”**

Presentado por:

MILIBEL CAROLINA SERRA VÁSQUEZ
C.I: 17.446.609

Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial
para optar al título de: **INGENIERO INDUSTRIAL**

Barcelona, Julio de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS INDUSTRIALES



**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA UNA
PLATAFORMA DE SERVICIOS EN EL CAMPO MEJILLONES DEL
PROYECTO MARISCAL SUCRE EN EL ESTADO SUCRE.”**

Revisado y aprobado por:

Ing. Alirio Barrios
Asesor Académico

Ing. Luís Peraza.
Asesor Industrial

Barcelona, Julio de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS INDUSTRIALES



**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA UNA
PLATAFORMA DE SERVICIOS EN EL CAMPO MEJILLONES DEL
PROYECTO MARISCAL SUCRE EN EL ESTADO SUCRE.”**

Jurado Calificador

El jurado calificador hace constar que asigno a esta tesis la calificación de:

APROBADO

Ing. Alirio Barrios
Asesor Académico

Ing. Luís Bravo
Jurado Principal

Ing. Yenitza Rodríguez
Jurado Principal

Barcelona, Julio de 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

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

DEDICATORIA

A Dios ayudarme, cuidarme y guiarme siempre en el camino para lograr todo lo que me propongo.

A mis padres Milagros Vásquez y Alberto Serra por llevarme de la mano siempre y convertirme en la persona que soy.

A mi abuela Isabel Vásquez por confiar en mí en todo momento y brindarme su amor.

A mi hermano por ser una persona especial en mi vida y sé que tu también vas a logra esta dicha.

A mi abuela de corazón Ninina porque sé que desde el cielo está orgullosa de mi.

Milibel Serra.

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceras palabras de agradecimiento a todas aquellas personas que confiaron en mí y que aportaron su granito de arena tanto para el logro de mi desarrollo profesional como para la elaboración de este proyecto. Principalmente a:

- Mis padres Alberto y Milagros quienes me ayudaron y apoyaron en mi formación profesional. Los quiero mucho.
- Los Ing.: Luis Peraza, Anolfi Gonzales, David Ugarte y Alirio Barrios por la asesoría brindada, por su apoyo y confianza para la realización de este proyecto.
- Mis familiares José, Eduardo, Carlucho, Alexande, Elizabeth y Milangela por brindarme toda su confianza y ser mi sostén para culminar con éxito esta etapa de mi vida, mil gracias.
- Mis amigos: Yriana, Natasha, Paola, Marcelys, Mariu, Adrian, Javier, Luis, Samuel y Wladimir por estar siempre conmigo en las buenas y malas.
- David y a sus padres por ayudarme y apoyarme incondicionalmente, por estar siempre presentes y confiar en mí.
- La Universidad De Oriente por brindarme a través de sus profesores, toda la formación y valores necesarios para cultivarme intelectualmente y lograr ser una profesional.
- A todo el personal de la empresa PDVSA E y P costa afuera., por su valiosa colaboración para llevar a cabo el desarrollo del proyecto; especialmente a: Liseth, Johnny y Juan.

A todos mil gracias y bendiciones. Dios me ayude de alguna manera a contribuirles lo que han hecho por mí...

Milibel Serra.

RESUMEN

El trabajo presentado a continuación, se basa en una propuesta de factibilidad de plataforma para prestar servicios al campo Mejillones ubicado en áreas costa afuera del estado Sucre, perteneciente al proyecto Mariscal Sucre. El cual fue solicitado por la gerencia de planificación de PDVSA E y P costa afuera, con la finalidad de tomar decisiones respecto a la puesta en marcha de la producción del campo en la fase II del proyecto. Para alcanzar el propósito deseado se realizó un estudio de la situación actual del campo a través de análisis de documentos internos y entrevistas a personal calificado buscando la obtención de sus características, esta fueron comparadas con diagramas internacionales de selección para establecer las opciones que cumplieran con sus requerimientos, luego se procedió a verificar su 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. Una vez realizado el estudio y basándonos en la información recolectada se estableció una propuesta de factibilidad con los lineamientos de elaboración de proyectos de entes petroleros en el País. Cumpliendo de esta manera con los objetivos establecidos en este trabajo.

ÍNDICE

	Pág.
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN.....	vii
ÍNDICE	viii
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE GRÁFICAS	xv
INTRODUCCIÓN	xvi
CAPITULO I.....	17
GENERALIDADES DE LA EMPRESA	17
1.1 Planteamiento del problema.....	17
1.2 Objetivos	20
1.2.1 Objetivo general.....	20
1.2.2 Objetivos específicos	20
1.3 Justificación	21
1.4 Alcance.....	22
1.5 Descripción general de la empresa.....	22
1.5.1 Exploración y producción	23
1.5.2 División exploración y producción costa afuera. Gerencia de planificación, presupuesto y gestión.	24
1.5.3 Descripción de cargos	25
CAPITULO II	27
MARCO TEÓRICO.....	27
2.1 Antecedentes de la investigación	27
2.2 Bases teóricas.....	29
2.2.1 Sistemas fijos	32
2.2.1.1 Plataformas fijas de acero	33
2.2.1.2 Plataformas fijas de concreto	35
2.2.1.3 Torres	36
2.2.1.4 Componentes de los sistemas fijos.....	37
2.2.2 Sistemas flotantes.....	37
2.2.2.1 Plataformas de patas tensionada (TLPs).....	37
2.2.2.2 Plataformas auto-elevadoras (jack-up).....	39
2.2.2.3 Plataformas mástil (SPARS).....	41
2.2.2.4 Plataforma semisumergible.....	43
2.2.2.5 Plataformas de producción flotante, almacenaje y descarga (FPSOs).....	44
2.2.2.6 Componentes de los sistemas flotantes.....	46

2.2.3	Sistemas submarinos	47
2.3	Bases para la evaluación económica de proyectos.....	48
2.3.1	Parámetros y variables que intervienen en una evaluación económica.	48
2.3.2	Indicadores económicos.....	52
2.3.3	Niveles de evaluación	54
CAPITULO III.....		56
MARCO METODOLÓGICO.....		56
3.1	Generalidades.....	56
3.2	Diseño de la investigación	56
3.3	Nivel de investigación.....	57
3.4	Población y muestra	57
3.4.1	Población.....	57
3.4.2	Muestra.....	58
3.5	Técnicas de recolección de datos	58
3.6	Técnicas de análisis.....	59
CAPITULO IV.....		60
DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL		60
4.1	Identificación de las características físicas del campo mejillones	60
4.2	Ubicación del campo de mejillones	61
4.3	Profundidad del campo	63
4.4	Suelo del campo	65
4.5	Zonificación sísmica	67
4.6	Datos oceanográficos y meteorológicos del campo mejillones	73
4.6.1	Régimen de mareas	74
4.6.2	Régimen de corrientes.....	75
4.6.3	Oleaje. Análisis de los registros medidos	77
4.6.4	Viento. Análisis preliminar de los registros.....	79
CAPITULO V.....		82
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....		82
5.1	Selección de las plataformas que más se ajustan a las características del campo	82
5.1.1	Características del campo.....	82
5.1.2	Tipos de Plataformas.....	83
5.1.3	Selección	84
5.1.3.1	Nivel 1	84
5.1.3.2	Nivel 2.....	89
5.1.3.3	Nivel 3.....	90
5.1.3.4	Conclusión de los tres niveles	94
5.2	Estudio técnico.....	95
5.2.1	Plataformas de acero	95
5.2.1.1	Ingeniería conceptual	95
5.2.1.2	Equipos.....	99

5.2.1.3	Materia Prima.....	100
5.2.1.4	Evaluación técnica	101
5.2.1.4.1	Materia prima.....	102
5.2.1.4.2	Mano de Obra.....	103
5.2.1.4.3	Facilidades de construcción	105
5.2.1.4.4	Maquinaria y Equipos	107
5.2.2	Plataforma de concreto.....	108
5.2.2.1	Ingeniería conceptual	108
5.2.2.2	Equipos.....	115
5.2.2.3	Materia prima.....	116
5.2.2.4	Evaluación técnica	119
5.2.2.4.1	Materia prima.....	119
5.2.2.4.2	Mano de Obra.....	121
5.2.2.4.3	Facilidades de construcción	122
5.2.2.4.4	Maquinaria y equipos.....	123
5.2.3	Análisis de la evaluación técnica	124
5.3	Análisis económico	125
5.3.1	Estimación de costos clase v para una plataforma de acero.....	126
5.3.2	Evaluación económica para una plataforma de acero	129
5.3.2.1	Cálculos para un mercado interno.....	130
5.3.2.1.1	Valor presente neto (VPN).....	136
5.3.2.2	Cálculos para ventas a exportación	137
5.3.2.2.1	Diagrama de flujo.....	141
5.3.2.2.2	Valor presente neto (VPN).....	141
5.3.2.2.3	Tasa interna de retorno (TIR).....	142
5.3.3	Estimación de costo clase v para una plataforma de concreto	144
5.3.4	Evaluación económica para una plataforma de concreto.....	146
5.3.4.1	Cálculos para un mercado interno.....	147
5.3.4.1.1	Valor presente neto (VPN).....	150
5.3.4.2	Cálculos a precios internacionales	151
5.3.4.2.1	Diagrama de flujo.....	155
5.3.4.2.2	Valor presente neto (VPN).....	155
5.3.4.2.3	Tasa interna de retorno (TIR).....	156
5.3.5	Análisis económico	157
CAPITULO VI.....		160
PROPUESTA.....		160
6.1	Opción factible en términos técnicos y económicos	160
CONCLUSIONES		162
RECOMENDACIONES		163
BIBLIOGRAFÍA		164
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....		166

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Factores de Selección de sistemas flotantes.....	46
Tabla 2.2 Obtención de flujo neto de efectivo (FNE).....	52
Tabla 4.1 Resumen de la estratigrafía identificada en Boring 3.	66
Tabla 4.2 Resumen de la estratigrafía y espesores de estratos según interpretación geofísica de PDVSA.	67
Tabla 4.3 Forma espectral tipificada y factor ϕ	69
Tabla 4.4. Escala de clasificación de riesgo y probabilidades anuales de excedencia de los movimientos del terreno.	70
Tabla 4.5 Valores esperados de aceleración máxima del terreno	73
Tabla 4.6 Coordenadas de las estaciones de medición. Área Proyecto Mariscal Sucre.....	74
Tabla 4.7 Estación CMC1-área de Carúpano.....	77
Tabla 5.1 Condiciones del campo Mejillones	82
Tabla 5.2 Profundidades de los campos demostrados.....	86
Tabla 5.3 Plataformas que aplican a las profundidades entre 82 y 99 m.	86
Tabla 5.4 Número de pozos factibles para las distintas plataformas.	88
Tabla 5.5 Pozos admisibles.	88
Tabla 5.6 Características de las plataformas de acero.....	91
Tabla 5.7 Características de las plataformas de concreto.	93
Tabla 5.8 Peso de materiales del jacket altura 140m.	101
Tabla 5.9 Pesos relativos de los criterios de evaluación.	101
Tabla 5.10 Asignación de puntos de los criterios de evaluación.	102
Tabla 5.11 Materia prima para una plataforma de acero.....	103
Tabla 5.12 Puntuación de materia prima para una plataforma de acero.	103
Tabla 5.13 Mano de obra para una plataforma de acero.	104
Tabla 5.14 Puntuación de mano de obra para una plataforma de acero.....	104
Tabla 5.15 Facilidades de construcción de una plataforma de acero.	105
Tabla 5.16 Puntuación de facilidades de construcción de una plataforma de acero.	106
Tabla 5.17 Maquinaria y equipos para una plataforma de acero.	107
Tabla 5.18 Puntuación de maquinaria y equipos para una plataforma de acero.	107
Tabla 5.19 Puntuación total de una plataforma de acero.	108
Tabla 5.20 Características y especificaciones del concreto	117
Tabla 5.21 Especificaciones para el acero de refuerzo no pos-tensado	118
Tabla 5.22 Especificaciones para guayas de acero ASTM A 416	118
Tabla 5.23 Materia prima para una plataforma de concreto.	120
Tabla 5.24 Puntuación de materia prima para una plataforma de concreto.	120
Tabla 5.25 Mano de obra para una plataforma de concreto.....	121

Tabla 5.26	Puntuación de mano de obra para una plataforma de concreto.....	122
Tabla 5.27	Facilidades de construcción de una plataforma de concreto.....	122
Tabla 5.28	Puntuación de facilidades de construcción de una plataforma de concreto.....	123
Tabla 5.29	Maquinaria y equipos para una plataforma de concreto.....	123
Tabla 5.30	Puntuación de maquinaria y equipos para una plataforma de concreto.....	124
Tabla 5.31	Puntuación total de una plataforma de concreto.....	124
Tabla 5.32	Puntuación final.....	125
Tabla 5.33	Costos de Ingeniería.....	127
Tabla 5.34	Costos de Procura.....	127
Tabla 5.35	Costo Indirectos de Procura.....	127
Tabla 5.36	Costo de Construcción para una Plataforma de Acero.....	128
Tabla 5.37	Costo de Perforación.....	128
Tabla 5.38	Costo de Gestión.....	128
Tabla 5.39	Costo Total con Plataforma de Acero.....	129
Tabla 5.40	Perfil de desembolso.....	131
Tabla 5.41	Evaluación económica plataforma de acero parte I a mercado interno.....	132
Tabla 5.42	Evaluación económica plataforma de acero parte II a mercado interno.....	134
Tabla 5.43	q.....	135
Tabla 5.44	Indicadores económicos para plataforma de acero a mercado interno.....	137
Tabla 5.45:	Evaluación económica para una plataforma de acero parte I. Internacional.....	138
Tabla 5.46:	Evaluación económica para una plataforma de acero parte II. Internacional.....	139
Tabla 5.47:	Niveles de evaluación para una plataforma de acero. Internacional....	140
Tabla 5.48	Método ensayo y error para la obtención del TIR usando una plataforma de acero.....	143
Tabla 5.49:	Indicadores económicos para plataforma de acero con un precio del gas a nivel internacional.....	144
Tabla 5.50	Costo de construcción para una plataforma de concreto.....	145
Tabla 5.51	Costo total con plataforma de concreto.....	145
Tabla 5.51	Costo Total con plataforma de concreto (continuación).....	146
Tabla 5.52	Evaluación económica plataforma de concreto parte I. Nacional.....	147
Tabla 5.53	Evaluación económica plataforma de concreto parte II. Nacional.....	148
Tabla 5.54	Niveles de evaluación plataforma de concreto parte II. Nacional.....	149
Tabla 5.55	Indicadores económicos para plataforma de concreto con un precio del gas a nivel nacional.....	151
Tabla 5.56	Evaluación económica plataforma de concreto parte I. Internacional...	152
Tabla 5.57	Evaluación económica plataforma de concreto parte II. Internacional..	153

Tabla 5.58 Niveles de evaluación plataforma de concreto parte II. Internacional...	154
Tabla5.59 Método ensayo y error para la obtención del TIR usando una plataforma de concreto	156
Tabla 5.60 Indicadores económicos para plataforma de concreto con un precio del gas a nivel internacional.....	157
Tabla 5.61 Costos de Plataformas	157
Tabla 5.62 Opciones de Plataformas con Indicadores económicos.	158

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Plataforma Fija.	34
Figura 2.2 Transporte de Jacket.	34
Figura 2.3 Plataforma de concreto.	35
Figura 2.4 Torre Convencional.	36
Figura 2.5 Plataforma de patas tensionadas.	38
Figura 2.6 Diagrama de un TLP.	39
Figura 2.7 Plataforma Jack-Up.	40
Figura 2.8 Plataforma Jack-Up con marea alta.	41
Figura 2.9 Plataforma Mastil y su transporte.	42
Figura 2.10 Plataforma Semisumergible.	44
Figura 2.11 FPSO en Servicio.	45
Figura 4.1 Ubicación de los campos del Proyecto Costa Afuera.	61
Figura 4.2 Polígono de explotación del Proyecto Mariscal Sucre.	62
Figura 4.3 Profundidad de los campos.	64
Figura 4.4 Zoom de las profundidades del campo Mejillones.	64
Figura 4.5 Mapa de Zonificación Sísmica con fines de Ingeniería.	68
Figura 4.6 Mapa de amenazas sísmica, valores de a^*	71
Figura 4.7 Mapa de amenaza sísmica, valores de γ	72
Figura 5.1 Sistemas de desarrollo de aguas profundas.	83
Figura 5.2 Plataformas de acero publicadas con los n° 4, 22, 23.	91
Figura 5.3 Plataformas de acero publicadas con los n° 42, 43, 44, 45.	92
Figura 5.4 Plataformas de acero publicadas con el n° 106.	92
Figura 5.5 Plataformas de concreto publicadas con los n° 12,13,14.	93
Figura 5.6 Plataformas de concreto publicadas con los n° 79,80.	94
Figura 5.7 Oportunidades en Venezuela para la construcción de Jackets.	106

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1.1 organigrama de la gerencia planificación, presupuesto y gestión.....	25
Gráfico 4.1 Perfil de producción.....	63
Gráfica 4.2 Excedencia de las alturas significativas del oleaje.....	78
Gráfica 4.3 Porcentaje de excedencia de las velocidades del viento del 18/01/07 al 31/01/07.....	80
Gráfica 4.4 Porcentaje de excedencia de las velocidades del viento del 01/02/07 al 13/02/07.....	81
Gráfico 5.1 Rangos de comparación para las profundidades de agua.....	85
Gráfico 5.2 Capacidad de Pozos.	87
Gráfico 5.3 Diagrama de bloque de un plataforma de acero.....	95
Gráfico 5.4 Diagrama de bloque de un plataforma de Concreto.....	109
Gráfico 5.5 Diagrama de flujo de caja para plataformas de acero.	141
Gráfico 5.6 Diagrama de flujo de caja para plataformas de acero.	155
Gráfico 5.7 VPN para las diferentes opciones.	159
Gráfico 5.8 TIR para las diferentes opciones.....	159

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo y el gas ha extendido sus operaciones de exploración y producción con taladros montados en tierra firme, cabezales de pozos y tuberías de conducción para explotar las riquezas del volumen de la tierra que se encuentra cubierta por el mar. Esta evolución de la tierra hacia el mar la ha experimentado Venezuela, que actualmente han desarrollado acciones destinadas a la explotación y aprovechamiento de las reservas de hidrocarburos en el área costa afuera. En ese orden de ideas nace el Proyecto Mariscal Sucre (PMS) que comprende la explotación y producción de campos con hidrocarburos gaseosos y condensados. Los planes de desarrollo del proyecto incluyen la instalación de plataformas y la perforación de pozos submarinos.

Siguiendo en el cuadro del proyecto se plantea la realización de estrategias para la puesta en marcha de los campos, esto representa una etapa de visualización y es donde surge la necesidad del trabajo mostrado a continuación. El mismo propone un tipo de plataforma que cumpla con los requerimientos exigidos por las condiciones ambientales del campo Mejillones del PMS. Este trabajo se estructura en 6 capítulos, el primero trata del planteamiento, objetivos, justificación y alcance del problema, junto con las generalidades de la empresa. El segundo y tercer capítulo trata de un marco teórico y un marco metodológico respectivamente donde se incluyo todos los aspectos relacionados con la teoría y metodología de investigación empleada. Un cuarto capítulo donde se describe la situación actual del campo y se determina sus principales características. El siguiente capítulo define un análisis técnico y económico de las opciones de plataforma. El último capítulo está representado por la propuesta de factibilidad.

CAPITULO I

GENERALIDADES DE LA EMPRESA

1.1 Planteamiento del problema

Una plataforma es una gran estructura usada para albergar a los trabajadores y las maquinarias necesarias para perforar y/o para extraer el petróleo y el gas natural a través de pozos. Las plataformas son usadas tanto en tierra firme como en el mar, dependiendo de las circunstancias, las mismas se pueden fijar al suelo marino o pueden quedar flotantes. Muchas plataformas también tienen pozos alejados atados por las conexiones umbilicales, éstos pueden ser solos pozos individuales o un centro múltiple de pozos.

Las plataformas marinas se clasifican según la función que cumplen, y de esta manera pueden ser de perforación, servicios, producción, compresión, enlace o de telecomunicaciones. Por su parte las plataformas de servicios, son estructuras que sirven para soportar todos los servicios que requieren los pozos; tales como: electricidad, químicos, sistemas hidráulicos, sistemas remotos de señales y control, sistemas de seguridad, entre otros. Ellas son punto focal del problema de investigación.

En los últimos 15 años Venezuela ha incrementado esfuerzos para adelantar acciones orientadas a la explotación y aprovechamiento de las reservas de hidrocarburos en el área costa afuera.

En ese orden de ideas, a comienzos de los años 90, Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA), previa aprobación del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP), dio inicio al proyecto Cristóbal Colón (identificado actualmente como Mariscal Sucre) para la monetización de las reservas de gas no asociado de los yacimientos Mejillones, Patao y Dragón ubicados costa afuera, al norte de Paria, edo. Sucre. En el transcurso del tiempo se incluyó al proyecto el desarrollo de las reservas de condensado del yacimiento Río Caribe al oeste del yacimiento Mejillones.

En el estado Sucre se ubica la filial costa afuera, la cual se divide en organizaciones dedicadas al desarrollo de distintas actividades costa afuera; entre ellos la gerencia de planificación y gestión, la cual se encarga de analizar las variables del entorno, definir escenarios, proponer estrategias y metas que sustenten la selección del portafolio de oportunidades, el plan de negocios y el presupuesto para orientar la gestión del negocio.

El más reciente proyecto de PDVSA costa afuera, es el Proyecto Mariscal Sucre (PMS) que comprende la explotación de yacimientos de gas pertenecientes a cuatro (4) campos: Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe. Los planes de desarrollo de los mencionados campos incluyen la instalación de plataformas y la perforación de pozos submarinos que estarían conectados a una plataforma central con facilidades de procesamiento mediante líneas de producción, siendo transportado el gas producido a través de una tubería desde la plataforma al Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), situado en Güiría. Los campos de gas natural del PMS se encuentran localizados, aproximadamente a 40km al norte de la Península de Paria en el estado Sucre.

El campo de Mejillones limita al este con el campo Patao y al oeste con Río Caribe, según los estudios realizados en sus yacimientos se encuentra una acumulación de gas natural. Para poder efectuar la explotación de dicho gas, se

visualizo instalar en este campo una plataforma de servicio; es por esto que surge la necesidad de realizar una investigación de los diversos tipos de estructuras costa afuera apropiados al entorno del proyecto y de su factibilidad técnico-económica.

La finalidad de la investigación es proponer un tipo de plataforma que cumpla con los requerimientos de servicios exigidos por las condiciones ambientales del campo Mejillones, para esto es necesario identificar la características de este campo con las cuales se procederá a escoger que estructuras se adaptan a las condiciones; luego dichas estructuras deben someterse a un análisis técnico-económico, a través del cual se determinará la opción más factible para el proyecto.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Establecer una propuesta de factibilidad técnico-económica para una plataforma de servicios en el campo Mejillones del proyecto Mariscal Sucre en el estado Sucre.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Identificar las características físicas del campo Mejillones del Proyecto Mariscal Sucre (PMS).
2. Seleccionar los tipos de plataformas que más se ajustan a las características del campo Mejillones del PMS.
3. Establecer las propiedades técnicas de las plataformas seleccionadas para el campo Mejillones del PMS.
4. Realizar el análisis económico de las plataformas seleccionadas para el campo Mejillones del PMS.
5. Proponer la opción más factible de plataforma en términos técnicos y económicos para el campo Mejillones del PMS.

1.3 Justificación

El gobierno nacional apoyado en la estatal petrolera PDVSA, en la actualidad dirige todos sus esfuerzos para ubicar a Venezuela como la primera potencia gasífera de la región y una de las primeras 5 a nivel mundial. Esto se desea lograr a través de la internalización de los hidrocarburos e incrementando la capacidad de producción de los mismos.

Entre los diversos proyectos de explotación de hidrocarburos gaseosos, destaca el proyecto Mariscal Sucre, el cual se desarrolla en el estado Sucre al norte de la Península de Paria, dicho proyecto tiene como objetivo principal satisfacer la demanda del mercado interno y el consumo del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA) así como también impulsar el desarrollo social colocando los recursos gasíferos al servicio de las comunidades adyacentes al área de influencia del proyecto para potenciar el desarrollo integral de los habitantes de esas áreas a través de la distribución de la renta petrolera.

Actualmente el déficit de gas a nivel nacional está en el orden de los 2000MMPCGD, que se estima suplir parcialmente con el desarrollo de los campos costa afuera de la primera fase del proyecto Mariscal Sucre (Dragón y Patao). Con el campo Mejillones parte de la segunda fase del proyecto Mariscal Sucre se espera incrementar la producción a 1020MMPCGD mediante la perforación de 14 pozos aportando 420MMPCGD a los 600MMPCGD estimado para la primera fase del proyecto esto representa una disminución del 51% del déficit actual de gas.

Para el desarrollo del proyecto de explotación de gas es necesaria la creación de una plataforma que permita prestar servicios tales como electricidad, químicos, sistemas hidráulicos, sistemas remotos de señales y control, sistemas de seguridad y protección industrial, sistemas de aseguramiento de flujo en los anillos de recolección

y tubería de transporte, sistema de monitoreo y control de pozos, mecanismo de regulación de presión, etc.; es por esto la relevancia de realizar un estudio de factibilidad que permita determinar en términos técnicos y económicos la estructura más indicada para el proyecto.

1.4 Alcance

Este proyecto de investigación es aplicable a la factibilidad técnico económica de plataformas para el campo mejillones en el estado Sucre. Toma en cuenta las condiciones propias del campo, por lo que no es aplicable para otro campo gasífero.

El estudio a realizar es aplicable solo a las fundaciones de la plataforma, no involucra el dimensionamiento de la superestructura (topside, módulos que sostiene la plataforma) debido a que la fase 2 del proyecto Mariscal Sucre se encuentra actualmente en una fase de visualización. Por lo cual no se conoce las dimensiones ni los servicios que va a prestar dicha plataforma.

1.5 Descripción general de la empresa

Petróleos de Venezuela, S.A. es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora.

1.5.1 Exploración y producción

El objeto del proceso de exploración y producción es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos gaseosos y no gaseosos en el suelo patrio, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en armonía con los venezolanos y el medio ambiente.

Uno de los procesos vitales de la industria petrolera es la exploración, pues de él depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo. La exploración, es el primer eslabón de la cadena, es decir, nos ubicamos aguas arriba del negocio, por lo cual se convierte en la base fundamental para que exista PDVSA.

La misión primordial de la exploración, consiste en la incorporación de recursos de hidrocarburos, de acuerdo a los lineamientos de la corporación para asegurar la continuidad del negocio.

La estrategia adoptada por PDVSA para mejorar nuestro desempeño, en el corto y mediano plazos en este proceso de la industria petrolera nacional, ha sido la de adoptar las mejores prácticas en términos de esquemas de negocios, procesos, productividad, medio ambiente y seguridad industrial en las operaciones.

La etapa de producción se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de los yacimientos o reservas. La fase de producción de un campo productor de hidrocarburos comienza después de que se ha comprobado la presencia del recurso gracias a la perforación de pozos exploratorios.

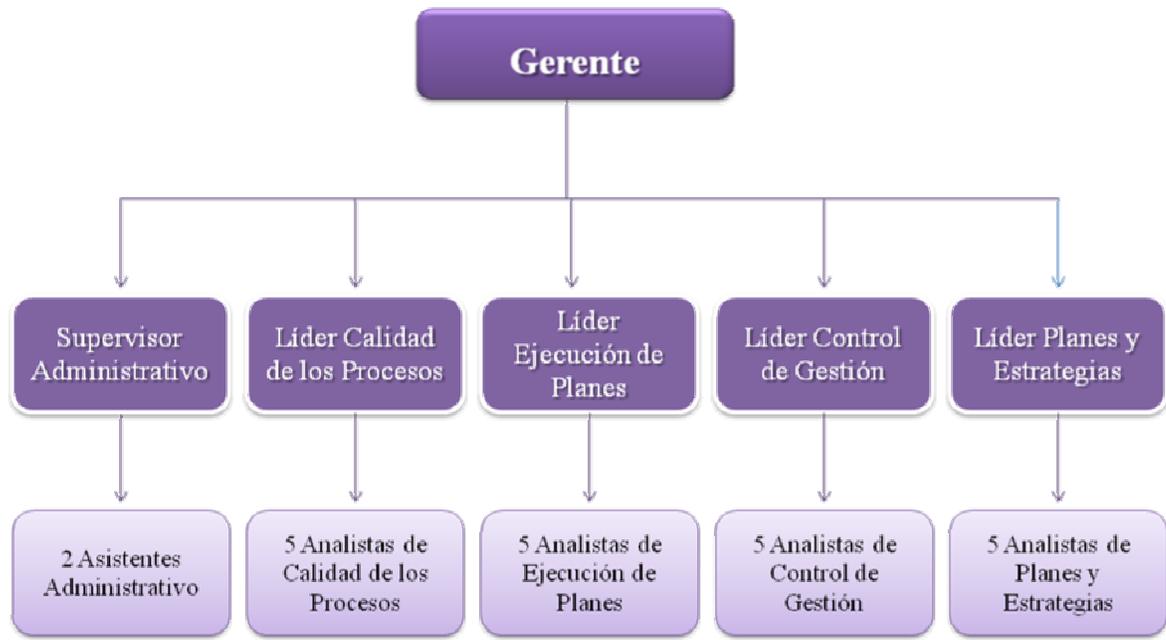
Los procesos de exploración y producción, se interrelacionan a través de la ejecución de las diferentes fases que se llevan a cabo antes, durante y después de los proyectos que sustentan el plan de negocios.

Hay una amplia y profunda relación entre la exploración y las diferentes organizaciones de producción, como por ejemplo, la perforación, estudios integrados, ingeniería y construcción, reservas, entre otras. Esta es una relación bidireccional (cliente-proveedor) que debe ser altamente dinámica y efectiva para que se logren los objetivos comunes de exploración y producción.

Además, gracias a innovaciones en áreas técnicas y tecnológicas se han fortalecido y revitalizado las actividades de exploración y producción, con la meta de lograr que PDVSA se convierta en la empresa petrolera más exitosa del siglo XXI.

1.5.2 División exploración y producción costa afuera. Gerencia de planificación, presupuesto y gestión.

La gerencia de planificación, presupuesto y gestión de PDVSA E y P costa afuera tiene su sede en la ciudad de Cumaná, estado Sucre, su principal objetivo es desarrollar proyectos de hidrocarburos en aguas territoriales venezolanas, en particular el sector gasífero, que en los próximos años colocará a Venezuela como potencial mundial en este recurso energético. Esta gerencia tiene una estructura organizativa como se muestra en la gráfica 1.1.



Gráfica 1.1 organigrama de la gerencia planificación, presupuesto y gestión.

Fuente: Documentos internos PDVSA. 2008.

1.5.3 Descripción de cargos

La labor de pasantía se desarrollo en el área de planes y estrategias de la gerencia de planificación presupuesto y gestión los roles y responsabilidades se definen a continuación.

- **Líder de planes y estrategias:** las responsabilidades del líder enfatizan en lograr las metas del área del portafolio de negocios y de proporcionar atención a las necesidades de la gerencia de planificación, presupuesto y gestión. Su función es:

- Proporciona a la gerencia satisfacción directa de sus necesidades
 - Estructura la ruta para el logro de la meta.
 - Elimina impedimentos para el logro de las metas
 - Modifica las metas del empleado de tal manera que sus metas personales puedan ser útiles para la organización
 - Proporcionar una estructura adecuada de recompensas para estimular el desempeño de los analistas.
 - Delegar autoridad cuando sea necesario e invitar a la participación cuando sea posible
 - Elogiar el desempeño y comunicar los resultados de las evaluaciones
-
- **Analistas de planes y estrategias:** un analista es un buscador de soluciones de problemas, para desempeñar su labor en el área de planes y estrategia debe:
 - Tener una orientación estratégica.
 - Analizar el portafolio de actividades.
 - Proporcionar base de recursos.
 - Proporcionar planes de negocios.
 - Hacer evaluación de los negocios.
 - Desarrollar casos de negocios.
 - Hacer uso efectivo de los recursos. (Documentos internos PDVSA, Gerencia de P.P.yG. 2008)

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

Vidal, D. (2.008). **“Análisis de los riesgos laborales inherentes a la construcción de plataformas de perforación para la extracción de crudo en el proyecto SINCOR”**. Trabajo de grado, departamento de sistemas industriales, Universidad de Oriente, Barcelona.

“El presente trabajo consiste en realizar un análisis de los riesgos laborales asociados a la construcción de plataformas de perforación para la extracción de crudo en la empresa de taller los Pinos C.A (TALPIN), los trabajos involucran la inclusión de actividades relacionadas con el movimiento de grandes volúmenes de tierra, obras de pavimentación, concreto, obras mecánicas que incluyen, entre otros, trabajos de soldadura. A fin de cumplir con el objetivo planeado; en primer lugar se realizó una descripción completa y detallada de las diferentes actividades mediante observación en sitio y mediante la colaboración de todo el personal de la empresa se lograron aplicar técnicas de investigación , cuyos resultados fueron efectivos al momento de formular las diferentes matrices de riesgo por actividad, donde se muestre los riesgos con sus respectivas causas, consecuencias, además de las medidas a implementar para prevenir o mitigar tales eventos. Se creó un plan de seguridad específico, cuya aplicación y cumplimiento serán determinantes para el control y prevención de accidentes en la empresa. Además es de destacar que de acuerdo al estudio económico que se llevo a cabo para determinar la inversión que tiene que hacer la empresa, esta resulta bastante accesible”.

La relación de la tesis anteriormente nombrada con respecto al siguiente proyecto, es el estudio que se le realiza a las plataformas de perforación que aunque no cumplen la misma función que las de servicios mantienen una semejanza.

Parra, L. y Salinas O. (2007). **“Estudio técnico-económico para la instalación de una planta productora y comercializadora de galletas a base del mesocarpio de coroba (Jessenia Policarpo Karst)”**. Trabajo de grado, departamento de sistemas industriales, Universidad de Oriente, Barcelona.

“El presente trabajo contiene un estudio de factibilidad para determinar si una planta procesadora y comercializadora de galletas a base de mesocarpio de coroba (Jessenia Policarpo Karst) es viable en términos económicos y técnicos para instalarla en el municipio Cedeño del estado Bolívar. Para ello se realizará un sondeo del mercado donde se establezca el comportamiento de la demanda y los precios del producto, se realizará un análisis técnico para determinar los requerimientos sistemáticos, humanos y tecnológicos para llevar a cabo las operaciones de la planta. Se elaborará un estudio económico que contenga los costos asociados a la inversión inicial y de operación de la planta”. La relación de la tesis anteriormente nombrada con respecto al siguiente proyecto, es que en ambos se trabajará con análisis económicos que determinen los costos asociados al proyecto.

Simonovis, F. (2008). **“Estudio técnico económico para la instalación de una planta procesadora de vino de arroz y uva pasa en la zona oriental del país”**. Trabajo de grado, departamento de sistemas industriales, Universidad de Oriente, Barcelona.

En el trabajo antes mencionado, “Se hizo la evaluación de un proyecto para analizar la viabilidad de instalar una empresa productora de vino de arroz y uva pasa desde los puntos de vista de mercado, técnico y de rentabilidad económica. Se

considerará la tecnología y el financiamiento requerido, así los costos asociados al proyecto para llevar a cabo la evaluación económica que permita estimar un retorno esperado de las operaciones comerciales, lo que ayudará a establecer un criterio de decisión en cuanto al desembolso de la inversión requerida y el tiempo necesario para su recuperación, con esto se incluye un análisis de riesgo donde se estudiará como se vería afectada la factibilidad del proyecto si variase algunas de las variables relacionadas con el estudio.” Tanto esta propuesta de análisis como la presentada se encuentran relacionadas porque ambas se enfocan en presentar una factibilidad realizando análisis técnico y análisis económico.

2.2 Bases teóricas

- **Exploración y producción costa afuera:** la exploración y producción de petróleo y gas natural en las regiones costa afuera (offshore), son operaciones mas complejas que la exploración y producción de petróleo y gas natural sobre tierra, 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, equipamiento para prevenir y apagar incendios, apoyo de helicópteros, almacenamiento y gestión de desechos humanos. (Leecraft, 1979).
- **Plataforma costa afuera:** una 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 flotantes. Estas instalaciones son sumamente complejas y robustas para poder soportar los enormes embates que reciben del oleaje marino y soportar la maquinaria tan potente 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 factible y rentable. Una plataforma típica puede tener alrededor de treinta pozos situados en la plataforma de perforación direccional y permite que los depósitos sean alcanzados en diversas profundidades y en las posiciones remotas hasta 5 millas (8 kilómetros) de la plataforma.

Las plataformas marinas se clasifican según la función que cumplen, y de esta manera pueden ser de perforación, servicios, producción, compresión, enlace o de telecomunicaciones (Barberii, 1998).

- **Plataforma de Servicio:** son plataforma de tipo liviano las cuales sirven para soportar todos los servicios que requieren los pozos; tales como: electricidad, químicos, sistemas hidráulicos, sistemas remotos de señales y control, sistemas de seguridad y protección industrial, sistemas de aseguramiento de flujo en los anillos de recolección y tubería de transporte, sistema de monitoreo y control de pozos, mecanismo de regulación de presión, etc. (Barberii, 1998).
- **Plataformas de producción:** estas plataformas contienen todo el equipo de los procesos comunes de tratamiento del gas, incluyen enfriamiento, retiro del agua y extracción de los líquidos del gas natural. Los reservorios que poseen grandes volúmenes de dióxido de carbono o de sulfuro de hidrógeno,

pueden requerir procesos adicionales de “endulzado” del gas antes de la exportación. Hay también estructuras bastante grandes que almacenan el gas. Las plataformas más grandes del mundo son más grandes que un campo de fútbol y se levantan sobre el agua tan arriba como una torre de la oficina de 25 pisos. Pueden albergar hasta a 500 trabajadores. (PDVSA, 1999).

- **Gas natural:** el gas natural es una mezcla de hidrocarburos que se encuentra en la naturaleza en estado gaseoso, por sí solo o asociado con el petróleo, y que permanece así en condiciones normales de temperatura y presión. Se emplea como combustible doméstico, en la generación de electricidad y como insumo industrial, en petroquímica.

En su composición prevalece el metano, aunque también incluye etano y otros hidrocarburos de la cadena parafínica más pesados y en menor proporción. También puede contener otros componentes como nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, helio, dióxido de carbono, agua, etc. (Leecraft, 1979)

Las opciones disponibles para desarrollar y producir gas en profundidades de agua de mil pies o más se clasifican en tres grandes grupos, fijados al fondo del mar, sistemas flotante, y sistemas submarinos. (Leffler; Pattarozzi y Sterling, 2003)

2.2.1 Sistemas fijos

Las plataformas fijas son estructuras que están incorporadas físicamente al fondo marino. Ellas están en su lugar, ya sea por el mero peso de la estructura o por pilas de acero atadas al fondo. El grupo incluye a los siguientes:

- Plataformas fijas:
 - Acero.
 - Concreto.
- Torres Convencionales.

Ventajas

- Soluciones comprobada; relativamente estables y seguras hasta 30 años.
- No son afectadas significativamente por las corrientes marinas.
- El concepto facilita la integración modular.
- Limitaciones
- Para aguas someras – hasta 500 metros, salvo para las torres que son hasta 900m.
- Permanentes (no indicadas para actividades de exploración).
- Requiere varios barcos de apoyo y múltiples viajes al sitio para la instalación, se aumenta el costo y la complejidad.
- La capacidad de instalación del topsides está limitada por la capacidad de la grúa en la embarcación.

2.2.1.1 Plataformas fijas de acero

Una plataforma fija es un tipo de plataforma costa afuera usado para la producción de petróleo o de gas (figura 2.1). El jacket (piernas de la plataforma, figura 2.2) es la altura vertical, construida a partir de sección tubular de acero y está fijada al fondo del mar con las pilones, Sobre el jacket se encuentra apoyada una cubierta con el espacio para las plataformas de perforación, las instalaciones de producción y los cuartos de equipo.

Las plataformas fijas, en virtud de su inmovilidad, se crean para el uso a largo plazo. Hay muchos diseños posibles para éstas plataformas permanentes. Las ventajas principales de estos tipos de plataformas son su estabilidad, pues al estar unidas al fondo del mar tienen una exposición limitada al movimiento debido a las fuerzas del viento y del agua. Sin embargo, estas plataformas no se pueden utilizar en aguas extremadamente profundas, simplemente porque no son rentables.

Las instalaciones de superficie (topsides) son parte de la plataforma que contiene la perforación, producción, la tripulación y los cuartos o módulos. El tamaño de cada módulo es dictado por el volumen de fluido para ser manipulados, el número de personal necesario para operar la instalación y operaciones, y el potencial de expansión necesarias para dar cabida a la producción futura de otros campos. (Holand, Gudmestad y Jersin, 2000).



Figura 2.1 Plataforma Fija.
Fuente: Total Professeurs Associés 2006.



Figura 2.2 Transporte de Jacket.
Fuente: Shell Deepwater Development Systems Inc.2005.

2.2.1.2 Plataformas fijas de concreto

Las plataformas fijas de concreto, también llamadas plataformas de gravedad, son una estructura offshore que recae directamente sobre el lecho marino. Por lo general es de concreto armado y el peso de las piernas y de la plataforma en el fondo del mar es tan grande, que no tienen que ser unidos físicamente al fondo del mar, sino que por el contrario se basa simplemente sobre su propia masa (figura 2.3).

Este tipo de plataformas comprenden una parte inferior en forma de base y una estructura de cajón de concreto, y una parte superior en forma de un marco estructural. Estas plataformas se utilizan en un máximo de 1000 pies de agua, pero los fondos marinos tienen que ser especialmente firme para garantizar que no haya fluencia en el tiempo.



Figura 2.3 Plataforma de concreto.

Fuente: <http://offalnews.blogspot.com/2007/03/producing-projects-hibernia.html>.

2.2.1.3 Torres

Son plataformas fijas. Consisten en una torre estrecha, unida a una fundación en el lecho marino. Las torres por lo general son flexibles lo que le permite operar en aguas profunda (450m - 900m), dado que puede “absorber” mucha de la presión ejercida en ella por el viento y el mar. A pesar de su flexibilidad, el sistema reticulado de la torre es bastante fuerte para soportar las condiciones de un huracán.

Las torres (figura 2.4) tienen una cubierta (deck) de acero tubular que se utiliza para apoyar las instalaciones de superficie, el jacket está asegurado al fondo marino con las pilas. A diferencia de las plataformas fijas, las torres conforme a los movimientos del agua y el viento actúa de manera similar a las estructuras flotantes. La subestructura de una torre tiene dimensiones más pequeñas que las de una plataforma fija y podrán consistir en dos o más secciones. También puede tener en las secciones lo flotante en la parte superior del jacket con los amarres del jacket al fondo marino o una combinación de ambos. Normalmente, la torre del jacket se compone de cuatro patas tubulares que pueden ir de 3 a 7 pies de diámetro.

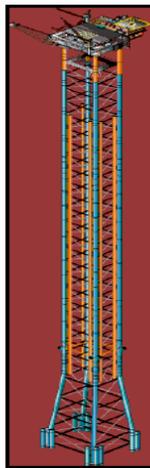


Figura 2.4 Torre Convencional.

Fuente: Shell Deepwater Development Systems Inc 2007

2.2.1.4 Componentes de los sistemas fijos

- **Jacket:** torre metálica de cuatro patas que se fija en el lecho marino y que sirve de sustento a la plataforma, son el apoyo o las piernas de la plataforma. Se extiende desde el fondo marino hasta la superficie del agua, está diseñado para servir como el principal elemento estructural de la plataforma, que transmite las fuerzas laterales y verticales a la fundación.
- **Deck o topsides:** es la plataforma propiamente dicha, Es una superestructura de cubierta para la prestación de apoyo operacionales y de otro tipo de cargas, en esta se posicionan los módulos preconstruidos que incluyen: comodidad, producción y zonas de perforación. El deck esta montado sobre el jacket.
- **Pilotes o piles:** Tubos de acero de diferentes espesores que se instalan dentro de las columnas de la subestructura y que sirven de apoyo y fijación de la plataforma en el lecho marino, y soportan las cargas laterales y verticales.
- **Los conductores o risers:** tubos de acero a través del cual los pozos son perforados, completados, y producidos. (Leffler; Pattarozzi y Sterling, 2003)

2.2.2 Sistemas flotantes

Estos incluyen varios tipos de plataformas entre ellas se encuentran: TLPs, SPARS, y FPSOs. Los sistemas flotantes tienen que ser amarrados en el lugar con tendones o cable de acero y cadenas con el fin de mantenerse conectados a los pozos.

2.2.2.1 Plataformas de patas tensionada (TLPs)

Una plataforma de piernas tensionadas es una estructura de flotación verticalmente amarrada, usada normalmente para la producción costa afuera de

petróleo o de gas, y se adapta particularmente para las profundidades de agua mayor de 300metros, pero dicha profundidad es limitada por el peso de los tendones de la amarradura (profundidad máxima = 1500m).

Una TLP es una estructura de flotación mantenida en el lugar por tubos o correas de acero tensionados fijados a bases enterradas en el fondo del mar (figura 2.5 y 2.6). La tensión impuesta por tales tendones suprime muy eficazmente el movimiento de la plataforma. Al igual que los sistemas fijos, las cubiertas de los TLP incorporan generalmente una amplia capacidad de perforación y terminación. Los TLPs son aptos para terrenos explotados a través de un solo centro de perforación.



Figura 2.5 Plataforma de patas tensionadas.

Fuente: Shell Offshore Inc.2007

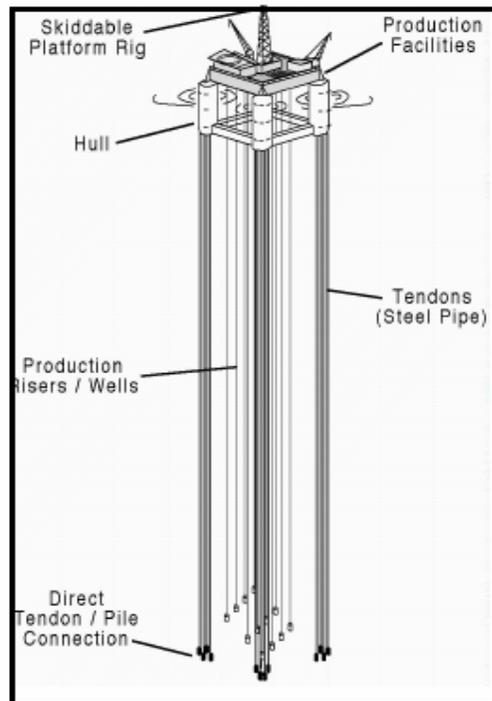


Figura 2.6 Diagrama de un TLP.
Fuente: Shell Offshore Inc.2007

2.2.2.2 Plataformas auto-elevadoras (jack-up)

Los jack-up son plataformas que se utilizan para la exploración y explotación off-shore de petróleo y gas, así como para la prestación de servicios a estructuras fijas. Las mismas pueden colocarse en el suelo del mar basándose sobre un número de columnas de apoyo. Uno de los diseños más populares utiliza 3 columnas o piernas de metal que pueden expandirse y contraerse a menudo como se levanta o se baja la superficie del mar, dependiendo de la estación y de los patrones de tiempo (figura 2.7). Estas columnas de apoyo se pueden mover hacia arriba y hacia abajo por un sistema hidráulico o eléctrico.

Las jack-up diseñan para moverse de un sitio a otro, y después se anclan desplegando las piernas al fondo oceánico usando un sistema de piñón/engranaje de estante en cada pierna. Para su transporte la plataforma flota en su casco y es remolcada típicamente a una nueva localización. Los aparejos de jack-up proporcionan una plataforma que sea más estable que una plataforma semisumergible, Sin embargo, solo son aptos para aguas pocas profundas, dado que extender estas piernas en grandes profundidades sería impracticable. Además, aparejos son generalmente más seguros en su funcionamiento que las barcazas de perforación, dado que la plataforma de funcionamiento se eleva sobre el nivel del agua (figura 2.8).



Figura 2.7 Plataforma Jack-Up
Fuente: Total Professeurs Associés 2006.



Figura 2.8 Plataforma Jack-Up con marea alta
Fuente: Total Professeurs Associés 2006.

2.2.2.3 Plataformas mástil (SPARS)

El concepto básico del mástil abarca un casco cilíndrico que soporta la estructura de la cubierta. El mástil puede presentar instalaciones de perforación y terminación. Los mástiles son amarrados por 6-20 líneas de amarre ancladas al fondo del mar mediante pilotes. Cerca del 90% de la estructura está bajo el mar. Históricamente, los mástiles fueron utilizados como boyas de señalización, para la

recopilación de datos oceanográficos, así como para el almacenamiento de petróleo. El diseño del mástil ahora se está utilizando para la perforación, la producción, o ambas cosas. La capacidad de la profundidad de agua alcanza hasta 10.000 pies.

La instalación del mástil es un trabajo más complejo, costoso, consumidor de tiempo y aventurado que la instalación de otros sistemas flotantes, puesto que las cubiertas tienen que ser instaladas en alta mar, y no en el puerto. El casco del mástil es remolcado hasta la localización, es volteado y amarrado al fondo del mar (figura 2.9). La operación entera requiere buen tiempo por 4-5 días para ser completada con seguridad.



Figura 2.9 Plataforma Mastil y su transporte
Fuente: Facultad de ingeniería- UBA, explotación offshore.

El casco está construido para el uso normal de marina y el método de fabricación es a través de astilleros. El número de pozos, la superficie del pozo espaciado de los nacimientos, las instalaciones y peso determinan el tamaño del centerwell (centro del pozo) y el diámetro del casco. Esta sección proporciona la flotabilidad para el mástil. EL diámetro de un Casco típico es de aproximadamente 130pies, con una altura total, una vez desplegado, de aproximadamente 700pies.

Un sistema de amarre lateral de 6 a 20 líneas mantiene el mástil en el lugar. Las amarras son una combinación de la línea espiral de alambre y cadena. Debido a su baja proporciones, el mástil puede utilizar un tenso sistema de amarre a una reducción del alcance y el costo en comparación con un completo sistema de amarre. Cada línea de amarre está anclada al fondo marino con una pila.

El topsides sigue las típicas configuraciones de diseño de la plataforma fija. Las cubiertas pueden alojar una amplia plataforma de perforación, equipo de producción completo, transformación, y cuartos de instalaciones.

2.2.2.4 Plataforma semisumergible

Las plataformas semisumergible tienen pierna con la suficiente flotabilidad para hacer la estructura flotar, pero con el peso suficiente para mantener la estructura vertical (figura 2.10). Proporcionan excelente estabilidad en los mares ásperos y/o profundos. Los aparejos semisumergible se pueden mover de un sitio a otro; y puede ser estabilizado hacia arriba o hacia abajo alterando la cantidad de inundar en los tanques de flotabilidad; son anclados generalmente con cadena, cuerda de alambre y/o cuerda del poliéster durante operaciones de perforación, aunque pueden también ser mantenidos en el sitio por el posicionamiento dinámico. Los semisumergibles se pueden utilizar con profundidades a partir de 180 hasta 10.600m.

Se ha desarrollado una amplia gama de diseños de semi-sumergibles y las innovaciones continúan como parte de la búsqueda de características mejoradas de las embarcaciones, capacidades crecientes de carga útil y costos reducidos de fabricación.



Figura 2.10 Plataforma Semisumergible.

Fuente: Total Professeurs Associés 2006.

2.2.2.5 Plataformas de producción flotante, almacenaje y descarga (FPSOs)

Los FPSOs son embarcaciones en forma de barco que producen hidrocarburos de los pozos situados en el lecho marino (pozos submarinos) o de los pozos situados en plataformas offshore (figura 2.11). Los tipos principales de sistemas de producción flotantes son FPSO (sistema flotante de la producción, del almacenaje, y de la descarga) (figura 2.11), FSO (sistema flotante del almacenaje y de la descarga), y

FSU (unidad de almacenaje flotante). Estas naves no perforan realmente para el petróleo o el gas.

El factor que más los distingue de otras formas de Sistemas de producción flotante es su capacidad de almacenar los fluidos producidos, los cuales luego son descargados dentro de petroleros de transporte. La mayoría del FPSOs son petroleros transformados.

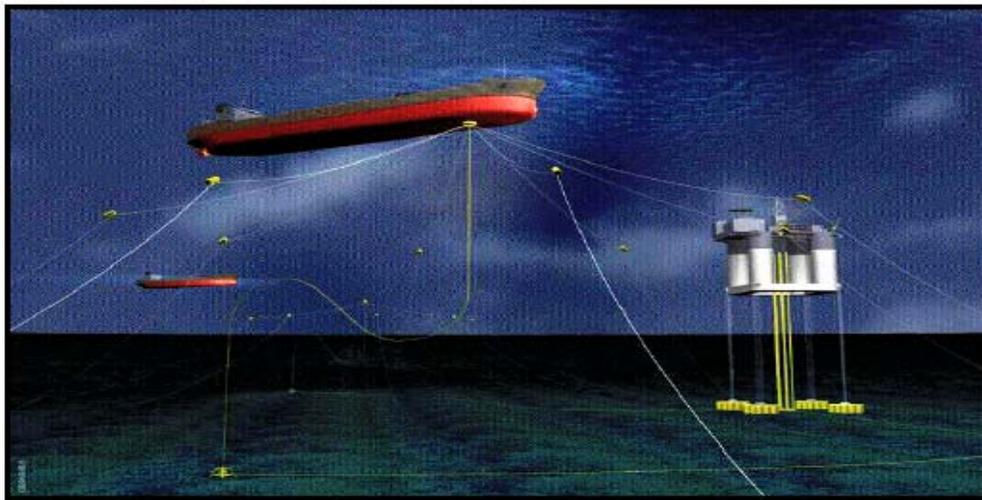


Figura 2.11 FPSO en Servicio.

Fuente: Advanced Production and Loading Inc., 1998.

Los aparejos sumergibles, son también aptos para aguas poco profundas, son como aparejos jack-up dado que están en contacto con el fondo del océano o del lago. Estos aparejos consisten en plataformas con dos cascos colocados uno encima del otro. El casco superior contiene los camarotes para la tripulación, así como la plataforma de perforación. El casco más bajo trabaja igual que el casco externo en un submarino (cuando la plataforma se está moviendo de un lugar a otro, el casco más bajo se llena de aire) haciendo al aparejo entero boyante. Cuando el aparejo se coloca sobre el sitio de perforación, el aire se deja salir del casco más bajo, y el aparejo se sumerge hasta el fondo del mar o del lago. Este tipo de aparejo tiene la ventaja de la

movilidad en el agua, no obstante su uso se limita de nuevo a áreas de poca profundidad.

Los factores más importantes para la selección de sistemas flotantes específicamente de Plataformas de producción flotante, almacenaje y descarga, TLPs y mastil se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Factores de Selección de sistemas flotantes.

Capacidades	FPSOs y Balsas de producción	TLPs	Mástiles
Perforación	No	Si	Si
Pozos superficiales	No	Si	Si
Pozos submarinos	Si	Si	Si
Almacenaje	Si	No	Posibilidad
Principales prestaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Almacenaje • Facilidad de reubicación • Bajo costo • Alta flexibilidad para producciones satelitales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad para árbol seco • Costo de perforación e intervención reducidos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad para árbol seco • Costo de perforación e intervención reducidos.

Fuente: Facultad de ingeniería- UBA, explotación offshore(2007).

2.2.2.6 Componentes de los sistemas flotantes

- **Casco:** El casco es responsable de proporcionar flotabilidad a todo el sistema de producción flotante, que incluye la cubierta, el equipamiento, la amarradura y los risers. Existen diversas configuraciones de cascos: con

forma de barco, cilíndrica, semisumergible, etc. Las opciones posibles para la configuración del casco son:

- Casco Simple (SH)
- Casco Doble (DH)
- Fondo Simple – Paredes Doble (DS-SB)
- Fondo Doble – Pared Simple (SS-DB)
- **Deck/ cubierta:** La cubierta es básicamente igual al de las plataformas fijas. Las principales funciones de las instalaciones de las cubiertas de los sistemas de producción incluyen: Producción, Procesado y Exportación.
- **Sistemas de amarre:** Los sistemas de amarre mantienen a los sistemas de producción flotante en posición todo el año, y por lo tanto pueden estar sujetas a condiciones atmosféricas extremadamente hostiles. La profundidad del agua y las condiciones ambientales presentes en la localización de los sistemas flotantes son los principales determinantes de la complejidad y costo del sistema de amarre. Los sistemas de amarre son generalmente instalados por remolcadores que manejan los anclajes u otra embarcación de soporte offshore.
- **Risers:** 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 revestido de superficie y el cabezal del pozo hayan sido cementados.

2.2.3 Sistemas submarinos

Los sistemas submarino (Subsea) son aquellos materiales y equipos que soportar la extracción de gas en el fondo marino, tales como cabezales submarinos,

árboles de navidad, umbilicales y paquetes de superficie (inyección de químicos y módulos de control) entre otros.

2.3 Bases para la evaluación económica de proyectos

La toma de decisiones relacionada con la ejecución de un proyecto está sujeta a las expectativas de rentabilidad que se esperen del mismo. La herramienta utilizada para reconocer dicho indicador es la evaluación económica.

En la evaluación económica se introduce la información financiera relacionada con inversiones, costos, impuestos, inflación, vida útil del proyecto, factores de descuento, precios, etc. y se obtiene el balance requerido para comparar opciones, alternativas y casos que permitan la decisión final. (Baca, 2007).

2.3.1 Parámetros y variables que intervienen en una evaluación económica.

- **Horizonte económico:** se denomina horizonte económico al periodo de tiempo para el cual se realiza la evaluación económica del proyecto. Generalmente este período fluctúa entre 10 y 20 años cuando se trata de proyectos petroleros o proyectos de gran magnitud.
- **Vida útil:** la vida útil se refiere al periodo estimado de servicio en operación de la inversión, y puede ser igual o mayor que el horizonte económico, pero nunca menor.
- **Inversión:** la inversión es un recurso financiero que existe para obtener los bienes y equipos que representarán el valor capital del proyecto. Los bienes, equipos y el capital de trabajo representan dos tipos de inversión:

- **Inversión tangible:** como su nombre lo indica es aquella que físicamente podemos palpar y que al final de la vida útil del proyecto, podemos recuperar a un precio que se denomina valor de salvamento.
- **Inversión intangible:** es aquella no recuperable desde el punto de vista físico y se recobra mediante la amortización que ocurre en la medida que el producto a ser generado por el proyecto tenga contacto con las instalaciones conexas con este tipo de inversión, es decir, que depende de los volúmenes de producción y del momento cuando ocurra.
- **Depreciación:** la depreciación dentro de la evaluación económica representa el costo de recuperación de la inversión tangible.

Según Moyer y McGuigan (2004) “La depreciación lineal es un método apropiado cuando un activo se usa de manera uniforme durante su ciclo de vida”; la cual se basa en dividir los costos entre la vida económica estimada en años, matemáticamente se puede expresar de la siguiente manera:

$$D = C/V_e \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde :

D = Depreciación, Bs/año.

C = Costo, Bs.

V_e = Vida económica estimada, años.

- **Amortización:** la amortización se relaciona con el costo de recuperación de la inversión intangible. El método que se utiliza es el de la unidad de producción el cual se representa matemáticamente de la forma siguiente:

$$A_i = (I_i / N_p) Q_i \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

A_i = Amortización para el año i , Bs/año.

I_i = Inversión intangible, Bs.

N_p = Reservas relacionadas con la inversión, Bls.

Q_i = Producción del año i .

- **Valor de salvamento:** el valor de salvamento es el valor que se le fija a un activo. En la mayoría de los casos que se utiliza este concepto el valor de salvamento que se asigna es deducido de los costos en el cálculo de la depreciación. La depreciación se convierte en:

$$D = (C - V_s) / V_e \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde V_s es el valor de salvamento.

- **Ingresos:** los ingresos correspondientes al proyecto de inversión se determinan en base al valor de las ventas potenciales de petróleo, gas y productos, tanto en el mercado de exportación como en el mercado local.
- **Ventas de exportación:** para determinar los ingresos por ventas de exportación se multiplica el volumen estimado de petróleo, gas o productos que el proyecto generará, por el precio de exportación o valor fiscal de exportación estimada.
- **Costos:** adicionalmente a la depreciación y amortización se tiene otros flujos de dinero que se utilizan para operar el proyecto. Estos incluyen pagos fiscales, costos de operación, mantenimiento y administración necesarios dentro del contexto de la evaluación.
 - **Regalías:** se refieren al impuesto de explotación que corresponde al estado como un derecho al explotarse los yacimientos. Está contenida en

la Ley Orgánica de Hidrocarburos que estipula la tasa de regalía por la extracción de hidrocarburos gaseosos es del veinte por ciento (20%) de los volúmenes extraídos.

- **Impuestos sobre la renta (ISLR):** los Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) dictamina que las empresas que se dediquen a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, o a la compra o adquisición de hidrocarburos y derivados para la exportación estarán sujetos a la tasa de ISLR del 50%. En el caso de los contribuyentes que se dediquen a la exploración y explotación del gas no asociado, o al procesamiento, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes, o exclusivamente a la refinación de hidrocarburos o al mejoramiento de crudos pesados y extrapesados, aplica la tarifa 2 (alícuota máxima del 34%). La tarifa antes mencionada se mantiene para las compañías que no se dediquen a las actividades de hidrocarburos y conexas.
- **Aporte a PDVSA:** es el pago que se le hace a PDVSA como compensación al capital que se asigna para inversión. Se calcula como un 10% de los ingresos reales por ventas menos los costos mencionados anteriormente. Este tipo de costos no interviene en los cálculos de rentabilidad del proyecto a nivel de PDVSA, pero si a nivel de empresa.
- **Costos de operación y mantenimiento:** incluye todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento del proyecto.
- **Labor:** corresponde al costo de los sueldos, salarios y beneficios del personal cuyo esfuerzo físico o intelectual estará directa o indirectamente relacionado con las actividades de operación mantenimiento y administración de la propuesta.

2.3.2 Indicadores económicos

- **Flujo neto de efectivo (FNE):** se refiere al beneficio real obtenido, y se determina restando a los ingresos todos los costos del proyecto y los impuestos que debe pagar, lo cual es equivalente a determinar el ahorro monetario que representa la implantación del proyecto. En este punto los flujos netos de efectivo tienen un enfoque determinístico o puntual, calculados de acuerdo a la tabla N°2.2.

Tabla 2.2 Obtención de flujo neto de efectivo (FNE)

Flujo	Concepto
+	Ingresos
-	Costos totales
-	Depreciación
=	Utilidades gravables
-	Impuesto
=	Utilidad después de impuesto
+	Depreciación
=	Flujo neto efectivo

Fuente: elaboración propia.

Estos flujos de efectivos obtenidos durante la vida del proyecto se descuentan a la TMAR, que es la tasa aceptada por el inversionista. De esta forma se obtiene la base para obtener el valor presente, que es uno de los métodos para evaluar económicamente una propuesta de inversión.

- **Valor presente (VPN):** este método consiste en trasladar los flujos de efectivo esperados en los períodos proyectados al presente mediante una tasa de interés, y así compararlos con la inversión inicial, determinando si traerá ganancias o pérdidas al final de ese período.

$$VPN = - P + FNE_1/(1+i)^1 + FNE_2/(1+i)^2 + \dots + FNE_n/(1+i)^n \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

P= inversión inicial.

n= tiempo proyectado, es decir, periodo en estudio.

FNE_j= flujo neto efectivo para cada periodo.

i= tasa mínima atractiva de retorno TMAR.

Su evaluación obedece al siguiente criterio:

Si VP > 0, el proyecto es rentable.

Si VP < 0, el proyecto no es rentable.

Si VP = 0, el proyecto es indiferente.

- **Tiempo de pago (TP, Pay out time):** el flujo de caja acumulado y no descontado permite calcular el tiempo al cual se paga un proyecto; es decir, el momento en el cual el flujo de caja pasa de ser negativo a positivo, en ese momento teóricamente el proyecto se ha pagado.
- **Tasa de retorno (TIR, rentabilidad):** la determinación de la TIR permite conocer la tasa de interés que no genera ganancias ni pérdidas, una vez conocida la inversión inicial y los flujos de efectivo.

Partiendo de allí, si el proyecto tiene una tasa de interés menor (i) genera ganancias y si tiene una tasa mayor, genera pérdidas por lo que no es económicamente rentable.

$$VPN = - P + FNE_1/(1+i)^1 + FNE_2/(1+i)^2 + \dots + FNE_n/(1+i)^n = 0 \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Es decir:

Si $TIR > TMAR$, el proyecto es rentable

Si $TIR < TMAR$ el proyecto no es rentable.

Si $TIR = TMAR$, el proyecto es indiferente.

2.3.3 Niveles de evaluación

Existen tres niveles para las evaluaciones económicas de las propuestas de inversión, las cuales deben aplicarse de acuerdo a la naturaleza y características de cada una de ellas.

- **Nivel filial:** corresponde a la evaluación de las propuestas que generen ingresos (caso general). Esta evaluación se efectúa a este nivel porque la decisión económica debe basarse en la rentabilidad mínima exigida por PDVSA. La evaluación económica a nivel filial significa efectuarla en base al flujo de efectivo neto después del impuesto sobre la renta, es decir, que considera como flujos de egresos además de los costos de operación, el aporte legal a PDVSA, el apoyo tecnológico, la regalía y el impuesto sobre la renta.

- **Nivel PDVSA:** las evaluaciones a este nivel corresponden tanto a propuestas que generen ingresos como a propuestas de menor costo. Su reparación tiene sólo un carácter informativo, ya que, su resultado no incide en la decisión económica. La evaluación se efectúa en base al flujo efectivo neto después del impuesto sobre la renta más el aporte legal a PDVSA para el caso de que la propuesta genere ingresos de exportación.

Al igual que en la evaluación a nivel filial, la depreciación se incluye como un gasto solo para efectos del cálculo del impuesto sobre la renta y del aporte legal a PDVSA.

- **Nivel nación:** se realiza en general para las propuestas relacionadas con alternativas de menor costo y de financiamiento. En ocasiones se aplica a la propuesta que genere ingresos, y que aún cuando no cumpla el requerimiento de rentabilidad mínimo a nivel filial es necesario su ejecución.

En la evaluación económica a este nivel, los indicadores económicos se calculan en base al flujo de efectivo neto antes del impuesto sobre la renta. La decisión económica se toma en función del menor costo para la nación y no en base a la rentabilidad.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Generalidades

Para el logro de los objetivos fue necesario diseñar la investigación de forma que conlleve a la obtención de información relevante para encontrar la forma de solucionar el problema aplicando las técnicas más adecuadas. El proyecto se apoyo en un análisis exhaustivo, sistemático y riguroso de los documentos, que fueron la principal fuente de información. De igual forma se utilizó un nivel descriptivo que permitió una buena percepción del funcionamiento del objeto en estudio. y de la manera en que se comportaban sus variables, factores y elementos que lo componen.

3.2 Diseño de la investigación

Según Sabino Carlos, (1.992), “Establece que el estudio documental se basa en informaciones o datos que han sido recolectados en otras investigaciones. Estos datos son denominados secundarios, ya que han sido obtenidos por otros y llegan elaborados y procesados”. Se tiene como objetivo elaborar un marco teórico conceptual para formar un cuerpo de ideas sobre el objeto de estudio. Para la recopilación de la información, se contó con fuentes de información tales como libros, revistas, informes técnicos, trabajos de grados, Internet, documentos propiedades de la empresa. Todos ellos corroboran el conocimiento inmediato de la investigación.

Esta investigación está enmarcada bajo el tipo de investigación documental porque la información del campo Mejillones y las distintas plataformas fue recopilada a través de presentaciones Power Point, archivos en Excel, así como otros documentos que permitieron profundizar, aportar y complementar para el logro del objetivo de la investigación.

En conclusión podemos considerar la investigación documental como un proceso capaz de informarnos, y de promover las herramientas necesarias para la solución de cualquier problema.

3.3 Nivel de investigación

Según Deobold B. Van Dalen y William J. Meyer (2006) “la investigación descriptiva consiste en llegar a conocer las situaciones, costumbres y actitudes predominantes a través de la descripción exacta de las actividades, objetos, procesos y personas. Su meta no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables”.

El nivel de investigación que se utilizó fue de tipo descriptiva y/o documental, ya que nos brinda una buena percepción del funcionamiento del objeto de estudio y el mismo se caracterizó estableciendo su comportamiento.

3.4 Población y muestra

3.4.1 Población

En esta investigación la población estará constituida por los cuatro campos gasíferos del proyecto mariscal sucre. El campo Dragón con 8 pozos, el campo Patao con 7 pozos, el campo mejillones con 14 pozos y el campo Río Caribe con 6 pozos. Y

por las siguientes plataformas: estructuras fija (acero y concreto), torres, plataformas de patas tensionadas, mástil y las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO).

3.4.2 Muestra

La muestra de estudio estará representada por el campo Mejillones el cual posee 14 pozos en total. Y por las plataformas fijas de acero y concreto.

3.5 Técnicas de recolección de datos

- **Revisión bibliográfica:** comprende la revisión de todo el material bibliográfico relacionado con el proyecto a desarrollar, documentándonos con tesis, libros, normas y manuales de la empresa, Internet, leyes y normas nacionales e internacionales, con la finalidad de obtener una base teórica amplia, concreta y bien fundamentada.
- **Entrevistas y consultas:** esta herramienta permitió la recopilación de información, tanto virtual como escrita, por medio de entrevistas realizadas a personas que tienen conocimientos sobre plataformas. Las mismas tienen como la obtención de datos cuantitativos y cualitativos referentes a los procedimientos y prácticas existentes en la construcción y diseño de plataformas.
- **Análisis de Contenido:** esta técnica fue utilizada para cuantificar y clasificar las ideas de varios textos estudiados. La información fue relacionada a los objetivos a desarrollar y su contenido.
- **Análisis documental:** esta técnica fue utilizada para describir de forma exhaustiva el proceso de fabricación de las plataformas descrita en los documentos investigados.

3.6 Técnicas de análisis

- **Análisis de datos:** después de tener toda la información debidamente ordenada de los procesos y procedimientos en cuanto a plataforma se refiere, se realizó un análisis de dicha información con la finalidad de realizar un formato que la contenga para poder así fijar las acciones que permitan dar el cumplimiento de los objetivos del proyecto.
- **Método de los factores ponderados:** este método fue ampliamente utilizado para determinar la plataforma más factible en términos técnicos. Se consideraron factores críticos a los cuales se les asignó un peso, se evaluó las posibles opciones para cada factor, luego se multiplicó la puntuación por los pesos para cada factor y se obtuvo el total para cada opción. Al final se hizo una recomendación basada en la opción que obtuvo mayor puntuación.
- **Diagrama de bloques:** este método fue utilizado para representar el funcionamiento interno de la gerencia de planificación y para representar el proceso de fabricación de las plataformas fijas de acero y concreto mediante bloques.
- **Valor presente neto VPN:** es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. Fue utilizado en la evaluación económica por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a Bolívares actuales y así puede verse fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos.
- **Tasa interna de retorno (TIR):** este método se define como la tasa de descuento, a la que el valor presente neto de todos los flujos de efectivo de los períodos proyectados es igual a cero. Se utilizó para decidir sobre la aceptación o rechazo de las opciones del proyecto de inversión. Para ello, la TIR se comparó con una tasa mínima.

CAPITULO IV

DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL

4.1 Identificación de las características físicas del campo mejillones

La implementación exitosa, en la mayoría de los casos, de sistemas de explotación se ha apoyado no solo en el incesante mejoramiento de los sistemas previos, basado en el desarrollo tecnológico continuado, sino también en un estado del conocimiento del medio ambiente marino mayor y de mejor calidad.

Según Holand, I.; Gudmestad, O. y Jersin, E. (2000), el conocimiento de las cargas inducidas por este, además de las cargas operacionales y peso propio de las plataformas, es de la mayor relevancia para asegurar la estabilidad e integridad de estas estructuras, por lo tanto un estudio apropiado de las condiciones a) geológicas y b) del medio ambiente, tendrá un impacto directo en la calidad de los estudios geotécnicos y en el esquema de cimentación más apropiado para la plataforma de interés. La geología permite determinar algunas condiciones potenciales de riesgo así como el origen y las características estructurales de la región donde se encuentra(n) el (los) yacimiento(s) en cuestión. Por tal motivo se realizó una investigación exhaustiva de las características del campo en estudio y toda la información obtenida fue dada por las gerencias de Metocean, Proyectos Mayores y Yacimientos de PDVSA costa afuera.

4.2 Ubicación del campo de mejillones

El Proyecto Mariscal Sucre contempla los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe, estos se encuentran ubicados 40 Km. al norte de la Península de Paria en el estado Sucre como se muestra en la figura 4.1.

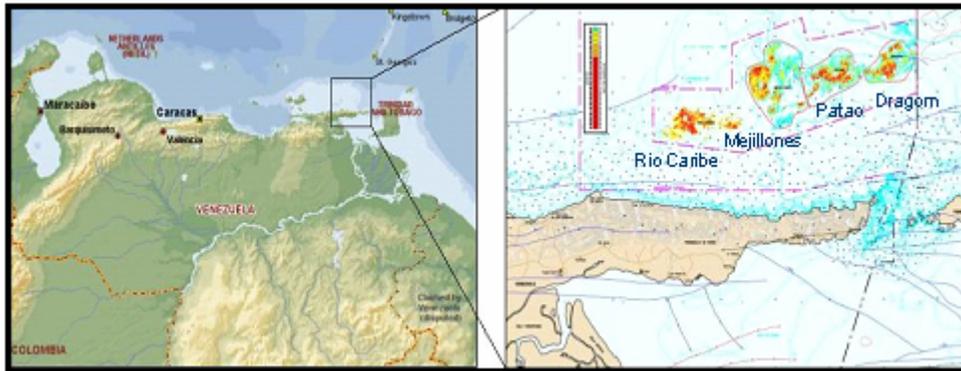


Figura 4.1 Ubicación de los campos del Proyecto Costa Afuera.

Fuente: documentos internos PDVSA 2008.

El campo Mejillones limita al este con el campo Patao y al oeste con el campo Río Caribe. En el año 1980 se realizaron perforaciones de pozo exploratorio, donde se descubre este campo. Con tres pozos exploratorios (MEJ-1, MEJ-2, MEJS-1), se define que los hidrocarburos a explotar son gas natural. En la figura 4.2 se muestra los pozos exploratorios y el polígono de explotación del Proyecto Mariscal Sucre

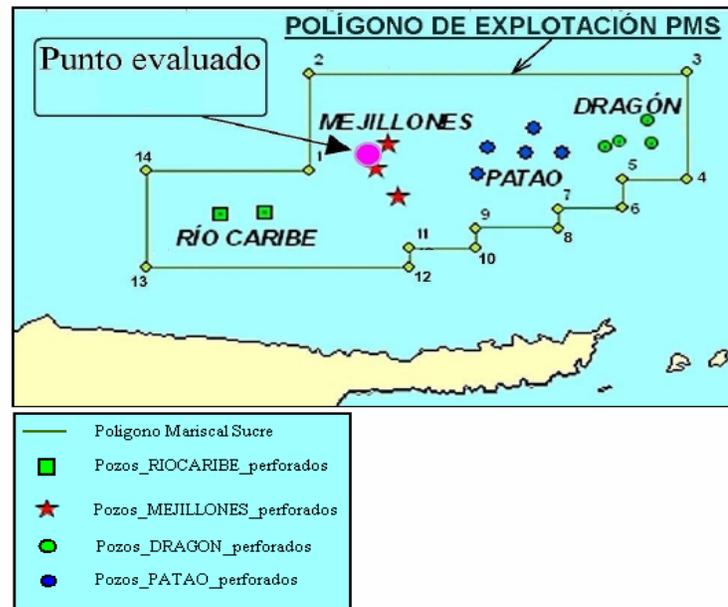


Figura 4.2 Polígono de explotación del Proyecto Mariscal Sucre.
Fuente: documentos internos PDVSA 2008.

Se prevé explotar el Campo de Mejillones para la segunda fase de producción del Proyecto Mariscal Sucre, esta fase cuenta con las siguientes determinaciones:

- Inicio de producción: año 2014.
- Se contempla la perforación de: 14 pozos en el Campo (todo esto en revisión).
- Producción de: 420 millones de pies cúbicos de gas diario para todo el campo como se muestra en el gráfico 4.1.
- Producción total estimada por el Proyecto Mariscal Sucre: 1200 millones de pies cúbicos de gas diarios (MMPCN/D).

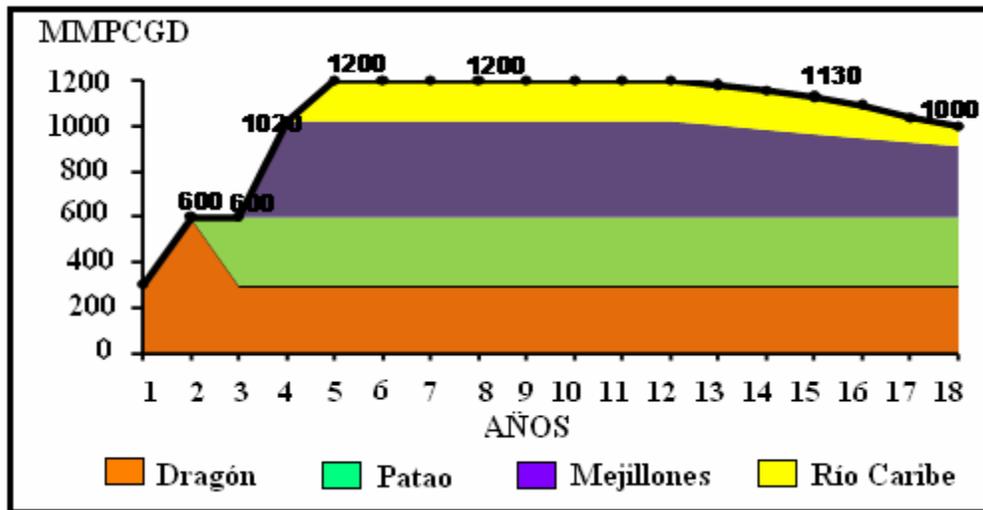


Gráfico 4.1 Perfil de producción.
Fuente: documentos internos PDVSA 2008.

4.3 Profundidad del campo

Las profundidades del campo fueron dadas a conocer con los pozos exploratorios. En las cartas náuticas y en la barimetría de los pozos se observa las profundidades y ubicación del Proyecto Mariscal Sucre (Figura 4.3). Según estos planos el Campo Mejillones posee profundidades entre los 82 metros y 99 metros como se puede observar en la figura 4.3 y 4.4.

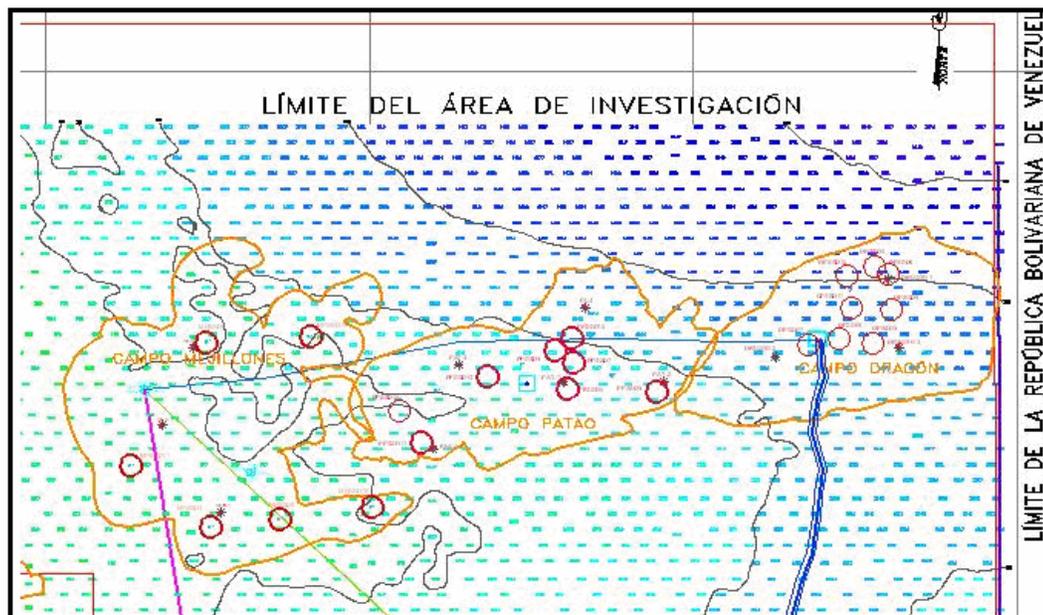


Figura 4.3 Profundidad de los campos.
Fuente: Mapa de relevamiento batimétrico PDVSA, 2008.

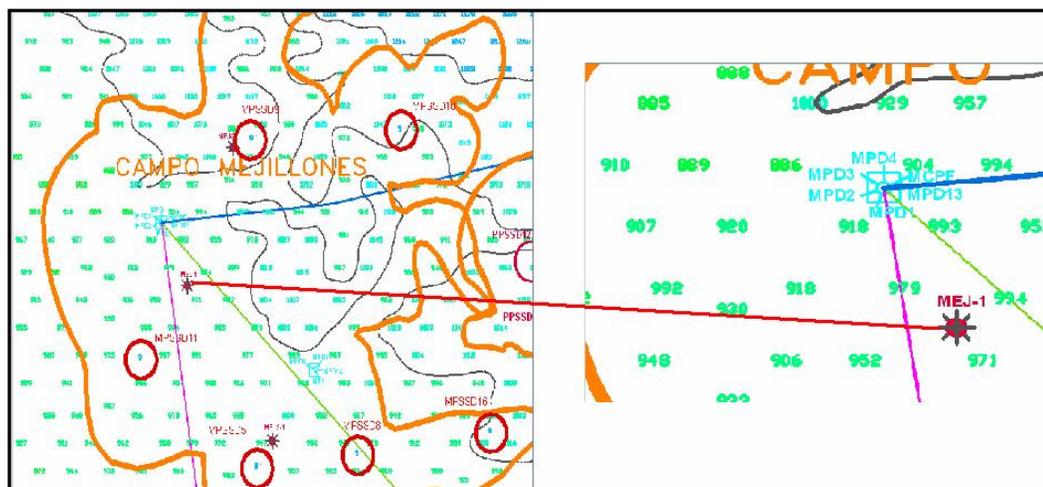


Figura 4.4 Zoom de las profundidades del campo Mejillones.
Fuente: Mapa de relevamiento batimétrico PDVSA, 2008.

4.4 Suelo del campo

Para poder realizar los cálculos preliminares es necesario disponer de parámetros geotécnicos de los suelos presentes en la localización de la plataforma. Hasta la fecha sólo se han realizado tres perforaciones en toda la zona de Proyecto Mariscal Sucre. Estas perforaciones fueron realizadas por Fugro en los años 1979, 1980 y 1981. Se optó por usar los resultados de los ensayos realizados a los suelos encontrados en la perforación B3 (Boring 3) de Norte de Paria realizada en 1980. Esta decisión obedece a los resultados preliminares de la interpretación de los datos geofísicos suministrados por PDVSA en el informe “PERFIL GEOFÍSICO EN PROFUNDIDAD DEL ÁREA PROPUESTA DE LOCALIZACIÓN DE LA PLATAFORMA DE SERVICIO DEL CAMPO DRAGÓN. (Revisión 0.0)”, se resalta que actualmente se está llevando a cabo un levantamiento geofísico de alta resolución con el fin de identificar riesgos geológicos del fondo marino y subsuelo somero en las áreas propuestas de localización de pozos, plataformas costa afuera y rutas de tuberías en el Proyecto Mariscal Sucre. Es importante resaltar que la información proveniente de la perforación B3 es la única disponible hasta la fecha en las zonas cercanas al campo Mejillones. La tabla 4.1 muestra la estratigrafía identificada en la perforación B3:

Tabla 4.1 Resumen de la estratigrafía identificada en Boring 3.

Estrato	Profundidad (m)	Espesor (m)	Descripción
I	0 – 7,6	7,6	ARCILLA muy blanda a blanda, color gris verdoso oscuro
II	7,6 -19,5	11,9	LIMO carbonático arcilloso en estado suelto, color verdoso oscuro, con fragmentos de conchas
III	19,5 - 28,8	9,3	ARENA carbonática arcillosa media densa, color gris claro, con Conchas
IV	28,8 - 36,8	8,0	LIMO arcilloso medio denso, color gris
V	36,8 – 124,9	88,1	ARCILLA rígida a muy rígida, color gris verdoso oscuro

Fuente: Fugro, 1980.

Posteriormente, PDVSA (2007) describe una línea modelo de reflectores sur-norte la cual pasa por el polígono de explotación del Proyecto Mariscal Sucre. Esta línea fue interpretada (en el documento Servicios de Recolección y Procesamiento de Datos para el Estudio Geotécnico del Proyecto Mariscal Sucre) hasta la zona de la plataforma y según los tiempos obtenidos en la interpretación de la sección sísmica, se obtuvieron los espesores mostrados en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Resumen de la estratigrafía y espesores de estratos según interpretación geofísica de PDVSA.

Estrato	Espesor (m)	Descripción
1	11,3 ± 0,2	ARCILLA muy blanda a blanda, color gris verdoso oscuro
		LIMO carbonático arcilloso en estado suelto, color verdoso oscuro, con fragmentos de conchas
2	11,2±0,4	ARENA carbonática arcillosa media densa, color gris claro, con Conchas
3	13,3 ± 0,4	LIMO arcilloso medio denso, color gris
4	88,1	ARCILLA rígida a muy rígida, color gris verdoso oscuro

Fuente: Fugro, 1980.

4.5 Zonificación sísmica

De conformidad con la Norma Sísmica Venezolana COVENIN 1756-1:2001 Edificaciones Sismorresistentes para propósitos ingenieriles, el área de estudio se encuentra ubicada en la zona sísmica 7, tal como se muestra en la figura 4.5 “Mapa de Zonificación Sísmica con fines de Ingeniería (1998)”.

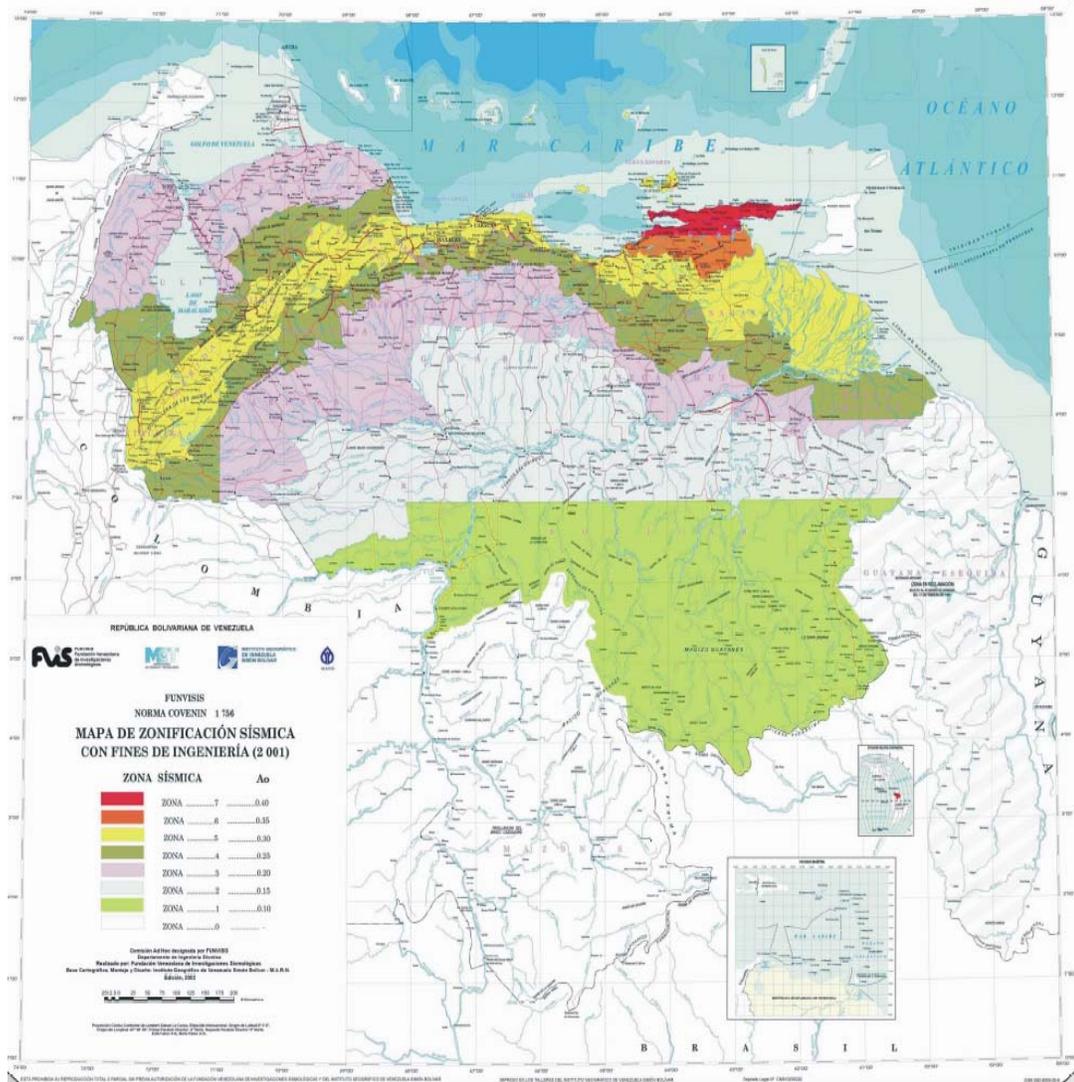


Figura 4.5 Mapa de Zonificación Sísmica con fines de Ingeniería.
Fuente: COVENIN 2001.

De acuerdo con esta Norma, la aceleración máxima horizontal del terreno expresada en función de la gravedad es de $A_0 = (\varphi) 0,40 g$, siendo “ φ ” un factor de corrección para el coeficiente de aceleración horizontal.

El área asociada al proyecto presenta un perfil típico de diseño S1 (tabla 4.3), el cual corresponde a suelos constituidos por estratos duros o densos y rocas blandas o meteorizadas. A este tipo de perfil se le asocia una velocidad promedio de las ondas de corte en el perfil geotécnico de $V_s > 400$ m/s. Además por ubicarse en una zona sísmica 7, el factor “ ϕ ” se considera igual a 1,00. Por lo tanto, se recomienda utilizar un valor de aceleración máxima del terreno de $A_0 = 0,40$ g.

Tabla 4.3 Forma espectral tipificada y factor ϕ .

MATERIAL	V _{sp} (m/s)	H (m)	FORMA ESPECTRAL	ϕ
Roca sana/ fracturada	> 700	Cualquiera	S1	0,85
Roca blanda o moderadamente meteorizada	>400	≤ 50	S1	0,90
		> 50	S2	0,95
Suelos muy duros o muy densos	>400	<30	S1	0,90
		30-50	S2	0,95
		> 50	S3	1,00
Suelos duros o densos	250-400	< 15	S1	0,90
		15-50	S2	0,95
		50-70	S3(b)	1,00
		> 70	S4	1,00
Suelos firmes / medio densos	170-250	≤ 50	S2 (c)	1,00
		> 50	S3(b)	1,00
Suelos blandos/ sueltos	<170	≤ 15	S2 (c)	1,00
		>15	S3 (b)	1,00
Estratos blandos intercalados con otros suelos más rígidos (a)	<170	< H1	S2	1,00
		> H1	S3	0,90

Fuente: COVENIN 2001.

- (a) El espesor de los estratos debe ser mayor que 0,1 H
- (b) Si $A_0 \leq 0,15$, úsese S4
- (c) Si $A_0 \leq 0,15$, úsese S3

Tomando en cuenta lo anterior y considerando el riesgo sísmico en el área de estudio, la aceleración máxima horizontal de diseño se define de la siguiente manera:

$$a = a^* [(-\ln(1-p1))]^{-1/\gamma} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

a : Aceleración horizontal máxima del terreno en cm/s^2

$p1$: Probabilidad anual de excedencia de los movimientos del terreno obtenidos de la tabla 4.4 de la norma PDVSA-JA-221

a^* , γ : Valores característicos del peligro sísmico en el sitio de interés obtenidos de los mapas de amenazas sísmicas figura 4.6 y 4.7 de la norma PDVSA-JA-221

Tabla 4.4. Escala de clasificación de riesgo y probabilidades anuales de excedencia de los movimientos del terreno.

GRADO DE RIESGO	CONDICIONES				$P_1 (10^{-3})$
	NÚMERO DE PERSONAS EXPUESTAS	PERDIDA ECONÓMICAS		IMPACTO AMBIENTAL	
		MATERIALES	LUCRO CESANTE		
A	Pocas (<10)	Limitado a la instalación	Despreciables	Poco o Nulo	≤ 2
B	Importante (11 a 100)	La instalación y alguna vecina	Significativo entre 1 y 50 MMUS\$	Recuperación ≤ 3 años	≤ 1
C	Elevado número de personas (100 a 500)	La instalación y numerosas vecina	Entre 50 y 250 MMUS\$	Recuperación 3 a 10 años	$\leq 0,5$
D	> 500 personas	De naturaleza catastrófica	> 250 MMUS\$	Irreversible	$\leq 0,1$

Fuente: PDVSA-JA-221, 1999.

Considerando la ubicación de la zona en los mapas de peligro sísmico, de acuerdo con la Norma PDVSA-JA-221, se tiene:

- De la figura 4.6 $a^* = 65 \text{ cm/s}^2$
- De la figura 4.7 $\gamma = 4,00$

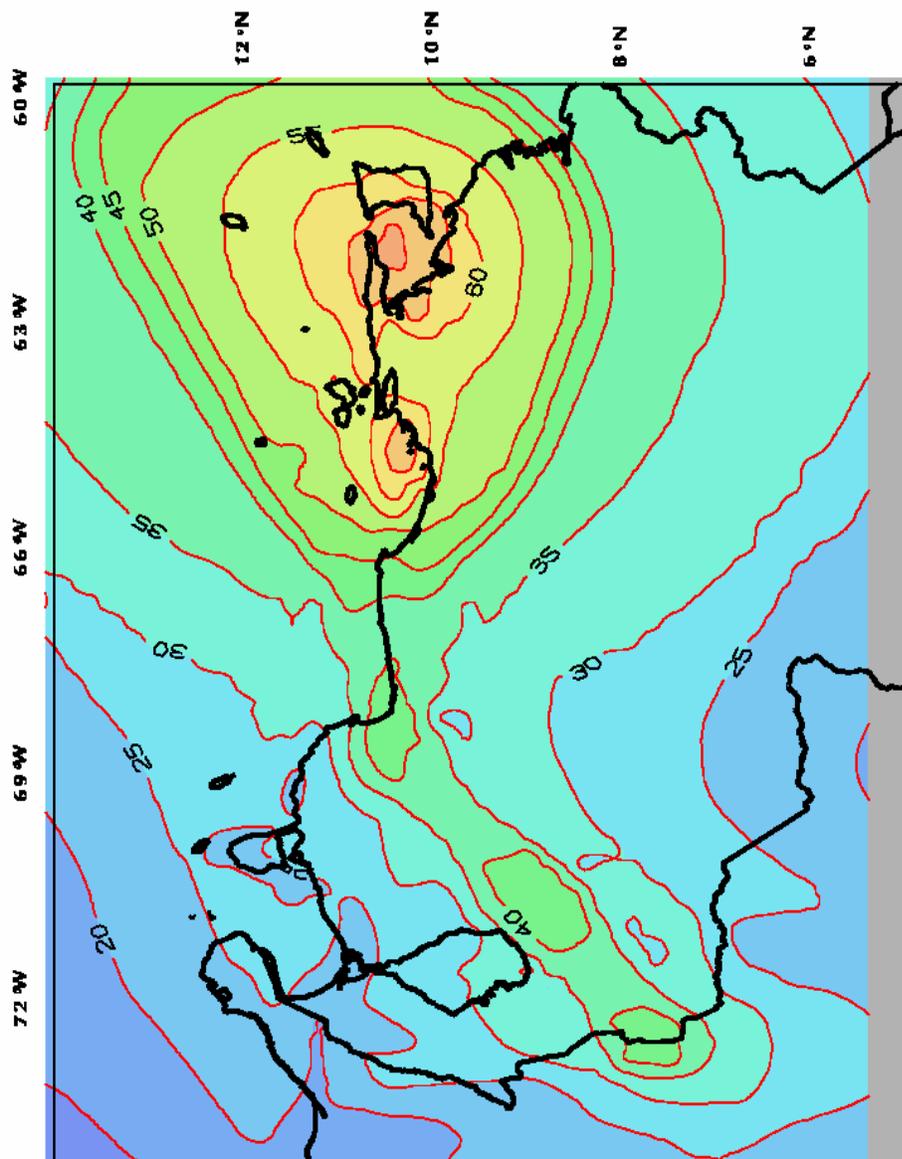


Figura 4.6 Mapa de amenazas sísmica, valores de a^*
Fuente: PDVSA-JA-221,1999.

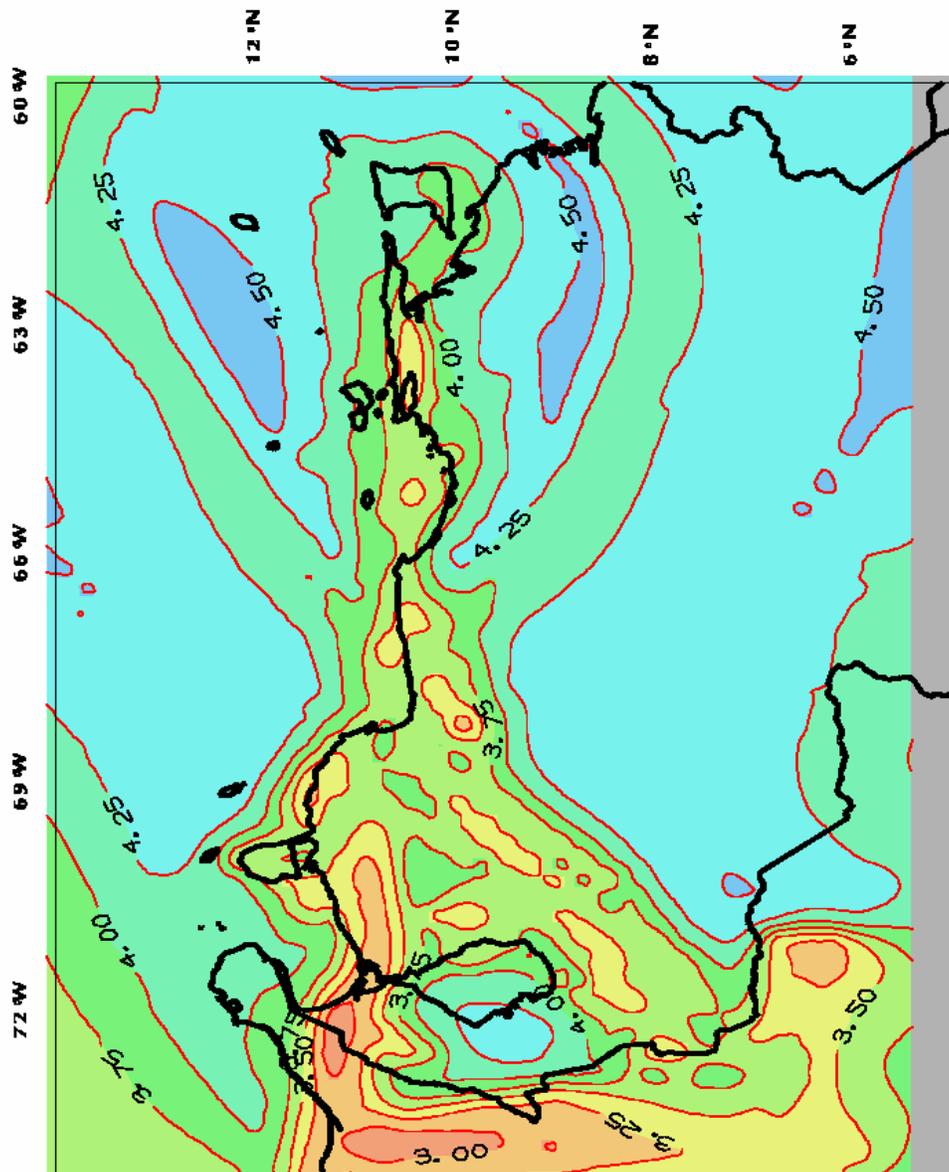


Figura 4.7 Mapa de amenaza sísmica, valores de γ .
Fuente: PDVSA-JA-221,1999.

Basándose en ello, en la tabla 4.5 se muestran los resultados de la aceleración máxima y la probabilidad anual de excedencia para diferentes grados de riesgo indicados en la norma calculados por Geohidra Consultores, C.A.

Tabla 4.5 Valores esperados de aceleración máxima del terreno

GRADO DE RIESGO	P1 (10 ⁻³)	A _o
A	≤ 2	0.31g
B	≤ 1	0.37g
C	≤ 0,5	0.44g
D	≤ 0,1	0.66g

Fuente: PDVSA-JA-221,1999.

Las especificaciones antes expuestas, establecen criterios de análisis y diseño para instalaciones ubicadas en zonas sísmicas pertenecientes a la industria petrolera, y es aconsejable utilizar estos valores de aceleración máxima como los mínimos en el diseño.

4.6 Datos oceanográficos y meteorológicos del campo mejillones

Se ha desarrollado un plan estratégico de muestreo que contempla la ejecución de una serie de mediciones oceanográficas y meteorológicas empleando una boya con capacidad para transmitir información en tiempo real.

Este hecho está enmarcado dentro de la estrategia que ha venido desarrollando PDVSA de potenciar las capacidades nacionales y la transferencia de tecnología. La data recolectada, y luego procesada, de los parámetros físicos durante el periodo de medición, será un insumo importante para diseño de las estructuras y tuberías, así como también para la planificación de las maniobras operacionales en general.

En tal sentido, las estaciones de medición han sido ubicadas y diseñadas de forma tal, que cumplan con los requerimientos de la ingeniería a ser desarrollada en las diferentes fases del proyecto. La tabla 4.6 muestra en conjunto la totalidad de las estaciones de medición, ubicadas dentro del Área del Proyecto Mariscal Sucre.

Tabla 4.6 Coordenadas de las estaciones de medición. Área Proyecto Mariscal Sucre.

Tipo	Nombre de Estación	Ubicación de Estación	Coordenadas (U.T.M) Datum WGS 84		Profundidad Estimada (m)
			Este	Norte	
Bases antirastra sumergidas	CDN1	Campo Dragón	629.804	1.225.919	135
	CPN2	Patao Norte	609.879	1.225.020	124
	CMS3	Mejillones Sur	589.643	1.195.990	104
	CPS4	Patao Sur	602.233	1.204.977	109
	CBD5	Boca De Dragón	629.421	1.200.514	116
	CGP7	Mejillones Norte	600.579	1.172.012	18
	CEM8	Ensenada De Mejillones	591.882	1.184.368	83
	CII9	Istmo De Abismo	618.845	1.189.103	80
Boya oceanográfica	BMN6	Al Oeste De Patao	586.064	1.222.613	98

Fuente: Documentos internos PDVSA, 2008.

4.6.1 Régimen de mareas

En todas las estaciones de medición, tanto las ubicadas al Norte como al Sur de la Península de Paria, las mareas son del tipo mixto (coeficientes F con valores entre: $0,25 < F < 3$), por lo que el régimen de mareas se caracteriza por presentar alternadamente ciclos de grandes y de pequeñas amplitudes, pudiendo inclusive oscilar de diurna a semi-diurna a lo largo del mes lunar.

En lo que a la amplitud de la marea se refiere, en todas las estaciones de medición, tanto las ubicadas al Norte como al Sur de la Península de Paria, las

mayores amplitudes de marea se corresponden con la fase vaciante de la marea, siendo muy similares las amplitudes de las distintas estaciones ubicadas al Norte de la Península de Paria, donde las máximas amplitudes registradas son de 0,80 m, mientras que para la estación CGP7 (Mejillones Norte) ubicada al Sur de la Península de Paria, la máxima amplitud medida fue de 1,72 metros.

En general, las amplitudes registradas en la estación CGP7 (Mejillones Norte), al sur de la Península de Paria, son mayores que las registradas en las estaciones ubicadas al Norte de la península.

En conclusión las mareas esperadas para el campo de mejillones mareas de tipo mixta con una amplitud menor a 1.72 metros.

4.6.2 Régimen de corrientes

Las características del régimen de corrientes es diferente para las estaciones ubicadas al norte de la Península de Paria, que para la estación ubicada al sur de dicha península y dentro del Golfo de Paria.

Para las estaciones situadas al norte de la Península de Paria, estación CEM8 (Ensenada de Mejillones) se puede concluir preliminarmente lo siguiente con respecto al régimen de corrientes:

- No presentan un campo de velocidades con direcciones de corrientes definidas sino con bastante dispersión, en parte por el hecho de que las velocidades son bastante reducidas.
- El perfil de velocidades es bastante uniforme, Las velocidades son en general del orden de 0,15 a 0,20 m/s (99% de todos los registros son

inferiores a 0,20 m/s) a lo largo de todo el perfil de velocidades con máximos de 0,25 m/s cerca de la superficie.

- Existe cierta relación entre la fase de la marea y la variación temporal de las velocidades, que es más evidente en la capa superior (a 68 m sobre el fondo) donde los mayores valores de velocidades registradas ocurren en momentos muy cercanos a la bajamar de la marea.

Para la estación situada al sur de la Península de Paria, estación CGP7 (Mejillones Norte) se puede concluir preliminarmente lo siguiente con respecto al régimen de corrientes:

- El régimen de corrientes está claramente asociado a las características del régimen de mareas, existiendo una clara relación entre la ocurrencia de máximos (pleamares), mínimos (bajamares), y nivel medio de la marea, con respecto a los momentos de ocurrencia de las velocidades máximas y mínimas tanto de vaciante como de llenante. Se tiene que los máximos valores de velocidad se presentan muy cerca del momento de ocurrencia de la media marea (nivel 0), y a su vez, los valores mínimos de la corriente se registran muy cerca del momento en que ocurren los valores máximos o mínimos de la marea.
- Las velocidades máximas de vaciante son en general mayores que las de llenante. En mareas vivas se tiene un promedio de máximos valores en fase de vaciante del orden de 1,20 m/s y en fase llenante del orden de 0,50 m/s y en mareas muertas se tiene un promedio de máximos valores en fase de vaciante del orden de 0,80 m/s y en fase llenante del orden de 0,25 m/s.
- La dirección en que se orienta el flujo para los instantes de vaciante como de llenante está bien definida, a diferencia de las estaciones ubicadas al norte de la Península de Paria, y es de 85° y 265° respectivamente.

- Se observa, sobre todo para los momentos en que la marea está llenando, inversiones en el sentido del flujo a lo largo de la columna de agua.

4.6.3 Oleaje. Análisis de los registros medidos

Los análisis de oleaje se realizó en estación ubicada en el área Carúpano, la tabla 4.7 muestra las coordenadas de dicha estación.

Tabla 4.7 Estación CMC1-área de Carúpano.

Estación	Norte	Este	Prof. (m)
CMC1	1.180.481	473.112	8

Fuente: Documentos internos PDVSA, 2008

El estudio del oleaje es de particular importancia debido a sus múltiples efectos entre los que se pueden mencionar:

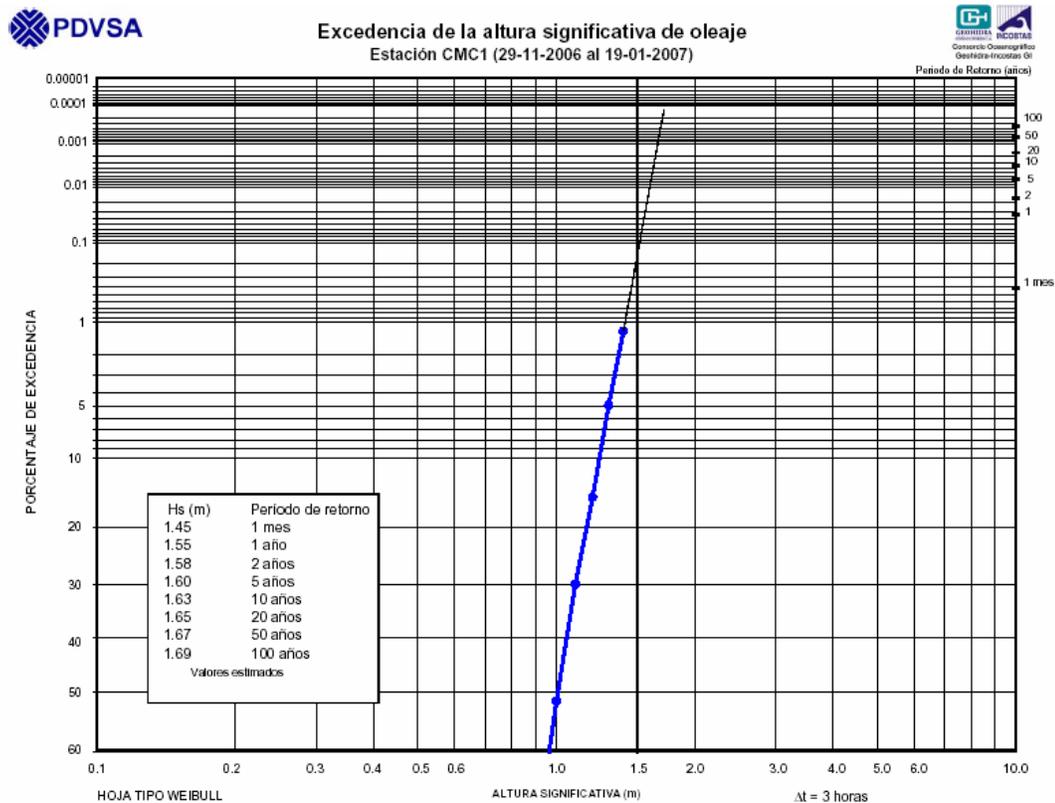
- Las fuerzas que ejercen sobre las estructuras, las corrientes y el transporte de sedimentos asociado, lo cual provoca cambios en la conformación y características de las áreas costeras (degradación o progradación de la franja costera).
- Los movimientos que provoca en barcos y otras estructuras flotantes.
- La destrucción de obras civiles ubicadas en zonas costeras que estén expuestas a su acción.

En cuanto a los datos de oleaje registrados por la estación meteorológica se presenta la siguiente información:

- a) La mayor parte de las alturas significativas (Hs) registradas tienen valores comprendidos entre los 0,9 m y 1,4 m donde se ubica el 72% de los registros, destacándose además que sólo el 1,3% de los registros presenta alturas significativas de oleaje superiores a 1,4 m, con un valor puntual

máximo de 1,5 m. En cuanto al período pico del oleaje, este se concentra básicamente entre los 8 s y 10 s donde se ubica el 55% de los datos. Sólo el 13 % de los datos muestra períodos superiores a los 10 s y menos del 2% de los registros es superior a 12 s.

- b) Del gráfico 4.2, excedencia de las alturas significativas del oleaje, se puede inferirse que el 52% del tiempo, la altura el oleaje es superior a 1,0 m, pero únicamente el 0,2% del tiempo excede a 1,5 m.



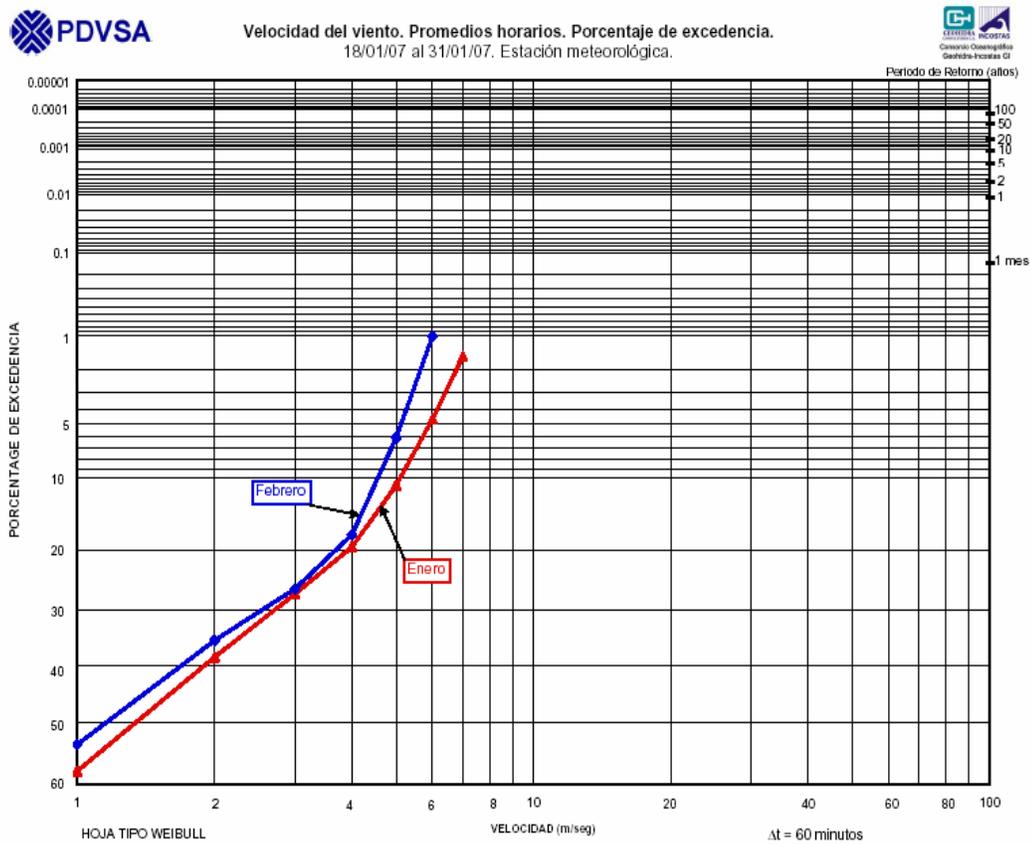
Gráfica 4.2 Excedencia de las alturas significativas del oleaje

Fuente: Documentos internos PDVSA, 2008.

4.6.4 Viento. Análisis preliminar de los registros

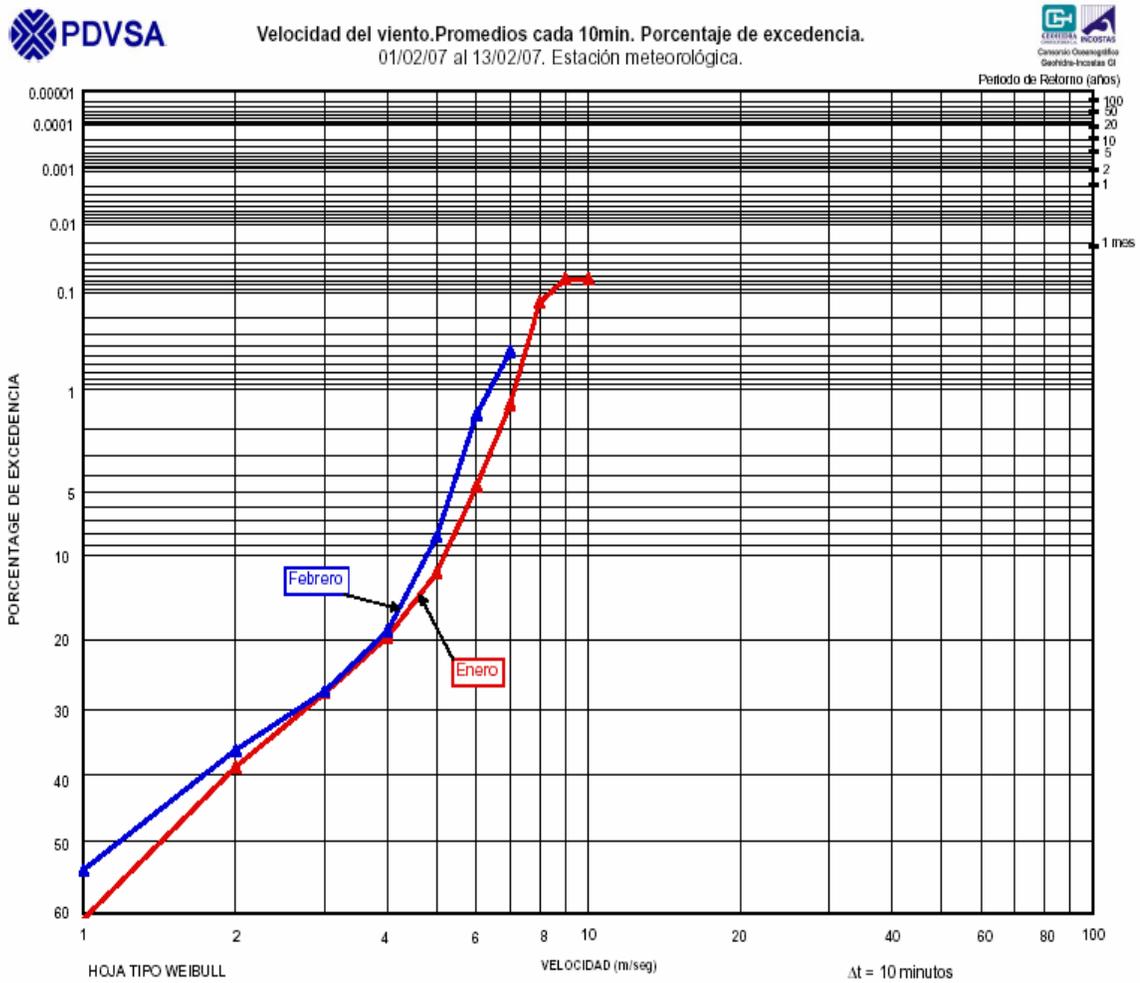
Existen tres fenómenos relacionados con el viento para las áreas en estudio, vientos alisios, tormentas locales y ciclones tropicales (Huracanes). En cuanto a los datos de vientos registrados por la estación meteorológica se presenta la siguiente información:

- a) Se puede afirmar que en los dos (2) meses de registros disponibles, las velocidades del viento son en un 60% menor a los 2 m/s y que alrededor de un 10% es mayor a los 5 m/s.
- b) Se presentan gráficos (4.3-4.4) de porcentajes de excedencia para cada mes de registro y tanto para las velocidades promediadas cada 10min como para el promedio horario. A partir de los promedios horarios puede afirmarse que velocidades de 4m/s pueden ser excedidas el 20% del tiempo y que velocidades de 6 m/s pueden ser excedidas como máximo el 4% del tiempo. Si se analizan los datos de velocidades promediados cada 10 minutos se observa que velocidades de 7 m/s y de 10 m/s pueden ser excedidas el 1,5% y 0,07% del tiempo respectivamente.



Gráfica 4.3 Porcentaje de excedencia de las velocidades del viento del 18/01/07 al 31/01/07.

Fuente: Documentos internos PDVSA, 2008.



Gráfica 4.4 Porcentaje de excedencia de las velocidades del viento del 01/02/07 al 13/02/07.

Fuente: Documentos internos PDVSA, 2008.

CAPITULO V

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

5.1 Selección de las plataformas que más se ajustan a las características del campo

5.1.1 Características del campo

Las características del campo se encuentran resumidas en la tabla 5.1, esta información proviene de los estudios realizados en el capítulo anterior.

Tabla 5.1 Condiciones del campo Mejillones

Profundidad (M)	Nº de P.P.	Nº de P.S.	Tipo de suelo	Zona sísmica	Producción del Campo (MMPCG/D)	Diseño de oleaje (M)	V. del viento (m/s)
82-99	8	6	Blando en la superficie y rígido en lo profundo	7	420	>1,5	10

Fuente: Documentos internos PDVSA. 2007

Leyenda:

P.P.: Pozos de plataforma

P.S.: Pozos submarinos

V.: Velocidad

5.1.2 Tipos de Plataformas

Las plataformas que van hacer objeto de estudio en este capítulo se muestran la figura 5.1 y son las siguientes:

- Estructura fija. (Fixed platform).
- Torres Convencionales. (Compliant tower).
- Plataformas de patas tensionadas (TLPs). (Tension leg platform).
- Mástil. (Spar platform).
- Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO).

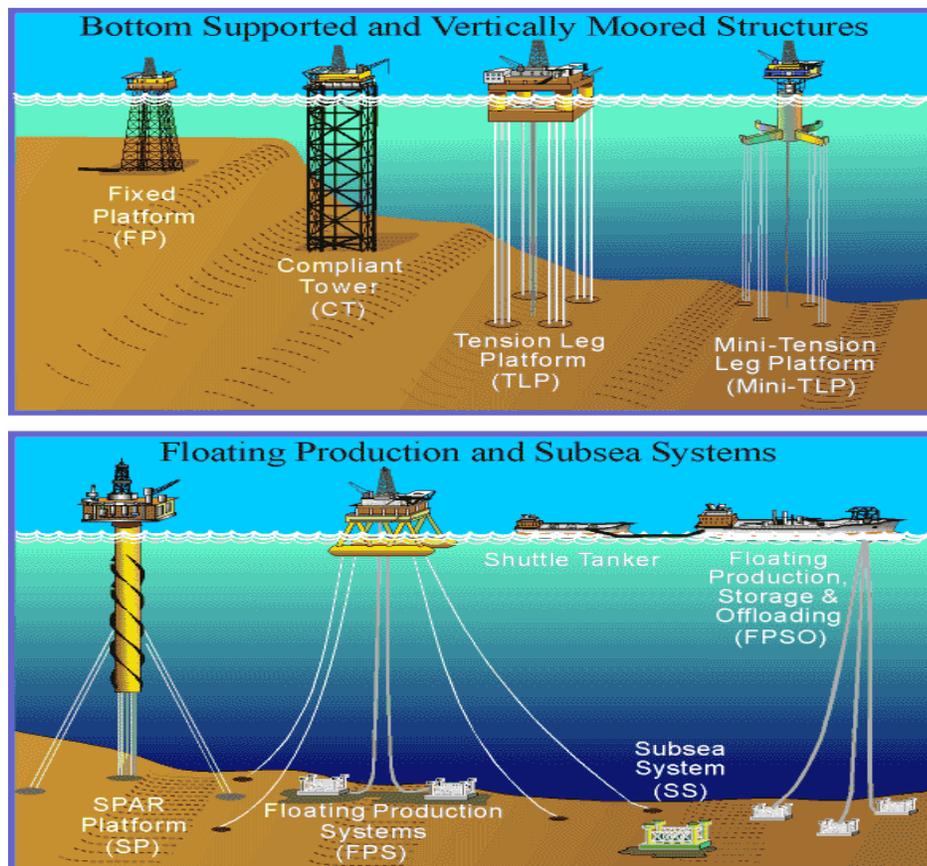


Figura 5.1 Sistemas de desarrollo de aguas profundas.
Fuente: deepwater environmental assesment gulf of mexico ocs, 2007.

5.1.3 Selección

El proceso de selección se realizó por niveles. El primer nivel consistió en comparar las características obtenidas del campo mejillones con gráficos estadísticos obtenidos en “deepwater solutions & records for concept selection”.

5.1.3.1 Nivel 1

- (a) **Gráfico de profundidad de agua:** la profundidad del agua es uno de los elementos que más influye en la selección de una plataforma, por lo que es el punto de partida para dicha selección. El gráfico 5.1 contiene los rangos de comparación en aguas profundas. Las profundidades de agua (0 a 10.000 pies) son comparadas con distintas plataformas para determinar a que profundidades las plataformas son más adecuadas.

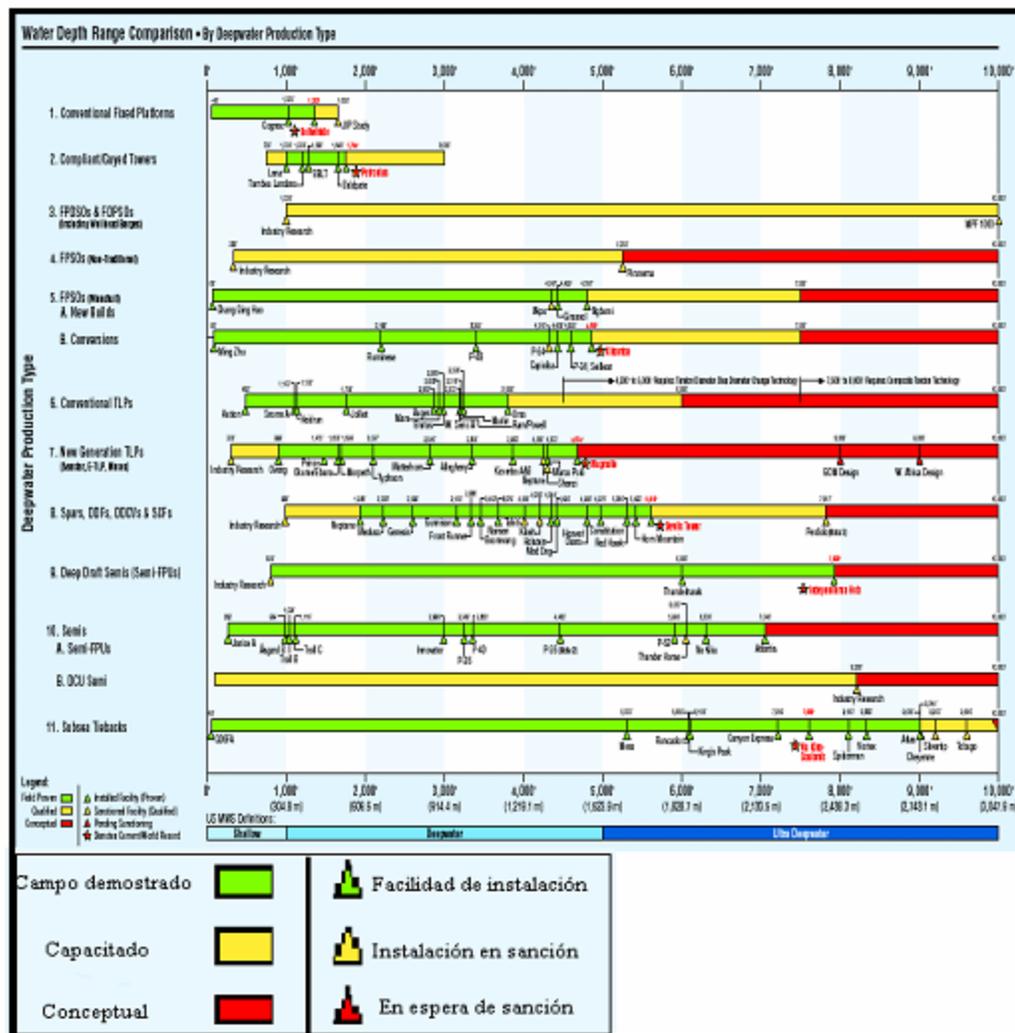


Gráfico 5.1 Rangos de comparación para las profundidades de agua
Fuente: Wilhoit, L., Supan C. y Albaugh K. 2007.

Los datos del gráfico anterior se encuentran en pies por lo que se llevaron a metros (1pie → 0.3048M) para establecer una comparación con los datos del campo y se tomo como medida principal las profundidades de los “campos demostrados” para la elaboración de la siguiente tabla.

Tabla 5.2 Profundidades de los campos demostrados.

Tipo de plataforma	Mínima profundidad (pie)	Máxima profundidad (pie)	Mínima profundidad (M)	Máxima profundidad (M)
Estructura fija	40	1353	12,192	412,3944
Torres	1000	1754	304,8	534,62
TLPs	482	3800	146,91	1158,24
Spars	1930	5610	588,264	1709,93
FPSO	66	4798	22,12	1462,43

Fuente: Elaboración propia.

En el campo Mejillones se cuenta con una profundidad entre 82 y 99 M comparando estos datos con la tabla anterior nos lleva a crear la tabla 5.3 con aquellas plataformas adecuadas para dicha característica.

Tabla 5.3 Plataformas que aplican a las profundidades entre 82 y 99 m.

Tipo de plataforma	Adecuadas (SI-NO)
Estructura fija	SI
Torres	NO
TLPs	NO
Spars	NO
FPSO	SI

Fuente: Elaboración propia

Se puede concluir de la tabla anterior que las plataformas mas capacitadas para dichas profundidades son las estructuras fijas y los FPSO

- (b) **Gráfico de capacidad de pozos:** el gráfico 5.2 posee las capacidades de pozo. En el se compara el número de pozos a los cuales es recomendable la utilización de alguna plataforma. A continuación se muestra el gráfico.

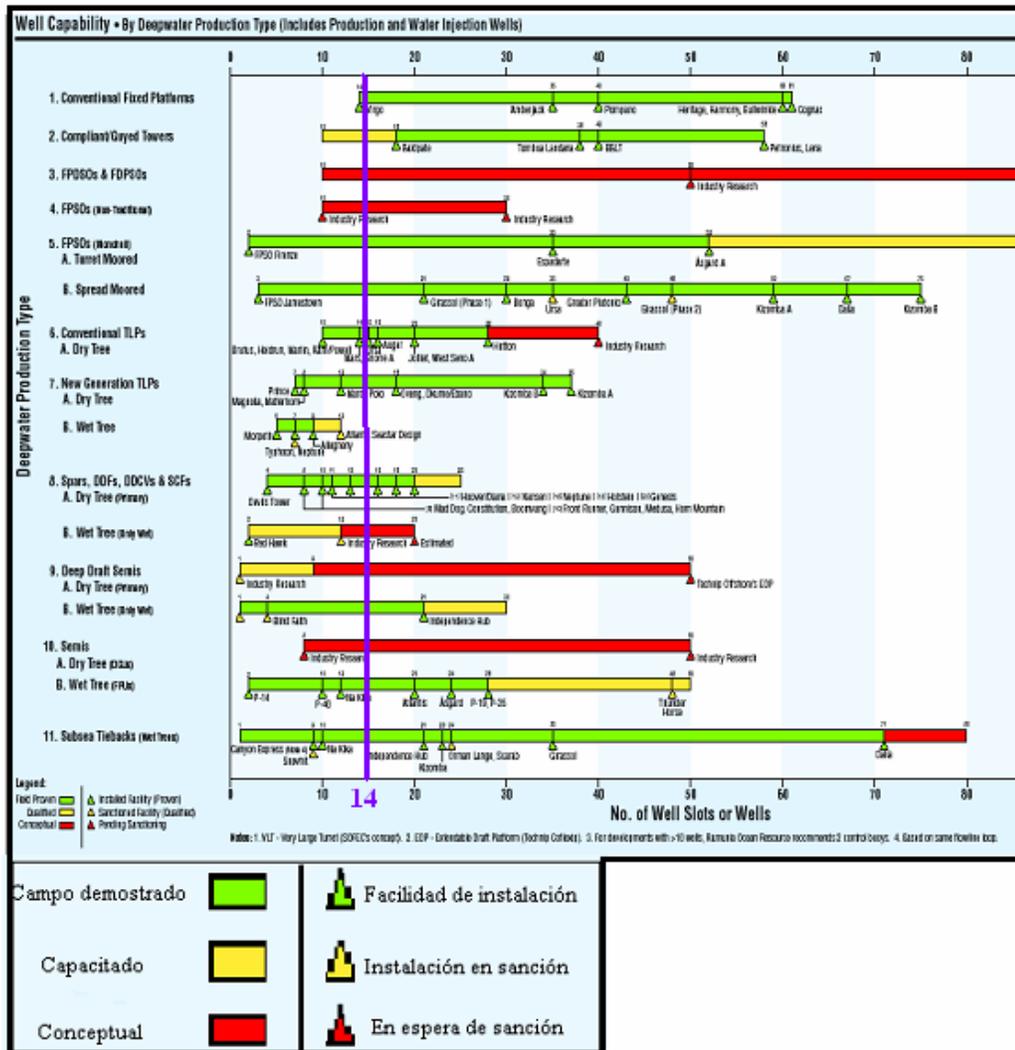


Gráfico 5.2 Capacidad de Pozos.
Fuente: Wilhoit, L., Supan C. y Albaugh K. 2007.

La tabla 5.4 fue elaborada con los datos obtenidos en el gráfico anterior. En dicha tabla se inicia el número de pozos que son factibles para la instalación de plataformas.

Tabla 5.4 Número de pozos factibles para las distintas plataformas.

Tipo de plataforma	N° de pozos factibles.
Estructura fija	14—61
Torres	18—58
TLPs	10—28
Spars	4—20
FPSO	2—75

Fuente: Elaboración propia

En el campo se cuenta con una totalidad de 14 pozos dichos pozos comparados con los resultados obtenidos en la tabla anterior arrojan la tabla de decisión 5.5.

Tabla 5.5 Pozos admisibles.

Tipo de plataforma	Admisible (SI-NO)
Estructura fija	SI
Torres	NO
TLPs	SI
Spars	SI
FPSO	SI

Fuente: Elaboración propia

Se puede concluir de la tabla anterior que las torres son las únicas plataformas que no son factibles para trabajar con 14 pozos.

Conclusiones del nivel 1

Según los gráficos del primer nivel es viable usar las estructuras fijas y los FPSO para las profundidades del campo y para trabajar con la cantidad de pozos que posee, pero se tiene que son 8 pozos de cabezales de plataforma para los cuales no

son recomendables tener en un FPSO debido a los movimientos verticales (la tabla 2.1 indica que los FPSOs no están capacitados para el uso de pozos superficiales de plataformas). Por lo que en los siguientes niveles se procede a evaluar las estructuras fijas de acero y concreto para decidir si es una buena selección.

5.1.3.2 Nivel 2

Para reforzar la selección en este segundo nivel son evaluadas dos características importantes en las estructuras fijas, el tipo de suelo y la zona sísmica, de manera cualitativa.

- a **Tipos de suelo:** el tipo de suelo del campo Mejillones esta caracterizado por ser blando en la superficie y rígido en las profundidades. Cuando se esta en presencia de un tipo de suelo como este es recomendable el uso de pilotes, lo que no es problema para las estructuras fijas. Las plataformas fijas de acero usan pilotes de grandes dimensiones para brindarle estabilidad a la estructura. Por otra parte las plataformas fijas de concreto pueden utilizar unas tablas estancadas que cumple las función de pilotes, las tablas estancadas no siempre se utilizan en este tipo de estructuras, ya que su propio peso le brinda estabilidad, pero cuando se esta en presencia de este tipo de suelo se les puede adaptar dichas tablas para una mejor firmeza.
- b **Zona sísmica:** el estado Sucre cuenta con la mayor escala sísmica de Venezuela, justo debajo de sus suelos pasa una falla causante de temblores y terremotos lo que determina que nuestra estructura debe ser resistente a estos eventos de la naturaleza.

El diseño de la plataforma debe contar con ingeniería capacitada para hacer frente a esta condición. El acero a pequeñas longitudes se torna rígido y si las fuerzas

que actúan en él son muy potentes pueden llegar a fracturarlo, pero a medianas y grandes longitudes este material adquiere flexibilidad lo que le permite salir victorioso a grandes fuerzas. Por su parte el concreto es muy resistente a los impactos mientras mayor sea su volumen mejores resultados tendrá al enfrentarse a dichas fuerzas.

5.1.3.3 Nivel 3

En este nivel se analizan las últimas características de la tabla 5.1, producción del campo, diseño del oleaje y velocidad del viento. Estas características no son muy relevantes al momento de elegir una plataforma ya que dependiendo de las condiciones del campo se toman las medidas necesarias en el diseño, es decir si se tiene una velocidad de viento máxima de 15 m/s la estructura se diseña de manera tal que resista una velocidad de viento mayor a 15 m/s. Pero existe una data de plataformas ya construidas, que fue diseñada en parte, basándose en los elementos mencionados. La información se encuentre “2001 worldwide survey of minimal offshore fixed platforms & Decks for marginal fields”, la misma es algo compleja por lo que se simplifico y se llevo al español para su mejor manejo. Offshore magazine solo tomó en cuenta las estructuras fijas, más específicamente, plataformas de acero y de concreto. Con esa información se elaboraron 2 tablas, la tabla 5.6 de las características de las plataformas de aceros y la tabla 5.7 de las características de las plataformas de concreto. Las plataformas que son mencionadas en dichas tablas se encuentran representadas en las figuras 5.2 a la 5.6.

Tabla 5.6 Características de las plataformas de acero.

N° de imagen en publicación.	Compañía	Profundidad de agua		Características de la plataforma			Facilidades de diseño
		Nombre de Diseño	Mínima prof. de agua	Máxima prof. de agua	Número de pozos	Diseño	
	Criterios Ambientales						
	Máx. Diseño de oleaje					Velocidad del viento	
M	M	M	MPH	MMPCG/D			
4	VESLA	54,9	97,5	8	25,9	NORSOK	-
22	SEAHORSE	12,2	106,7	6	API	API	40
23	SEAHARVESTER	15,2	198,1	12	API	API	150
42	WELL-PLAT	3	91,4	6	API	API	10
43	WELL-PRO	3	91,4	6	API	API	50
44	PRO-PLAT	3	91,4	9	API	API	65
45	COMBO-PLAT	3	91,4	6	API	API	100
106	SEAHERVESTER	15,2	91,4	12	API	API	150

Fuente: Albaugh K y Nutter T. 2001.

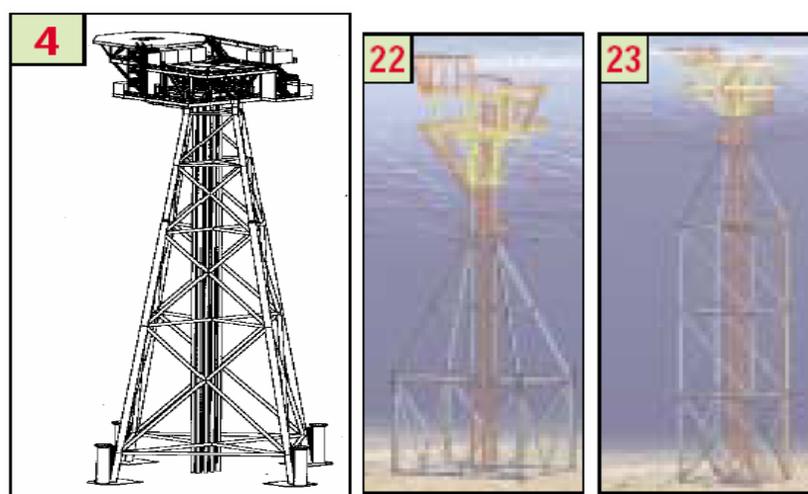


Figura 5.2 Plataformas de acero publicadas con los n° 4, 22, 23

Fuente Albaugh K y Nutter T. 2001.

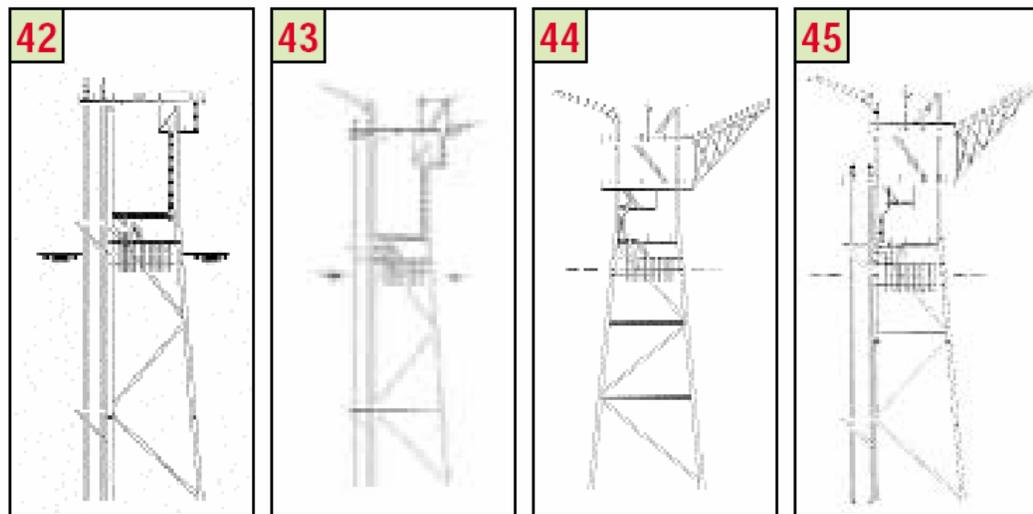


Figura 5.3 Plataformas de acero publicadas con los n° 42, 43, 44, 45.
Fuente: Albaugh K y Nutter T. 2001.



Figura 5.4 Plataformas de acero publicadas con el n° 106.
Fuente: Albaugh K y Nutter T. 2001.

Tabla 5.7 Características de las plataformas de concreto.

N° de imagen en publicación.	Compañía	Profundidad de agua		Características de la plataforma			Facilidades de diseño
	Nombre de Diseño	Mínima prof. de agua	Máxima prof. de agua	Numero de pozos	Diseño		Máx. producción de gas
					Criterios Ambientales		
					Máx. Diseño de oleaje	Velocidad del viento	
M	M		M	MPH	MMPCG/D		
12	DrillACE GBP	45,7	109,7	15	API	API	600
13	MiniACE GBP	15,2	48,8	6	API	API	250
14	ACE GBP	30,5	100,6	20	API	API	800
79	SEA NOVA	6,1	122	12	24,3	100	350
80	SEA NOVA Suction	6,1	122	12	24,3	100	350

Fuente Albaugh K y Nutter T. 2001



Figura 5.5 Plataformas de concreto publicadas con los n° 12,13,14

Fuente: Albaugh K y Nutter T. 2001.

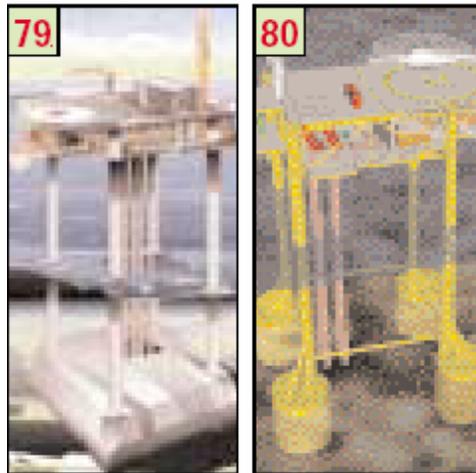


Figura 5.6 Plataformas de concreto publicadas con los n° 79,80.

Fuente: Albaugh K y Nutter T. 2001.

Para establecer la comparación y el análisis es necesario llevar la millas por horas (MPH) a metros por segundo (m/s) ($1\text{MPH} = 0.44704 \text{ m/s}$ - $100\text{MPH} = 44.704 \text{ m/s}$).

El diseño de oleaje y la velocidad del viento como se puede observar en los cuadros anteriores se rige por normas establecidas, sin embargo aquellas plataformas que tienen medidas asignadas ninguna de ellas sobrepasa los valores de oleaje y viento que se tienen en el campo Mejillones. En cuanto a la producción de gas se tienen que ninguna de las plataformas de acero llega a cumplir con los requerimientos que posee el campo y que solo dos de las de concreto cumplen con esta medida, pero como el caso anterior todo se puede modificar y adaptar en el diseño.

5.1.3.4 Conclusión de los tres niveles

Se puede decir que el uso de una plataforma fija en el campo de mejillones sería una buena opción, ya que cumple con los requerimientos fundamentales (profundidad, número de pozos, suelo, sísmica y producción) sin embargo para tomar

una decisión de cual es la más factible es necesario realizar el estudio técnico y el económico de estas estructuras.

5.2 Estudio técnico

5.2.1 Plataformas de acero

5.2.1.1 Ingeniería conceptual

A continuación se muestra el gráfico 5.3 que es el diagrama de bloque correspondiente a las diferentes etapas que conforman la ingeniería conceptual de una plataforma fija de acero.



Gráfico 5.3 Diagrama de bloque de un plataforma de acero
Fuente: Elaboración Propia.

- **Construcción**

- **Jacket:** la construcción y el armado de jackets llevan a cabo actividades de recepción y almacenaje de materiales, fabricación, ensamblaje y transferencia de jackets a gabarras. Estas subestructuras deben ser diseñadas en acero con fundaciones en el fondo del mar.

El proceso contempla la fabricación de estructuras metálicas a partir de planchas de acero, dobladas en forma tubular por los mismos fabricantes, con espesores variables que dependen de las dimensiones del jacket (como referencia, hasta 2 ½ pulgadas de espesor).

- **Pilotes:** la fabricación de pilotes tubulares de acero para la fijación de los jackets al fondo marino es también a partir del doblaje de planchas. Las dimensiones de los pilotes (longitud, diámetro y espesor de plancha) dependerán de las dimensiones del jacket, de su configuración (número de patas) y de la profundidad del agua en la cual se coloque el jacket.
- **Transporte:** luego de fabricados, los jackets deberán ser transferidos del patio de fabricación a la gabarra de transporte para ser llevados al sitio de instalación costa afuera. Esta transferencia se realiza mediante grúas, rieles de deslizamiento o trailers multi ruedas, dependiendo de las dimensiones del jacket (largo, ancho y peso), del proceso de fabricación (horizontal o vertical) y de las características del patio de fabricación y el muelle de embarque.

El proceso comienza, en el muelle de los fabricantes, con la recepción en las gabarras de transporte de los jackets armados, así como de los pilotes que se utilizarán para la fijación de los jackets al fondo marino.

Toda estructura o material a transportar al sitio se debe amarrar o fijar temporalmente a la gabarra.

- **Instalación**

- **Izado o lanzamiento del jacket:** existen dos procedimientos comunes para colocar el jacket en el fondo marino. El primero de ellos consiste en levantar el jacket con una grúa flotante y colocarlo y mantenerlo en sitio mientras se fija mediante pilotes; este procedimiento requiere que el peso del jacket sea igual o menor a la capacidad de la grúa seleccionada para la operación.

Cuando debido al elevado peso del jacket resulta muy costoso o imposible conseguir una grúa con suficiente capacidad, el segundo método a utilizar es el de lanzar el jacket al agua y luego mediante inundación controlada de sus miembros principales se coloca en el sitio para fijarlo. Para lanzar el jacket se requiere una gabarra específica que contenga rieles y una popa articulada que permite hacer deslizar el jacket de forma segura al agua; esta forma de lanzamiento es llamada longitudinal y es la más común entre las configuraciones de lanzamiento.

El peso de un jacket lanzado es más pesado que un jacket izado debido a los accesorios de instalación necesarios para el lanzamiento (columnas falsas, rieles y refuerzos para soportar la operación).

- **Nivelación:** la nivelación del jacket se logra mediante inundación controlada y asistencia de la grúa de izado (si la hay) o la grúa martillo. El fondo del jacket generalmente contiene placas de soporte temporal que le permiten soportar su peso en el fondo mientras dura la operación de pilotaje.
- **Hincado de pilotes:** consiste en la colocación e hincado de los pilotes bien sea a través de las columnas del jacket (concepto de pilotes principales) o a través de guías de fondo (pilotes falda). La duración de esta operación depende del número y tamaño de pilotes, penetración de diseño y capacidad del martillo. Para grandes penetraciones se requiere soldar varias secciones de pilotes hasta alcanzar la longitud total.
- **Fijación de los pilotes al jacket:** para el caso de pilotes principales el procedimiento más común es de fijar los pilotes al tope de la columna. A esta junta se le llama junta “corona” por la forma ondulada de cordón de soldadura que permite mayor longitud de fijación. Otro método es aquel de cementar el espacio anular que resulta entre el pilote y la columna dentro de la cual se encuentra. Este método es el que se utiliza para pilotes falda. Requiere de facilidades de preparación de cemento, bombas y mangueras que inyectan el cemento a la junta. Este procedimiento es delicado por cuanto se debe asegurar tanto la calidad del cemento o mortero y el llenado íntegro de cemento en todo el volumen de la junta.
- **Integración:** el último paso será integrar el jacket con el topsides o los módulos y luego fijar todo mediante soldaduras.

5.2.1.2 Equipos

- **Equipos para la fabricación de jackets**
 - Grúas de diversas capacidades, en función de las dimensiones de los jackets.
 - Dobladoras.
 - Equipos de soldadura para fabricación de jackets y pilotes.
 - Equipos de control numérico (CNC).
- **Equipos para transporte, instalación e integración:** los equipos especializados que se requieren para las operaciones de transporte, instalación e integración marina en mar abierto, específicamente para el caso de este proyecto, incluyen:
 - Gabarras de tipo oceánico capaces de transportar y lanzar jackets de hasta 6.000 T.
 - Gabarras grúa con capacidades de hasta 2000 T, para el izamiento y colocación de jackets y módulos de topsides.
 - Gabarras de soporte para martillos de hincado de pilotes de hasta 72” de diámetro y 200 m de longitud en profundidades de agua de hasta 140 m, y una capacidad combinada de transporte para movilizar unas 35.000 t desde los patios de fabricación hasta los sitios de instalación a distancias de hasta 350 Km. de la costa.

5.2.1.3 Materia Prima

Los elementos de acero estructural relevantes de un jacket son:

- **Elementos estructurales principales:** Estos consisten de columnas, marcos horizontales y diagonales. Todos estos elementos son tubulares de secciones entre 80” y 16” de acuerdo al tamaño del jacket y el tipo de elemento en sí. Estos elementos del jacket se fabrica con acero de resistencia media (36 KSI).
- **Pilotes:** Estos son instalados a través de las columnas, fijados al jacket en el marco del fondo. Los diámetros de los pilotes para jackets en profundidades desde 90 m a 140 m oscilan entre 48” a 76”. El espesor es generalmente variable, pudiendo ser mayor de 1” a 3” a nivel del fondo marino. Los pilotes se fabrica con acero de resistencia media (36 KSI < Resistencia del acero < 50 KSI).
- **Juntas tubulares:** Generalmente maquinadas en taller a control numérico. Estas juntas generalmente se fabrican con acero de alta resistencia (50 KSI).
- **Elementos de soporte temporal del jacket utilizados durante el transporte y la instalación:** Estos elementos incluyen planchas de fondo, rieles de lanzamiento, ganchos de amarre de eslingas, amarre al piso de la gabarra, etc.
- **Atracaderos, ánodos y sus soportes.**
- **Guías de bajantes, tubos “J” y líneas pre-instaladas para conectar o halar tuberías hacia la plataforma.**
- **Elementos de fijación temporal a la gabarra de transporte.**

En la tabla 5.8 se muestran una relación de materiales para un jacket de 140m, para el campo se necesita un jacket de 100m aproximadamente, pero la información se puede tomar como base para estimar las posibles toneladas a utilizar.

Tabla 5.8 Peso de materiales del jacket altura 140m.

Material	Peso(t)
Jacket	11.590
Pilotes	6.033
Ánodos	637
Accesorios de instalación	1.159

Fuente: Consultores BC & A.2008

5.2.1.4 Evaluación técnica

Con la finalidad de determinar la factibilidad técnica de las plataformas, como base para la elaboración de una propuesta, se presenta un procedimiento de apreciación a través del método de evaluación ponderada, En dicho método se evalúan 4 criterios importantes:

- Materia prima.
- Facilidades de construcción.
- Maquinaria y equipos.
- Mano de obra.

A dichos criterios se les asigno un peso relativo (la totalidad de los peso es igual a 100%), que refleja su importancia en el toma de decisión como lo muestra la siguiente tabla.

Tabla 5.9 Pesos relativos de los criterios de evaluación.

Criterios	Pesos relativos (%)
Materia Prima	30
Mano de obra	30
Facilidades de construcción	20
Maquinarias y equipos	20

Fuente: Elaboración Propia.

Cada criterio tiene una escala de evaluación de 0-10, que se maneja como lo muestra la tabla 5.10:

Tabla 5.10 Asignación de puntos de los criterios de evaluación.

Puntuación	Asignación
0-2	No cumple con los requerimientos.
3 – 5	Cumple los requerimientos al mínimo.
6 – 8	Cumple gran parte de lo requerimientos.
9 – 10	Cumple con los requerimientos exigidos.

Fuente: Elaboración Propia.

5.2.1.4.1 Materia prima

La materia tiene un valor porcentual de 30% debido a que ella se considera uno de los principales elementos para la construcción de las plataformas y uno de los más importantes. En la tabla 5.11 se hace comentarios de las facilidades de obtención de la materia prima para la plataforma de acero. En la tabla 5.12 se procede a cuantificar las capacidades nacionales de proveer la materia prima requerida.

Tabla 5.11 Materia prima para una plataforma de acero.

Segmento	Comentario de Especificación	Insumo
Aceros de resistencia media (36 KSI)	Fabricación y suministro de planchas de acero de espesores entre 12 mm y 25 mm	Hay suficiente oferta nacional
	Fabricación y suministro de perfiles menores a 18" y planchas de acero de espesores entre 6 mm y 12 mm	Los insumos principales son: Mineral de hierro, pellas, palanquillas.
Aceros de alta resistencia (50KSI)	Fabricación y suministro para juntas y nodos	No hay oferta nacional de la resistencia requeridas para la fabricación de los elementos estructurales. Estos elementos son de origen foráneo.

Fuente: Consultores BC & A.2008

Tabla 5.12 Puntuación de materia prima para una plataforma de acero.

Materia prima	Puntuación asignada	Puntuación obtenida
Aceros de 36 KSI	5	5
Acero de 50KSI	5	1,5
Total	10	6,5

Fuente: Elaboración Propia.

5.2.1.4.2 Mano de Obra

La mano de obra tiene un valor porcentual de 30%. En la tabla 5.13 se evalúa la capacidad en el país en cuanto a mano de obra, y en la tabla 5.14 se le da una puntuación a estas capacidades.

Tabla 5.13 Mano de obra para una plataforma de acero.

Segmento	Personal
Fabricación de Jackets	No hay suficiente personal nacional con las pericias técnicas y experiencia requeridas (pericias claves). El personal nacional cuenta con una extensa experiencia en soldadura y armado de estructuras metálicas, la cual es aplicable a la fabricación de Jackets, sin embargo la experiencia en gerencia de construcción y especificaciones para jackets costa afuera es baja y limitada a alturas menores a 30 m. Se estima necesaria la participación de personal foráneo para actividades especializadas de gerencia, planificación y soporte técnico (10% en costo de personal).
Fabricación de Pilotes	Hay suficiente personal disponible y calificado para cubrir la demanda. Extensa experiencia en soldadura y fabricación de tubulares.
Transferencia y amarre de jackets	No hay suficiente personal nacional con las pericias técnicas y experiencia requeridas (pericias claves). La experiencia nacional en carga / amarre de estructuras con dimensiones similares a la de los jackets costa afuera (izamiento y trailers multi rueda / rieles) y en transporte costa afuera es limitada. Se estima necesaria la participación de personal foráneo para actividades especializadas (10% en costo de personal).

Fuente: Consultores BC & A.2008

Tabla 5.14 Puntuación de mano de obra para una plataforma de acero.

Mano de obra	Puntuación asignada	Puntuación obtenida
Fabricación de Jackets	4	2
Fabricación de pilotes	3	3
Transferencia y amarre	3	1
Total	10	6

Fuente: Elaboración Propia.

5.2.1.4.3 Facilidades de construcción

Para la construcción de una plataforma de acero es necesario poseer un patio con dimensiones lo bastante grandes para el manejo de material, movilidad de maquinaria y fabricación de la estructura. Las facilidades de construcción tienen un valor porcentual de 20. En la tabla 5.15 se evalúa la capacidad en el país en cuanto a patios de fabricación, y en la tabla 5.16 se le da una puntuación a estas capacidades.

Tabla 5.15 Facilidades de construcción de una plataforma de acero.

Plataforma fija	Facilidades de Fabricación
Patio de construcción.	Los patios deben contar con un área que permita desplegar los jackets en configuración horizontal o vertical, según sea la modalidad de fabricación, y con suficiente espacio alrededor (corredores de servidumbre) para permitir la circulación de grúas, el movimiento de materiales y el almacenaje temporal de materiales y partes; en Venezuela existen patios de fabricación que se pueden adaptar para la fabricación del jacket como lo indica la figura 5.7.

Fuente: Elaboración Propia.

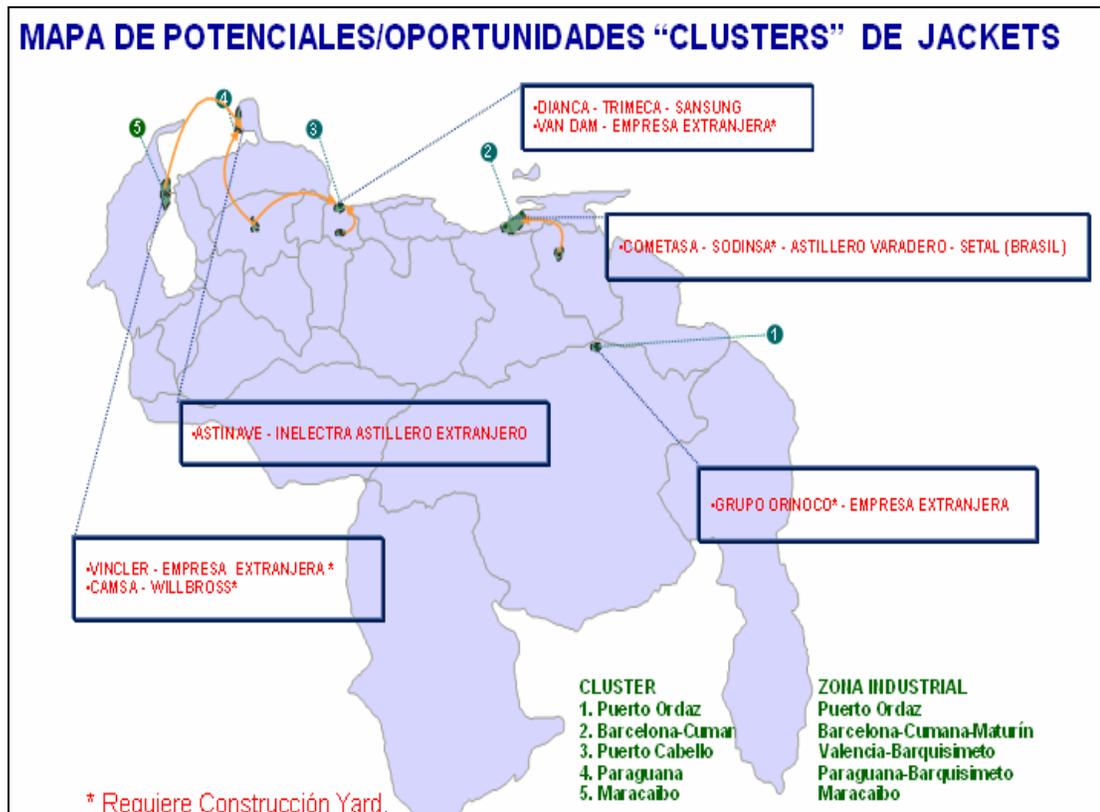


Figura 5.7 Oportunidades en Venezuela para la construcción de Jackets

Fuente: documentos internos PDVSA, 2008.

Tabla 5.16 Puntuación de facilidades de construcción de una plataforma de acero.

Facilidades de construcción	Puntuación asignada	Puntuación obtenida
Patio de Fabricación	10	7
Total	10	7

Fuente: Elaboración Propia.

5.2.1.4.4 Maquinaria y Equipos

Los equipos tienen un valor porcentual de 20. En la tabla 5.17 se evalúa la capacidad en el país en cuanto a maquinarias y equipos, y en la tabla 5.18 se le da una puntuación a estas capacidades.

Tabla 5.17 Maquinaria y equipos para una plataforma de acero.

Segmento	Equipos
Fabricación de Jackets	Hay suficiente capacidad. La capacidad de izamiento, soldadura y doblado son suficientes para fabricación de jackets previstos en demanda.
Fabricación de Pilotes	Hay suficiente capacidad. Suficiente capacidad en maquinaria de doblado de planchas.
Transferencia y amarre de jackets	No hay suficientes equipos. Se estima que una fracción del 20% de los equipos y/o maquinarias, requeridos para el deslizamiento del jacket, deben ser alquilados en el extranjero.

Fuente: Consultores BC & A.2008

Tabla 5.18 Puntuación de maquinaria y equipos para una plataforma de acero.

Materiales y equipos	Puntuación asignada	Puntuación obtenida
Fabricación de Jackets	4	4
Fabricación de pilotes	3	3
Transferencia y amarre	3	1
Total	10	8

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente se elaboró una tabla (tabla 5.19) con todos los criterios de la evaluación técnica perteneciente a la plataforma de acero, para obtener su puntuación final.

Tabla 5.19 Puntuación total de una plataforma de acero.

Criterios	Pesos relativos (%)	Plat. Acero (a)	Puntuación ((%*a)/100)
Materia prima	30	6,5	1,95
Mano de obra	30	6	1,8
Facilidades de construcción	20	7	1,4
Maquinaria y equipos	20	8	1,6
Puntuación total plat. Acero			6,75

Fuente: Elaboración Propia.

5.2.2 Plataforma de concreto

5.2.2.1 Ingeniería conceptual

A continuación se muestra el diagrama de bloque (gráfico 5.4) correspondiente a las diferentes etapas que conforman la ingeniería conceptual de una plataforma fija de concreto.

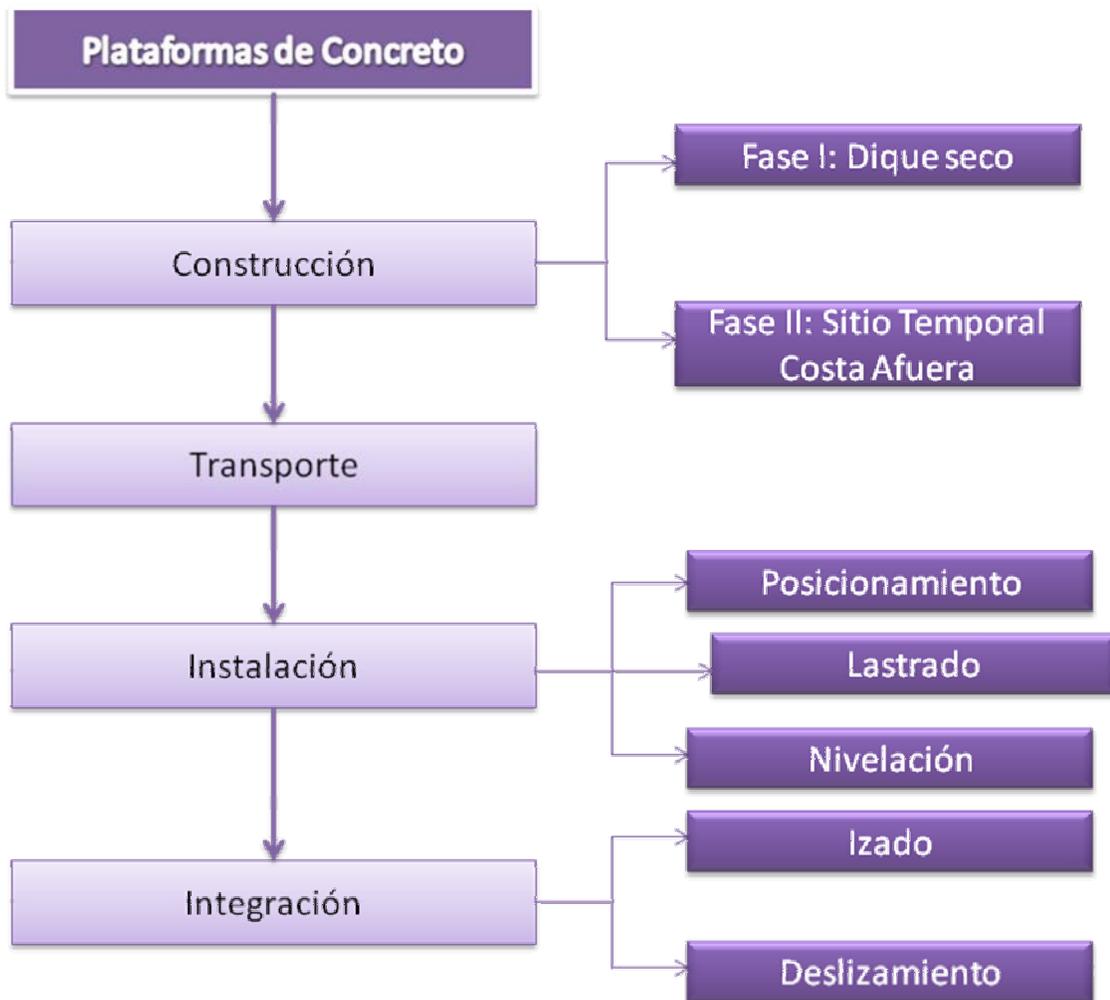


Gráfico 5.4 Diagrama de bloque de un plataforma de Concreto.

Fuente: Elaboración Propia.

- **Construcción:** el proceso de construcción se divide en dos etapas o fases claramente diferenciadas: una etapa inicial, que tiene lugar en un dique seco, y una segunda etapa que se da en el sitio de aguas profundas cercano a costa, en el que se continúa la construcción de las secciones superiores de la estructura.

- **Fase I:** la fabricación en dique seco se asemeja a la actividad de construcción tradicional de estructuras en tierra. En esta fase se hace utilización extensiva del método de vaciado por medio de encofrado deslizante. La porción inferior de la estructura de concreto, incluyendo la tabla-estacado de fondo, se fabrica en el dique seco construido ex profeso para este fin. En dichas estructuras de gravedad de concreto la utilización del encofrado deslizante se extiende a la construcción de paredes no verticales, espesores variables, diámetros variables y secciones transversales de formas variables, tal como se requiere en las columnas o “túneles”.

El encofrado deslizante requiere un control cuidadoso de la consistencia del concreto para evitar defectos en las superficies de las paredes; para esto se hace necesaria una gestión integrada de tecnología de materiales y métodos constructivos.

La construcción de la base de la estructura conlleva la fabricación integrada de recipientes cilíndricos y domos esféricos. Esta configuración, si bien es estructuralmente eficiente, requiere control dimensional cuidadoso para garantizar la integridad de los elementos esbeltos o delgados.

Una vez que la porción inferior ha sido construida y alcanza una cierta altura, es flotada fuera del dique y anclada en una localización cercana, con la profundidad suficiente para continuar construyendo la porción inmediatamente superior.

- **Fase II:** una vez que la estructura alcanza una altura cercana a la profundidad máxima del canal de remolque fuera del dique seco, éste se inunda y se hace flotar la estructura para ser remolcada a una localización temporal, donde continuará el proceso de fabricación. En esta fase la estructura crece en altura y se sumerge a voluntad para permitir el acceso de los equipos de construcción y del personal a la porción que asoma en la superficie en la medida que progresa la construcción, según se van completando las fases de las porciones superiores.

En el caso de las estructuras de gravedad con tabla estacas, se presurizan los compartimientos de las tablas estacas con aire para hacer flotar la estructura. Dado que la nueva localización temporal de construcción es en el mar, la logística e infraestructura de fabricación cambian, soportándose ahora en equipos flotantes. Típicamente se requieren, sobre gabarras: grúas de torre, plantas de cemento, facilidades para alojamiento temporal de personal, taller, sistemas de generación eléctrica, almacén de materiales (encofrados, cabillas, cable, elementos prefabricados, accesorios, etc.). El soporte de la operación requiere de un enlace de transporte entre la localización y tierra (típicamente desde el antiguo dique seco).

El rendimiento en esta fase siempre resulta menor con relación al rendimiento en dique seco; esto se debe, no sólo a la dificultad logística, sino también a que la fabricación de las columnas, para el caso de las estructuras de gravedad de concreto, debe seguir una secuencia lineal desde las bases a los topes. La etapa final de la construcción se alcanza cuando la estructura está lista para recibir el topsides.

- **Transporte:** típicamente, estas plataformas imponen requerimientos de transporte relativamente altos en relación a la potencia de remolque dados sus altos volúmenes y pesos. Finalizada la fase II, comienza la operación de transporte para que la estructura sea llevada a su destino. El posicionamiento en sitio forma parte del alcance del proceso de instalación. Para realizar esta operación es necesario poseer una ruta de transporte.

Para elegir las posibles rutas de transporte primero se debe proceder a la selección de los sitios de construcción de la plataforma. Luego, debe tenerse en cuenta que las propuestas de rutas requieren estudios detallados de batimetría, oceanografía y posibles lugares de resguardo ante situaciones accidentales.

La ruta de transporte va a estar limitada por el calado, ya que de él depende la flotabilidad obtenida, por que las profundidades que posea la ruta deben ser profundidades mucho mayores que la de calado.

El volumen y superficie expuesta de la estructura considerada genera un arrastre importante durante la operación de transporte. Se estima que la potencia total de remolque para esta estructura varía de entre 10.000 HP a 20.000 HP.

- **Instalación:** la instalación de una estructura de gravedad de concreto conlleva los procesos de posicionamiento, lastrado, nivelación y precarga los cuales se describen a continuación.
 - **Posicionamiento:** :se refiere a las actividades de colocación, nivelación y estabilización de la plataforma sobre el fondo marino. Se debe colocar la plataforma en el lugar designado con la tolerancia espacial requerida. Típicamente, se requiere instalar la plataforma con menos de 5 m de

margen. Este proceso puede tomar entre uno a varios días, dependiendo del clima en el sitio.

- **Lastrado de la plataforma:** para cualquier estructura de gravedad de concreto, este proceso se inicia mediante el propio peso de la plataforma y el bombeo de agua salada a la columna central. El proceso involucra tanto asentamiento mediante lastrado como mediante la utilización de succión en los compartimientos de las tablas estacas.

El sistema de succión de las tablas estacas se mantiene operativo durante la vida útil de la plataforma. Al momento de remover la plataforma se utiliza en sentido inverso, inyectando agua. Existe cierto grado de ensayo y error en toda instalación por cuanto la profundidad, espesor y dureza de las capas de arcilla blanda y arcilla dura o arena subyacente nunca es conocido con exactitud. El diseño de la fundación de las estructuras de concreto prevé escenarios en ambos sentidos (Estratos de mayor o menor dureza, profundidad y espesor), previendo la estabilidad a largo plazo de la plataforma en los diversos escenarios.

- **Nivelación de la plataforma:** la nivelación y el lastrado de la plataforma son procesos paralelos. A medida que se va penetrando la fundación, se controla el nivel (inclinación), con tolerancias que se van reduciendo en la medida en que se asienta la plataforma.
- **Integración del topsides y estructura:** una vez ubicada la estructura en su destino final, se procede a la integración del topsides con dicha estructura.

La integración del topsides y la estructura se puede realizar una vez ubicada la estructura en su posición final (ubicación de la plataforma) o en un sitio temporal costa afuera de características benignas de clima y protección contra efectos de oleaje, viento y corriente. Una condición fundamental del sitio temporal de integración es que tenga suficiente profundidad para permitir efectuar la operación. La integración requiere sumergir gran parte de la estructura, por lo que, como mínimo, debe existir una profundidad de aproximadamente la altura de la estructura más 7 a 8 m.

- **Izado mediante grúa:** típicamente, es preferible transferir el topsides a la estructura como una sola pieza, de esta manera es posible realizar las labores pre-operacionales en el patio de fabricación de forma integral con todos los sistemas. Sin embargo, si el peso del topsides excede la capacidad de la grúa, éste tendría que fabricarse en módulos de menor tamaño e izarlos de modo individual a bordo de la estructura.
- **Deslizamiento del topsides (“skid-on”):** este método se utiliza para cargas menores (500 a 1.000 t, como subestructuras de taladros u otros módulos) en el sitio de instalación, dado que resulta difícil controlar el nivel de dos estructuras flotantes para transferir un peso de gran tamaño. El deslizamiento (“skid-on”) es muy común para transferir grandes pesos entre soportes fijos y flotantes desde tierra a gabarras (jackets, topsides, etc), o desde soportes flotantes a estructuras fijas.

5.2.2.2 Equipos

En la fabricación de plataformas de concreto se utilizan maquinarias y equipos muy especializados, como lo son:

- Retroexcavadoras.
- Tractores.
- Excavadores.
- Gabarras.
- Motoniveladoras.
- Compactadoras.
- Camiones.
- Aplanadoras.
- Niveladoras.
- Grúas en general.
- Shovers.
- Andamios.
- Camiones volteo.
- Camiones roqueros.
- Cargadores frontales.
- Cisternas.
- Trituradoras de agregados.
- Perforadoras.
- Mezcladoras.
- Moto-traillas.
- Tolvas.
- Martillos para hincado.

La gran mayoría de estas maquinarias son importadas.

- **Equipos para la integración, transporte e instalación**
 - Gabarras de transporte, con dimensiones y capacidades (carga, eslora) adecuadas a las estructuras y componentes a ser transportados y al ambiente de construcción (gabarras oceánicas para trabajos en mar abierto).
 - Remolcadores de diversas capacidades que pueden ir de los 4.000 a los 10.000 HP, dependiendo del tipo de estructuras que finalmente se seleccionen.
 - Embarcaciones de apoyo para transporte de materiales, manejo de anclas y logística general.
 - Equipos de soldadura.

5.2.2.3 Materia prima

- **Concreto (cemento, arena, agua, aditivos):** para el suministro del concreto es necesario contar con concreto fresco continuamente durante el proceso de ensamblaje debido a la naturaleza de la construcción (encofrados deslizantes). Esto amerita la instalación de plantas de concreto movibles en el sitio de construcción.

Se considera utilizar concreto con una resistencia a la compresión de 350 kgf/cm², grado C45/55. Incluyendo todos los agregados, cemento, tipos de agua, arenas y aditivos. En la tabla 5.20 se muestran las características y especificaciones del concreto.

Tabla 5.20 Características y especificaciones del concreto

Resistencia del concreto	
Grado del concreto	C45/55
Resistencia estructural material (f _{cn})	350 Kgf/cm ²
Resistencia de compresión de diseño (condición última) (f _{cd})	280 Kgf/cm ²
Resistencia estructural nominal a la tensión (f _{tn})	22,6 Kgf/cm ²
Resistencia de diseño a tensión (condición última) (f _{td})	18 Kgf/cm ²
Módulo de elasticidad	
Concreto no reforzado. Estado último de servicio. (E _{cn})	294.300 Kgf/cm ²
Concreto no reforzado. Estado límite de servicio. (E _{ck})	304.100 Kgf/cm ²
Concreto no reforzado. Estado límite de fatiga. (0.8 E _{ck})	245.250 Kgf/cm ²
Estático. Cargas a corto plazo (incluyendo refuerzo). (E _{cdyn})	343.350 Kgf/cm ²
Dinámico (E _{cdyn})	392.400 Kgf/cm ²
Coefficiente de Poisson (ν)	0,2

Fuente: Consultores BC & A.2008

- **Acero de refuerzo:** comprende todo el acero de refuerzo utilizado en la plataforma: cabillas, vigas, perfiles; entregado en el sitio de trabajo. Se considera utilizar un acero ASTM 60 (F_y = 4200 kgf/cm²). Diámetro nominal desde ½” a 1 ¼”.

En la tabla 5.21 se presenta un resumen de las especificaciones ASTM A615/A615M-05 "Standard specification for deformed and plain billet-steel bars for concrete reinforcement" (Especificación estándar para cabillas estriadas y lisas para concreto armado), que se aplicarán a las barras de acero de acero de refuerzo no postensado, requeridas para la fabricación de la estructura de concreto.

Tabla 5.21 Especificaciones para el acero de refuerzo no pos-tensado

Resistencia de diseño (ASTM A-615)	Grado 60
Esfuerzo de cedencia (f_y)	4.200 Kgf/cm ²
resistencia última (f_u)	6200 Kgf/cm ²
Deformación unitaria a la fluencia (ϵ_y)	$2,0 \times 10^{-3}$
Diámetros nominales	Desde 1/2" a 1 3/8"
Módulo de elasticidad (E_s)	$2,1 \times 10^6$ Kgf/cm ²

Fuente: Consultores BC & A.2008

- **Guayas de acero (pretensado, post-tensado):** consiste en el suministro de las guayas para el pre y post tensado del concreto durante su construcción. Se considera utilizar acero ASTM 416-85 Gr 270 ($F_u = 16.400$ kgf/cm²). Se estima una demanda de 415 ton.

En la tabla 5.22 se presenta un resumen de las especificaciones ASTM A416/A416M-02 "standard specification for steel strand, uncoated seven-wire for prestressed concrete" (Especificación estándar para cables de acero no recubiertos de 7 trenzas para concreto postensado), que se aplicarán a las guayas de acero no recubiertas requeridas para la fabricación de las estructuras postensadas de las plataformas de concreto.

Tabla 5.22 Especificaciones para guayas de acero ASTM A 416

Resistencia de diseño (ASTM A-615)	Grado 60
Esfuerzo de cedencia (f_y)	4.200 Kgf/cm ²
Resistencia última. (f_u)	6.200 Kgf/cm ²
Deformación unitaria a la fluencia (ϵ_y)	$2,0 \times 10^{-3}$
Diámetros nominales.	Desde 1/2" a 1 3/8"
Módulo de elasticidad (E_s)	$2,1 \times 10^6$ Kgf/cm ²

Fuente Consultores BC & A.2008

- **Auxiliares, elementos, accesorios y ensamblaje mecánicos:** comprende todos aquellos accesorios de ensamblaje necesarios, tanto para la construcción de encofrados como para la instalación. La actividad de ensamblaje mecánico cubre una variedad de trabajos relacionados con los equipos relacionados con el manejo de productos (condensado), lastre (agua salada), drenajes, ventilación, aliviaderos de vapor de gases, manejo de carga, sistemas de acceso a áreas restringidas, y sistemas anti-incendio.

Se refiere a elementos de fijación embutidos en la estructura para ensamblaje de elementos de la plataforma. La demanda se estima en 850 Ton

5.2.2.4 Evaluación técnica

5.2.2.4.1 Materia prima

En la tabla 5.23 se hace comentarios de las facilidades de obtención de la materia prima para la plataforma de concreto. En la tabla 5.24 se procede a cuantificar las capacidades nacionales de proveer la materia prima requerida.

Tabla 5.23 Materia prima para una plataforma de concreto.

Segmento		Insumo
Fabricación y sum. materiales Plataforma fija de Concreto	Concreto	La oferta nacional cubre aproximadamente el 85% de los insumos (en costo). Los insumos principales son: Cemento, arena, aditivos, agregados, combustibles, consumibles. Gran parte de los aditivos son de origen foráneo
	Acero de refuerzo	La oferta nacional cubre la totalidad de los insumos: Barras de acero
	Acero post tensado	No hay oferta nacional para guayas de acero para pre y/o post tensado
	Auxiliares y accesorios mecánicos: Accesorios estructurales	La oferta nacional cubre la totalidad de los insumos: Mineral de hierro, pellas, palanquillas, energía y láminas hasta 13 mm de espesor

Fuente: Consultores BC & A.2008

Tabla 5.24 Puntuación de materia prima para una plataforma de concreto.

Materia prima	Puntuación asignada	Puntuación obtenida
Concreto	5	4
Acero de refuerzo	2	2
Acero post tensado	2	1
Accesorios estructurales	1	1
Total	10	8

Fuente: Elaboración Propia.

5.2.2.4.2 Mano de Obra

La mano de obra tiene un valor porcentual de 30%. En la tabla 5.25 se evalúa la capacidad en el país en cuanto a mano de obra, y en la tabla 5.26 se le da una puntuación a estas capacidades.

Tabla 5.25 Mano de obra para una plataforma de concreto

Segmento		Personal
Fabricación y sum. materiales Plataforma fija de Concreto	Concreto	Hay suficiente personal disponible y calificado para cubrir la demanda. Se estima se requiere una asistencia técnica especializada puntual para los diseños de mezcla (2% en costo)
	Acero de refuerzo	Hay suficiente personal disponible y calificado para cubrir la demanda
	Acero post tensado	No hay oferta nacional para guayas de acero para pre y/o post tensado
	Auxiliares y accesorios mecánicos: Accesorios estructurales	Hay suficiente personal disponible y calificado para cubrir la demanda
Transflotado		No hay suficiente personal. En Venezuela no hay personal con experiencia en este tipo de operaciones en mar abierto, en el país sólo se ha transflotado el módulo de plataforma LL652, realizado por la empresa CROWLEY usando el procedimiento VERSATRUS AMERICA. Se estimó la participación de personal foráneo especializado para la planificación, control y supervisión de las operaciones.
Servicios de remolcadores, gabarras y embarcaciones de apoyo		Hay suficiente personal., no obstante se estima necesaria la participación de personal foráneo, para supervisión y planificación.
Instalación Estructuras de gravedad		No hay suficiente personal. En Venezuela no hay personal con experiencia en este tipo de operaciones. Se estimó la participación de personal foráneo especializado para la planificación, control, supervisión y ejecución de las operaciones.

Fuente: Consultores BC & A.2008

Tabla 5.26 Puntuación de mano de obra para una plataforma de concreto.

Mano de obra	Puntuación asignada	Puntuación obtenida
Fabricación	4	3
Transflotado	2	0,5
Remolques	2	1,5
Instalación	2	0,5
Total	10	5,5

Fuente: Elaboración Propia.

5.2.2.4.3 Facilidades de construcción

Para construir una plataforma de concreto es necesario un dique seco lo suficientemente amplio, también se necesita una ubicación costa afuera con ciertas condiciones especiales. En la tabla 5.27 se evalúa la capacidad en el país en cuanto a dique seco, y en la tabla 5.28 se le da una puntuación a estas capacidades.

Tabla 5.27 Facilidades de construcción de una plataforma de concreto

Plataforma fija	Facilidades de Fabricación
Dique seco y área costa afuera	En los actuales momentos el país no cuenta con un dique seco capacitado para la fabricación de plataformas de este tipo. Un estudio realizado por INTEVEP concluye en que es factible construirla e indica cuales son los requerimientos para su construcción. No obstante estos requerimientos son bastante estrictos en cuanto a la posible ubicación del dique seco. En lo que se refiera a un sitio costa afuera tiene que hacer un estudio de las posibles opciones.

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 5.28 Puntuación de facilidades de construcción de una plataforma de concreto.

Facilidades de construcción	Puntuación asignada	Puntuación obtenida
Dique seco y área costa afuera.	10	3
Total	10	3

Fuente: Elaboración Propia

5.2.2.4.4 Maquinaria y equipos

Los equipos tienen un valor porcentual de 20. En la tabla 5.29 se evalúa la capacidad en el país en cuanto a maquinarias y equipos, y en la tabla 5.30 se le da una puntuación a estas capacidades.

Tabla 5.29 Maquinaria y equipos para una plataforma de concreto.

Segmento	Equipos	
Fabricación y sum. materiales Plataforma fija de Concreto	Concreto	Hay suficientes equipos
	Acero de refuerzo	Hay suficientes equipos
	Acero post tensado	No hay oferta nacional para guayas de acero para pre y/o post tensado
	Auxiliares y accesorios mecánicos: Accesorios estructurales	Hay suficientes equipos y producción hasta 13 mm. Solo hay capacidad parcial para espesores que se requieren para este caso (aprox. 30% en costo).
Transflotado	No hay suficientes equipos. Se debe alquilar embarcaciones específicas para la actividad, de origen foráneo. La utilización de equipos locales está limitada a la flota de apoyo a las operaciones	
Servicios de remolcadores, gabarras y embarcaciones de apoyo	Hay suficientes equipos.	
Instalación Estructuras de gravedad	Hay suficientes equipos.	

Fuente: Consultores BC & A.2008

Tabla 5.30 Puntuación de maquinaria y equipos para una plataforma de concreto.

Materiales y equipos	Puntuación asignada	Puntuación obtenida
Fabricación	4	3
Transflotado	2	1
Remolques	2	2
Instalación	2	2
Total	10	8

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente se elaboro una tabla (tabla 5.31) con todos los criterios de la evaluación técnica perteneciente a la plataforma fija de concreto, para obtener su puntuación final

Tabla 5.31 Puntuación total de una plataforma de concreto.

CRITERIOS	PESOS RELATIVOS (%)	Plataforma Concreto (C)	Puntuación ((%*C)/100)
Materia prima	30	8	2,4
Mano de obra	30	5,5	1,65
Facilidades de construcción	20	3	0,6
Maquinaria y equipos	20	8	1,6
Puntuación total plataforma de concreto			6,25

Fuente: Elaboración Propia.

5.2.3 Análisis de la evaluación técnica

La evaluación técnica le fue realizada a dos tipos de plataforma fija, esto con la finalidad de obtener la viabilidad de construcción de alguna de las opciones. La tabla

5.32 muestra la puntuación final entre la plataforma de acero y la plataforma de concreto.

Tabla 5.32 Puntuación final.

Opciones	Puntuación
Plataforma de acero	6,75
Plataforma de concreto	6,25

Fuente: Elaboración Propia.

Según el método de evaluación ponderada las plataformas cumplen gran parte de los requisitos necesarios, para su construcción y posterior instalación en el campo Mejillones del proyecto Mariscal Sucre. Eventualmente hay una ligera inclinación de la evaluación técnica hacia la construcción de una plataforma de acero lo cual se debe certificar por medio de una evaluación económica para ambas opciones, la cual será el factor decisivo para generar una propuesta que cumpla con todos los esquemas de un análisis costo - beneficio.

5.3 Análisis económico

El análisis económico debe aportar elementos de juicio seguros sobre la viabilidad, conveniencia y oportunidad del proyecto. Su objetivo principal es determinar el monto de los recursos económicos para la realización del mismo. La evaluación económica se desarrollo en un ambiente de estimación clase V, que trata de un nivel donde se tiene menos confiabilidad de los resultados, ya que estos son muy generalizados. Para su realización fue necesario determinar los costos asociados a las diferentes opciones establecidas para poder determinar la rentabilidad del proyecto.

5.3.1 Estimación de costos clase v para una plataforma de acero

La estimación de costos es un pronóstico del resultado más probable del costo de un proyecto, el cuál debe incluir alguna indicación de la precisión. En el caso de una estimación clase V no se dispone de la información detallada de ingeniería, por lo que esta estimación es utilizada en la etapa de visualización del proyecto. Pueden ser desarrollados de diversas maneras:

1. Proyecciones con bases en un solo parámetros (rendimientos o producción total, número de unidades, por unidad de producción, o de área, o de volumen o de longitud).
2. Uso de índices de costos. Comparación y ajustes de escala entre proyectos semejantes.
3. Diversos métodos paramétricos, y estimados basados en distintas herramientas de software.

Los costos de inversión del proyecto se determinaron a partir de los costos de ingeniería, procura, costos indirectos de procura, construcción, perforación y gestión, y un factor de contingencia del orden del 25%. Todos estos valores fueron obtenidos con la colaboración del personal de estimación de costos de PDVSA exploración y producción costa afuera (PDVSA E y P costa afuera).

En las tablas 5.33 a la 5.39 se muestra la estimación de costo clase V que involucra todos los costos para la puesta en marcha del campo Mejillones (costos de ingeniería, costos de procura, costos indirectos de procura, costos de construcción, costos de perforación, y costos de gestión) con la utilización de una plataforma de acero, utilizando una tasa de cambio de 2,15 Bs/\$

Tabla 5.33 Costos de Ingeniería

Ingeniería	Horas	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Gerencia de proyectos	150.000	10.800.000,00	34.830.000,00	58.050.000,00
Total ingeniería	150.000	10.800.000,00	34.830.000,00	58.050.000,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009

Tabla 5.34 Costos de Procura

Procura	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Equipos de procesos	200.000.000,00		430.000.000,00
Equipos sub marinos	200.000.000,00		430.000.000,00
Control y comunicaciones	8.000.000,00	7.000.000,00	24.200.000,00
Total equipos y materiales	408.000.000,00	7.000.000,00	884.200.000,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009

Tabla 5.35 Costo Indirectos de Procura

Costo indirecto procura	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Nacionalización (15% del costo de equipos)		131.580.000,00	131.580.000,00
Seguros y fletes (10% equipos)	40.800.000,00	700.000,00	88.420.000,00
Comisión Bariven (2% procura)		17.684.000,00	17.684.000,00
Transporte nacional (1,5% equipos)		13.263.000,00	13.263.000,00
Inspección en talleres (1%)		8.842.000,00	8.842.000,00
Total costos indirectos	40.800.000,00	172.069.000,00	259.789.000,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009.

Tabla 5.36 Costo de Construcción para una Plataforma de Acero.

Construcción	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Equipos sub marinos	60.000.000,00		129.000.000,00
Plataforma	450.000.000,00		967.500.000,00
Control y comunicaciones	3.000.000,00	2.000.000,00	8.450.000,00
Total construcción	513.000.000,00	2.000.000,00	1.104.950.000,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009

Tabla 5.37 Costo de Perforación.

Perforación	Cant.	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Pozos	14	1.680.000.000,00		3.612.000.000,00
Total perforación	14	1.680.000.000,00		3.612.000.000,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009

Tabla 5.38 Costo de Gestión.

Gestión	Horas	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Personal	1.126.400		61.952.000,00	61.952.000,00
Total gestión			61.952.000,00	61.952.000,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009

Tabla 5.39 Costo Total con Plataforma de Acero.

Costo	Horas	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Total ingeniería	150.000	10.800.000,00	34.830.000,00	58.050.000,00
Total equipos y materiales		408.000.000,00	7.000.000,00	884.200.000,00
Total costos indirectos		40.800.000,00	172.069.000,00	259.789.000,00
Total construcción		513.000.000,00	2.000.000,00	1.104.950.000,00
Total perforación		1.680.000.000,00		3.612.000.000,00
Total gestión	1.126.400		61.952.000,00	61.952.000,00
Sub-total	1.276.400,00	2.652.600.000,00	277.851.000,00	5.980.941.000,00
Contingencia (25%)	319.100,00	663.150.000,00	69.462.750,00	1.495.235.250,00
Total	1.595.500,00	3.315.750.000,00	347.313.750,00	7.476.176.250,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009

Se hizo una estimación de los posibles costos de producción obteniendo un valor de 280 Bs/MMPCG (bolívares por millones de pie cubico de gas).

5.3.2 Evaluación económica para una plataforma de acero

Una vez obtenidos los diferentes costos se procedió a realizar la evaluación económica con dos ambientes el primero con precios del gas a nivel nacional y el segundo con precios del gas a nivel internacional. Para ello se realizó un programa en Microsoft Excel, apoyado en el programa “MAEP” (Modelo de análisis económico petrolero) y en el El Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE), herramienta oficial de la corporación para realizar las evaluaciones económicas de los proyectos de inversión. Este paquete de computación contiene funciones financieras como la tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de la inversión (EI), tiempo de pago (TP) y valor presente neto (VPN), que permiten analizar los cálculos.

Los datos suministrados son los costos de inversión y producción, tasa cambiaria, precio y volúmenes del gas para el horizonte económico establecido, aportes a PDVSA, regalías del gas e Impuesto Sobre La Renta (ISLR) en hidrocarburos gaseosos. Todo esto fundamentado en los Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) y en la Ley de Orgánica de Hidrocarburos.

La evaluación económica se realizó para la utilización de una plataforma de acero y con un precio del gas a venta nacional, luego se realizaron los mismos cálculos pero con un precio de gas a venta internacional. Las evaluaciones económicas se hicieron a tres niveles de evaluación: filial, PDVSA y nación, requeridos por la corporación. Las bases económicas utilizadas fueron las siguientes:

- Estimado de costo: clase V.
- Horizonte económico: 20 años.
- Días operativos: 360 días.
- ISLR: 34%
- Tasa de descuento: 10%
- Tasa cambiaria: 2,15 Bs/\$.
- Proyección del precio de gas a nivel nacional a 20 años: 980\$/MMPCG.
- Proyección del precio de gas a nivel internacional a 20 años: 7000\$/MMPCG.
- Inversión total: 7.476.176.250,00 Bs.
- Costos de producción: 280 Bs/MMPCG

5.3.2.1 Cálculos para un mercado interno

La primera evaluación a realizar es con el precio del gas a nivel nacional. Las regalías según la Ley Orgánica de Hidrocarburos son el 20% de los ingresos. Los

ingresos, las regalías y los costos de producción anual (CPA) fueron calculados de la siguiente manera:

Ingresos: volúmenes * precio * días operativos * tasa de cambio
 [Bs/año]: [MMPCG/D]*[\$/MMPCG]* [D/año] * [Bs/\$]

Regalías: Ingresos * 0,2
 [Bs/año]: [Bs/año]

CPA: volúmenes * costos de producción * días operativos
 [Bs/año]: [MMPCG/D]*[Bs/MMPCG]* [D/año]

La inversión total por su parte es de un 7.476.176.250,00 Bs, la misma es desembolsada en 5 años antes de la puesta en marcha y producción del proyecto como se muestra en la tabla 5.40.

Tabla 5.40 Perfil de desembolso.

Año	Actividad	Porcentaje de desembolso	Bs desembolso
0	Planificación	5%	373.808.812,50
1	Ingenierías	10%	747.617.625,00
2	Ingenierías, Procura, Construcción	15%	1.121.426.437,50
3	Ingenierías, Procura, Construcción	25%	1.869.044.062,50
4	Ingenierías, Procura, Construcción	25%	1.869.044.062,50
5	Construcción – Operación	20%	1.495.235.250,00
TOTAL		100%	7.476.176.250,00

Fuente: Elaboración Propia

La tabla 5.41 muestra el cálculo de los ingresos, las regalías y la distribución de la inversión para el horizonte económico establecido

Tabla 5.41 Evaluación económica plataforma de acero parte I a mercado interno

	VOLÚMENES MMPCGD	PRECIOS \$/MMPCG	INGRESOS BS/AÑO	REGALÍAS BS/AÑO	COSTOS DE PRODUCCIÓN	INVERSIÓN
AÑO	99% METANO		99% METANO	99% METANO	Bs/año	Bs/año
0						373808812,50
1						747617625,00
2						1121426437,50
3						1869044062,50
4						1869044062,50
5						1495235250,00
1	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
2	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
3	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
4	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
5	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
6	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
7	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
8	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
9	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
10	403	980,00	305721486,00	61144297,20	40627440,00	
11	383	980,00	290437308,00	58087461,60	38596320,00	
12	364	980,00	275919235,20	55183847,04	36667008,00	
13	346	980,00	262121756,40	52424351,28	34833456,00	
14	328	980,00	249014530,80	49802906,16	33091632,00	
15	312	980,00	236567217,60	47313443,52	31437504,00	
16	285	980,00	216178200,00	43235640,00	28728000,00	
17	259	980,00	196456680,00	39291336,00	26107200,00	
18	231	980,00	175218120,00	35043624,00	23284800,00	
19	200	980,00	151704000,00	30340800,00	20160000,00	
20	167	980,00	126672840,00	25334568,00	16833600,00	

Fuente: Elaboración propia.

El ISLR según la LEEPIC es de un 34% de las ganancias. La depreciación, el % legal a PDVSA, flujo de caja antes del ISLR e ISLR fueron calculados de la siguiente manera:

Depreciación: Inversión total/ horizonte económico.

[Bs/año] : [Bs/año]

% legal a PDVSA: 10% (ingresos–regalías–costos de producción-depreciación)

[Bs/año] : [Bs/año] - [Bs/año] - [Bs/año] - [Bs/año]

Flujo antes del ISLR: ingresos – regalías – costos de producción - depreciación-
% legal a PDVSA

[Bs/año] : [Bs/año] - [Bs/año] - [Bs/año] - [Bs/año] - [Bs/año]

ISLR : Flujo antes del ISLR*34%

[Bs/año] : [Bs/año]

La tabla 5.42 muestra el cálculo de la depreciación, el % legal a PDVSA, flujo de caja antes del ISLR e ISLR para el horizonte económico establecido

Tabla 5.42 Evaluación económica plataforma de acero parte II a mercado interno

AÑO	DEPRECIACIÓN Bs/año	% LEGAL A PDVSA Bs/año	FLUJO ANTES DEL ISLR Bs/año	ISLR Bs/año
1	373808812,5	-16128209,25	-145153883,3	-49352320,31
2	373808812,5	-16128209,25	-145153883,3	-49352320,31
3	373808812,5	-16128209,25	-145153883,3	-49352320,31
4	373808812,5	-16128209,25	-145153883,3	-49352320,31
5	373808812,5	-16128209,25	-145153883,3	-49352320,31
6	373808812,5	-16128209,25	-145153883,3	-49352320,31
7	373808812,5	-16128209,25	-145153883,3	-49352320,31
8	373808812,5	-16128209,25	-145153883,3	-49352320,31
9	373808812,5	-16128209,25	-145153883,3	-49352320,31
10	373808812,5	-16985906,37	-152873157,3	-51976873,49
11	373808812,5	-18005528,61	-162049757,5	-55096917,55
12	373808812,5	-18974043,23	-170766389,1	-58060572,3
13	373808812,5	-19894486,34	-179050377	-60877128,19
14	373808812,5	-20768881,99	-186919937,9	-63552778,88
15	373808812,5	-21599254,24	-194393288,2	-66093717,98
16	373808812,5	-22959425,25	-206634827,3	-70255841,27
17	373808812,5	-24275066,85	-218475601,7	-74281704,56
18	373808812,5	-25691911,65	-231227204,9	-78617249,65
19	373808812,5	-27260561,25	-245345051,3	-83417317,43
20	373808812,5	-28930414,05	-260373726,5	-88527066,99

Fuente: Elaboración propia.

Antes del impuesto sobre la renta nuestro flujo de caja en un mercado interno se torna negativo, esto ya es un indicio de que el proyecto no es rentable. Para asegurarlo es necesario calcular el flujo de caja, este se elabora para tres niveles de evaluación filial, PDVSA y nación. A continuación se muestra las formulas utilizadas para realizar los cálculos ilustrados en la tabla 5.43 para los tres niveles.

FILIAL: Flujo antes de ISLR + depreciación – inversión – ISLR

[Bs/año]: [Bs/año] + [Bs/año] - [Bs/año] - [Bs/año]

PDVSA: FILIAL + % legal a PDVSA

[Bs/año]: [Bs/año] + [Bs/año]

NACIÓN: FILIAL + % legal a PDVSA + ISLR + regalías

[Bs/año]: [Bs/año] + [Bs/año] + [Bs/año] + [Bs/año]

Tabla 5.43 q

AÑO	FLUJO DE CAJA		
	FILIAL	PDVSA	NACIÓN
	Bs/año	Bs/año	Bs/año
0	-373808813	-373808813	-373808813
1	-747617625	-747617625	-747617625
2	-1121426438	-1121426438	-1121426438
3	-1869044063	-1869044063	-1869044063
4	-1869044063	-1869044063	-1869044063
5	-1495235250	-1495235250	-1495235250
1	278007250	261879040	276242400
2	278007250	261879040	276242400
3	278007250	261879040	276242400
4	278007250	261879040	276242400
5	278007250	261879040	276242400
6	278007250	261879040	276242400
7	278007250	261879040	276242400
8	278007250	261879040	276242400
9	278007250	261879040	276242400
10	272912529	255926622	265094046
11	266855973	248850444	251840988
12	261102996	242128952	239252227
13	255635564	235741077	227288300
14	250441654	229672772	215922899
15	245509242	223909988	205129714
16	237429827	214470401	187450200
17	229614915	205339849	170349480
18	221198857	195506946	151933320
19	211881079	184620517	131544000
20	201962153	173031739	109839240

Fuente: Elaboración propia.

Se determinará el valor presente neto para determinar si el proyecto resulta financieramente viable.

5.3.2.1.1 Valor presente neto (VPN)

La factibilidad económica del proyecto dependerá de las siguientes condiciones:

Si $VPN < 0$ inversión financieramente no rentable.

Si $VPN > 0$ inversión financieramente rentable.

El cálculo del VPN se realizó utilizando la ecuación 5.1

$$VPN = -P + FNE_1 / (1+i)^1 + FNE_2 / (1+i)^2 + FNE_3 / (1+i)^3 + \dots + FNE_{20} / (1+i)^{20}$$

(Ec. 5.1)

Donde:

P: inversión.

FNE_j: flujo neto efectivo para el periodo j: 1, 2, 3, 4, 5, 6, ..., 20.

i: tasa de descuento: TMAR.

El VPN es determinado para un nivel FILIAL las variables son:

P: 7.476.176.250,00 Bs.F

FNE₁: 278.007.250 Bs.F, es el flujo del primer año de producción (ver tabla 5.43) y así para los otros años consecutivos.

i: 10 %.

Sustituyendo las variables en la ecuación 5.1 el resultado es:

$$\text{VPN} = -5.192.859.907,44 \text{ Bs.F}$$

El $\text{VPN} < 0$ por lo tanto el proyecto no es rentable financieramente.

La tabla 5.44 muestra los resultados de los indicadores económicos para los tres niveles de evaluación

Tabla 5.44 Indicadores económicos para plataforma de acero a mercado interno.

	FILIAL	PDVSA	NACIÓN
Horizonte económico (años)	20	20	20
Tasa de descuento (%)	10%	10%	10%
Inversión (Bs F)	7.476.176.250,00	7.476.176.250,00	7.476.176.250,00
Flujo neto descontado (VPN) (Bs. F)	-5.192.859.907	-5.344.228.398	-5.307.120.298

Fuente: Elaboración propia.

5.3.2.2 Cálculos para ventas a exportación

A continuación se repiten los cálculos pero para un precio de gas a valor internacional para el uso de una plataforma fija de acero. La tabla 5.45 muestra los resultados del cálculo de los ingresos y las regalías. Los costos de producción y la inversión permanecen igual.

Tabla 5.45: Evaluación económica para una plataforma de acero parte I.
Internacional

	VOLÚMENES MMPCGD	PRECIOS \$/MMPCG	INGRESOS BS/AÑO	REGALÍAS BS/AÑO	COSTOS DE PRODUCCIÓN	INVERSIÓN
AÑO	99% METANO		99% METANO	99% METANO	BS/AÑO	BS/AÑO
0						373808812,50
1						747617625,00
2						1121426437,50
3						1869044062,50
4						1869044062,50
5						1495235250,00
1	420	7000,00	2275560000,00	455112000,00	42336000,00	
2	420	7000,00	2275560000,00	455112000,00	42336000,00	
3	420	7000,00	2275560000,00	455112000,00	42336000,00	
4	420	7000,00	2275560000,00	455112000,00	42336000,00	
5	420	7000,00	2275560000,00	455112000,00	42336000,00	
6	420	7000,00	2275560000,00	455112000,00	42336000,00	
7	420	7000,00	2275560000,00	455112000,00	42336000,00	
8	420	7000,00	2275560000,00	455112000,00	42336000,00	
9	420	7000,00	2275560000,00	455112000,00	42336000,00	
10	403	7000,00	2183724900,00	436744980,00	40627440,00	
11	383	7000,00	2074552200,00	414910440,00	38596320,00	
12	364	7000,00	1970851680,00	394170336,00	36667008,00	
13	346	7000,00	1872298260,00	374459652,00	34833456,00	
14	328	7000,00	1778675220,00	355735044,00	33091632,00	
15	312	7000,00	1689765840,00	337953168,00	31437504,00	
16	285	7000,00	1544130000,00	308826000,00	28728000,00	
17	259	7000,00	1403262000,00	280652400,00	26107200,00	
18	231	7000,00	1251558000,00	250311600,00	23284800,00	
19	200	7000,00	1083600000,00	216720000,00	20160000,00	
20	167	7000,00	904806000,00	180961200,00	16833600,00	

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 5.46 muestra el cálculo de la depreciación, el % legal a PDVSA, flujo de caja antes del ISLR e ISLR para el horizonte económico establecido. El ISLR según la LEEPIC es de un 34% de las ganancias.

Tabla 5.46: Evaluación económica para una plataforma de acero parte II.
Internacional

	DEPRECIACIÓN	% LEGAL A PDVSA	FLUJO ANTES DEL ISLR	ISLR
AÑO	BS/AÑO	BS/AÑO	BS/AÑO	BS/AÑO
1	373808812,5	140430318,8	1263872869	429716775,4
2	373808812,5	140430318,8	1263872869	429716775,4
3	373808812,5	140430318,8	1263872869	429716775,4
4	373808812,5	140430318,8	1263872869	429716775,4
5	373808812,5	140430318,8	1263872869	429716775,4
6	373808812,5	140430318,8	1263872869	429716775,4
7	373808812,5	140430318,8	1263872869	429716775,4
8	373808812,5	140430318,8	1263872869	429716775,4
9	373808812,5	140430318,8	1263872869	429716775,4
10	373808812,5	133254366,8	1199289301	407758362,3
11	373808812,5	124723662,8	1122512965	381654408
12	373808812,5	116620552,4	1049584971	356858890,2
13	373808812,5	108919634	980276705,6	333294079,9
14	373808812,5	101603973,2	914435758,4	310908157,8
15	373808812,5	94656635,55	851909720	289649304,8
16	373808812,5	83276718,75	749490468,8	254826759,4
17	373808812,5	72269358,75	650424228,8	221144237,8
18	373808812,5	60415278,75	543737508,8	184870753
19	373808812,5	47291118,75	425620068,8	144710823,4
20	373808812,5	33320238,75	299882148,8	101959930,6

Fuente: Elaboración propia.

Los flujos de cajas de los niveles de evaluación filial, PDVSA y nación se muestran en la tabla 5.47.

Tabla 5.47: Niveles de evaluación para una plataforma de acero. Internacional

AÑO	FLUJO DE CAJA		
	FILIAL Bs/año	PDVSA Bs/año	NACION Bs/año
0	-373808813	-373808813	-373808813
1	-747617625	-747617625	-747617625
2	-1121426438	-1121426438	-1121426438
3	-1869044063	-1869044063	-1869044063
4	-1869044063	-1869044063	-1869044063
5	-1495235250	-1495235250	-1495235250
1	1207964906	1348395225	2233224000
2	1207964906	1348395225	2233224000
3	1207964906	1348395225	2233224000
4	1207964906	1348395225	2233224000
5	1207964906	1348395225	2233224000
6	1207964906	1348395225	2233224000
7	1207964906	1348395225	2233224000
8	1207964906	1348395225	2233224000
9	1207964906	1348395225	2233224000
10	1165339751	1298594118	2143097460
11	1114667369	1239391032	2035955880
12	1066534893	1183155446	1934184672
13	1020791438	1129711072	1837464804
14	977336413	1078940386	1745583588
15	936069228	1030725863	1658328336
16	868472522	951749241	1515402000
17	803088803	875358162	1377154800
18	732675568	793090847	1228273200
19	654718058	702009177	1063440000
20	571731031	605051269	887972400

Fuente: Elaboración propia.

5.3.2.2.1 Diagrama de flujo

Se elabora el flujo de caja a un nivel filial porque es el representativo de PDVSA exploración y producción costa afuera. Las ganancias anuales o los flujos positivos con una flecha hacia arriba y el desembolso de la inversión o los flujos negativos con flechas hacia abajo como se muestra en el gráfico 5.5.

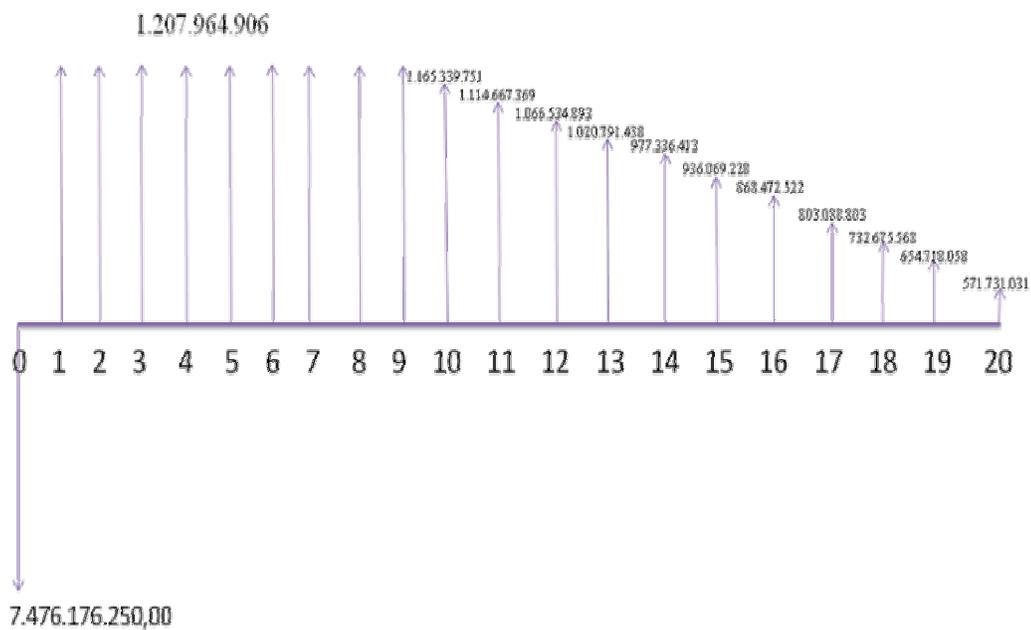


Gráfico 5.5 Diagrama de flujo de caja para plataformas de acero.

Fuente: Elaboración propia.

5.3.2.2.2 Valor presente neto (VPN)

El cálculo del VPN se realizó utilizando la ecuación 5.1

$$VPN = -P + FNE_1 / (1+i)^1 + FNE_2 / (1+i)^2 + FNE_3 / (1+i)^3 + \dots + FNE_{20} / (1+i)^{20}$$

(Ec. 5.1)

Sustituyendo las variables en la ecuación 5.1 el resultado es:

$$VPN = 2.109.169.717,45 \text{ Bs.F}$$

El $VPN > 0$ por lo tanto el proyecto resulta financieramente viable.

5.3.2.2.3 Tasa interna de retorno (TIR)

El TIR se igualado a la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

$$VPN = 0 = -P + FNE_1 / (1+i)^1 + FNE_2 / (1+i)^2 + FNE_3 / (1+i)^3 + \dots + FNE_{20} / (1+i)^{20}$$

(Ec. 5.1)

Donde:

i: valor de la tasa que se hará variar mediante el método de ensayo y error.

VPN: valor presente correspondiente a i.

La tabla 5.48 muestra los valores que resultaron de aplicar el método ensayo y error.

Tabla 5.48 Método ensayo y error para la obtención del TIR usando una plataforma de acero

i %	VPN
11	1.539.349.672,74
12	1.023.697.249,69
13	555.742.148,32
14	129.905.794,09
15	-207.424.821,72

Fuente: Elaboración propia.

Para calcular el TIR se debe interpolar entre el valor positivo y el valor negativo.

14 %	—————	129.905.794,09
X	—————	0
15 %	—————	-207.424.821,72

$$X = \text{TIR} = 14,3850\%$$

$$\text{TIR} = 14,3850\% > \text{TMAR} = 10\%$$

Debido a que la tasa interna de retorno (TIR: 14,3850%) es mayor que la tasa mínima atractiva de retorno (TMAR: tasa de descuento: 10%), el proyecto es aceptado y económicamente rentable.

La tabla 5.49 muestra un resumen de la evaluación económica de para el uso de una plataforma de acero en el proyecto con ventas de exportación.

Tabla 5.49: Indicadores económicos para plataforma de acero con un precio del gas a nivel internacional.

	FILIAL	PDVSA	NACIÓN
Horizonte económico (años)	20	20	20
Tasa de descuento (%)	10%	10%	10%
Inversión (Bs F)	7.476.176.250,00	7.476.176.250,00	7.476.176.250,00
Flujo neto descontado (VPN) (Bs)	2.109.169.717,45	3.187.099.150,65	10.059.103.665,29
Tasa interna de retorno (TIR) (%)	14,3850%	16,4645%	29,2214%

Fuente: Elaboración propia.

Con un precio internacional del gas el proyecto se hace rentable para los tres niveles de la evaluación. Las operaciones para el cálculo del VPN y el TIR de los niveles PDVSA y nación fueron realizados igual a como se efectuó en el nivel filial. Como lo indica lo lógico y demuestra los resultados, la rentabilidad del proyecto aumenta con los niveles, es decir, es más beneficioso a nivel PDVSA que a filial, y más beneficioso a nivel nación que PDVSA y por consiguiente filial

5.3.3 Estimación de costo clase v para una plataforma de concreto

En las tablas a continuación se muestra la estimación de costo clase V que involucra todos los costos para la puesta en marcha del campo Mejillones con la utilización de una plataforma de concreto, utilizando una tasa de cambio de 2,15 Bs/\$. Se muestra solo la tabla 5.50 de los costos de construcción y la tabla 5.51 de los costos totales, ya que estas son las únicas tablas de costos que cambian con respecto a la plataforma fija de acero.

Tabla 5.50 Costo de construcción para una plataforma de concreto.

Construcción	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Equipos submarinos	60.000.000,00		129.000.000,00
Plataforma	315.000.000,00		677.250.000,00
Control y comunicaciones	3.000.000,00	2.000.000,00	8.450.000,00
Total construcción	513.000.000,00	2.000.000,00	814.700.000,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009

Tabla 5.51 Costo total con plataforma de concreto.

Costos	Horas	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Total ingeniería	150.000	10.800.000,00	34.830.000,00	58.050.000,00
Total equipos y materiales		408.000.000,00	7.000.000,00	884.200.000,00
Total costos indirectos		40.800.000,00	172.069.000,00	259.789.000,00
Total construcción		378.000.000,00	2.000.000,00	814.700.000,00
Total perforación		1.680.000.000,00		3.612.000.000,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009

Tabla 5.51 Costo Total con plataforma de concreto (continuación).

Costos	Horas	Total a invertir en US\$	Total invertir en Bsf	Total inversión (US\$ + Bsf) en Bsf
Total gestión	1.126.400		61.952.000,00	61.952.000,00
Sub-total	1.276.400,00	2.517.600.000,00	277.851.000,00	5.690.691.000,00
Contingencia (25%)	319.100,00	629.400.000,00	69.462.750,00	1.422.672.750,00
Total	1.595.500,00	3.147.000.000,00	347.313.750,00	7.113.363.750,00

Fuente: Gerencia de ingeniería de costos PDVSA E y P costa afuera 2009

5.3.4 Evaluación económica para una plataforma de concreto

La evaluación económica se realizó para la utilización de una plataforma de concreto y con un precio del gas a venta nacional, luego se realizaron los mismos cálculos pero con un precio de gas a venta internacional. Las evaluaciones económicas se hicieron a tres niveles de evaluación: filial, PDVSA y nación, requeridos por la corporación. Las bases económicas utilizadas fueron las siguientes:

- Estimado de costo: clase V.
- Horizonte económico: 20 años.
- Días operativos: 360 días.
- ISLR: 34%
- Tasa de descuento: 10%
- Tasa cambiaria: 2,15 Bs/\$.
- Proyección del precio de gas a nivel nacional a 20 años: 980\$/MMPCG.
- Proyección del precio de gas a nivel internacional a 20 años: 7000\$/MMPCG.
- Inversión total: 7.113.363.750,00 Bs.
- Costos de producción: 280 Bs/MMPCG

5.3.4.1 Cálculos para un mercado interno

La primera evaluación a realizar es con el precio del gas a nivel nacional. La tabla 5.52 muestra el cálculo de los ingresos, las regalías y la distribución de la inversión para el horizonte económico establecido. Las regalías según la Ley de hidrocarburos son el 20% de los ingresos

Tabla 5.52 Evaluación económica plataforma de concreto parte I. Nacional

	VOLÚMENES MMPCGD	PRECIOS \$/MMPCG	INGRESOS BS/AÑO	REGALÍAS BS/AÑO	COSTOS DE PRODUCCIÓN	INVERSIÓN
AÑO	99% METANO		99% METANO	99% METANO	BS/AÑO	BS/AÑO
0						355668187,50
1						711336375,00
2						1067004562,50
3						1778340937,50
4						1778340937,50
5						1422672750,00
1	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
2	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
3	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
4	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
5	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
6	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
7	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
8	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
9	420	980,00	318578400,00	63715680,00	42336000,00	
10	403	980,00	305721486,00	61144297,20	40627440,00	
11	383	980,00	290437308,00	58087461,60	38596320,00	
12	364	980,00	275919235,20	55183847,04	36667008,00	
13	346	980,00	262121756,40	52424351,28	34833456,00	
14	328	980,00	249014530,80	49802906,16	33091632,00	
15	312	980,00	236567217,60	47313443,52	31437504,00	
16	285	980,00	216178200,00	43235640,00	28728000,00	
17	259	980,00	196456680,00	39291336,00	26107200,00	
18	231	980,00	175218120,00	35043624,00	23284800,00	
19	200	980,00	151704000,00	30340800,00	20160000,00	
20	167	980,00	126672840,00	25334568,00	16833600,00	

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 5.53 muestra el cálculo de la depreciación, el % legal a PDVSA, flujo de caja antes del ISLR e ISLR para el horizonte económico establecido. El ISLR según la LEEPIC es de un 34% de las ganancias.

Tabla 5.53 Evaluación económica plataforma de concreto parte II. Nacional

	DEPRECIACIÓN	% LEGAL A PDVSA	FLUJO ANTES DEL ISLR	ISLR
AÑO	BS/AÑO	BS/AÑO	BS/AÑO	BS/AÑO
1	355668187,5	-14314146,75	-128827320,8	-43801289,06
2	355668187,5	-14314146,75	-128827320,8	-43801289,06
3	355668187,5	-14314146,75	-128827320,8	-43801289,06
4	355668187,5	-14314146,75	-128827320,8	-43801289,06
5	355668187,5	-14314146,75	-128827320,8	-43801289,06
6	355668187,5	-14314146,75	-128827320,8	-43801289,06
7	355668187,5	-14314146,75	-128827320,8	-43801289,06
8	355668187,5	-14314146,75	-128827320,8	-43801289,06
9	355668187,5	-14314146,75	-128827320,8	-43801289,06
10	355668187,5	-15171843,87	-136546594,8	-46425842,24
11	355668187,5	-16191466,11	-145723195	-49545886,3
12	355668187,5	-17159980,73	-154439826,6	-52509541,05
13	355668187,5	-18080423,84	-162723814,5	-55326096,94
14	355668187,5	-18954819,49	-170593375,4	-58001747,63
15	355668187,5	-19785191,74	-178066725,7	-60542686,73
16	355668187,5	-21145362,75	-190308264,8	-64704810,02
17	355668187,5	-22461004,35	-202149039,2	-68730673,31
18	355668187,5	-23877849,15	-214900642,4	-73066218,4
19	355668187,5	-25446498,75	-229018488,8	-77866286,18
20	355668187,5	-27116351,55	-244047164	-82976035,74

Fuente: Elaboración propia.

Los flujos de cajas de los niveles de evaluación filial, PDVSA y nación muestran en la tabla 5.54.

Tabla 5.54 Niveles de evaluación plataforma de concreto parte II. Nacional

AÑO	FLUJO DE CAJA		
	FILIAL	PDVSA	NACIÓN
	Bs/año	Bs/año	Bs/año
0	-355668188	-355668188	-355668188
1	-711336375	-711336375	-711336375
2	-1067004563	-1067004563	-1067004563
3	-1778340938	-1778340938	-1778340938
4	-1778340938	-1778340938	-1778340938
5	-1422672750	-1422672750	-1422672750
1	270642156	256328009	276242400
2	270642156	256328009	276242400
3	270642156	256328009	276242400
4	270642156	256328009	276242400
5	270642156	256328009	276242400
6	270642156	256328009	276242400
7	270642156	256328009	276242400
8	270642156	256328009	276242400
9	270642156	256328009	276242400
10	265547435	250375591	265094046
11	259490879	243299413	251840988
12	253737902	236577921	239252227
13	248270470	230190046	227288300
14	243076560	224121740	215922899
15	238144149	218358957	205129714
16	230064733	208919370	187450200
17	222249822	199788817	170349480
18	213833764	189955914	151933320
19	204515985	179069486	131544000
20	194597059	167480708	109839240

Fuente: Elaboración propia.

Se determinará el valor presente neto para determinar si el proyecto resulta financieramente viable.

5.3.4.1.1 Valor presente neto (VPN)

El cálculo del VPN se realizó utilizando la ecuación 5.1

$$\text{VPN} = -P + \frac{\text{FNE}_1}{(1+i)^1} + \frac{\text{FNE}_2}{(1+i)^2} + \frac{\text{FNE}_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{\text{FNE}_{20}}{(1+i)^{20}}$$

El VPN es determinado para un nivel FILIAL las variables son:

P: 7.113.363.750,00 Bs.F

FNE₁: 270.642.156 Bs.F, es el flujo del primer año de producción (ver tabla 5.54) y así para los otros años consecutivos.

i: 10 %.

Sustituyendo las variables en la ecuación 5.1 el resultado es:

$$\text{VPN} = -4.892.750.603,90 \text{ Bs.F}$$

El $\text{VPN} < 0$ por lo tanto el proyecto no es rentable financieramente.

La tabla 5.55 muestra los resultados de los indicadores económicos para los tres niveles de evaluación

Tabla 5.55 Indicadores económicos para plataforma de concreto con un precio del gas a nivel nacional.

	FILIAL	PDVSA	NACIÓN
Horizonte económico (años)	20	20	20
Tasa de descuento (%)	10%	10%	10%
Inversión (Bs F)	7.113.363.750,00	7.113.363.750,00	7.113.363.750,00
Flujo neto descontado (VPN) (Bs. F)	-4.892.750.603	-5.028.674.954	-4.944.307.798

Fuente: Elaboración propia.

5.3.4.2 Cálculos a precios internacionales

A continuación se repiten los cálculos pero para un precio de gas a valor internacional para el uso de una plataforma fija de concreto comenzando con la tabla 5.56.

Tabla 5.56 Evaluación económica plataforma de concreto parte I. Internacional

	VOLÚMENES	PRECIOS	INGRESOS	REGALÍAS	COSTOS DE	INVERSIÓN
	\$/MMPCG	\$/MMPCG	BS/AÑO	BS/AÑO	PRODUCCIÓN	
AÑO	99% METANO		99% METANO	99% METANO	BS/AÑO	BS/AÑO
0						355668187,5
1						711336375
2						1067004563
3						1778340938
4						1778340938
5						1422672750
1	420	7000	2275560000	455112000	42336000	
2	420	7000	2275560000	455112000	42336000	
3	420	7000	2275560000	455112000	42336000	
4	420	7000	2275560000	455112000	42336000	
5	420	7000	2275560000	455112000	42336000	
6	420	7000	2275560000	455112000	42336000	
7	420	7000	2275560000	455112000	42336000	
8	420	7000	2275560000	455112000	42336000	
9	420	7000	2275560000	455112000	42336000	
10	403	7000	2183724900	436744980	40627440	
11	383	7000	2074552200	414910440	38596320	
12	364	7000	1970851680	394170336	36667008	
13	346	7000	1872298260	374459652	34833456	
14	328	7000	1778675220	355735044	33091632	
15	312	7000	1689765840	337953168	31437504	
16	285	7000	1544130000	308826000	28728000	
17	259	7000	1403262000	280652400	26107200	
18	231	7000	1251558000	250311600	23284800	
19	200	7000	1083600000	216720000	20160000	
20	167	7000	904806000	180961200	16833600	

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 5.57 muestra el cálculo de la depreciación, el % legal a PDVSA, flujo de caja antes del ISLR e ISLR para el horizonte económico establecido. El ISLR según la LEEPIC es de un 34% de las ganancias.

Tabla 5.57 Evaluación económica plataforma de concreto parte II. Internacional

	DEPRECIACIÓN	% LEGAL A PDVSA	FLUJO ANTES DEL ISLR	ISLR
AÑO	Bs/año	Bs/año	Bs/año	Bs/año
1	355668187,5	142244381,3	1280199431	435267806,6
2	355668187,5	142244381,3	1280199431	435267806,6
3	355668187,5	142244381,3	1280199431	435267806,6
4	355668187,5	142244381,3	1280199431	435267806,6
5	355668187,5	142244381,3	1280199431	435267806,6
6	355668187,5	142244381,3	1280199431	435267806,6
7	355668187,5	142244381,3	1280199431	435267806,6
8	355668187,5	142244381,3	1280199431	435267806,6
9	355668187,5	142244381,3	1280199431	435267806,6
10	355668187,5	135068429,3	1215615863	413309393,5
11	355668187,5	126537725,3	1138839527	387205439,3
12	355668187,5	118434614,9	1065911534	362409921,4
13	355668187,5	110733696,5	996603268,1	338845111,1
14	355668187,5	103418035,7	930762320,9	316459189,1
15	355668187,5	96470698,05	868236282,5	295200336
16	355668187,5	85090781,25	765817031,3	260377790,6
17	355668187,5	74083421,25	666750791,3	226695269
18	355668187,5	62229341,25	560064071,3	190421784,2
19	355668187,5	49105181,25	441946631,3	150261854,6
20	355668187,5	35134301,25	316208711,3	107510961,8

Fuente: Elaboración propia.

Los flujos de cajas de los niveles de evaluación filial, PDVSA y nación muestran en la tabla 5.58.

Tabla 5.58 Niveles de evaluación plataforma de concreto parte II. Internacional

AÑO	FLUJO DE CAJA		
	FILIAL Bs/año	PDVSA Bs/año	NACION Bs/año
0	-355668188	-355668188	-355668188
1	-711336375	-711336375	-711336375
2	-1067004563	-1067004563	-1067004563
3	-1778340938	-1778340938	-1778340938
4	-1778340938	-1778340938	-1778340938
5	-1422672750	-1422672750	-1422672750
1	1200599812	1342844193	2233224000
2	1200599812	1342844193	2233224000
3	1200599812	1342844193	2233224000
4	1200599812	1342844193	2233224000
5	1200599812	1342844193	2233224000
6	1200599812	1342844193	2233224000
7	1200599812	1342844193	2233224000
8	1200599812	1342844193	2233224000
9	1200599812	1342844193	2233224000
10	1157974657	1293043086	2143097460
11	1107302275	1233840001	2035955880
12	1059169800	1177604415	1934184672
13	1013426344	1124160041	1837464804
14	969971319	1073389355	1745583588
15	928704134	1025174832	1658328336
16	861107428	946198209	1515402000
17	795723710	869807131	1377154800
18	725310475	787539816	1228273200
19	647352964	696458145	1063440000
20	564365937	599500238	887972400

Fuente: Elaboración propia.

5.3.4.2.1 Diagrama de flujo

Se elabora el flujo de caja se muestra en el gráfico 5.6 a un nivel filial porque es el representativo de PDVSA exploración y producción costa afuera al igual que el caso de una plataforma de acero.

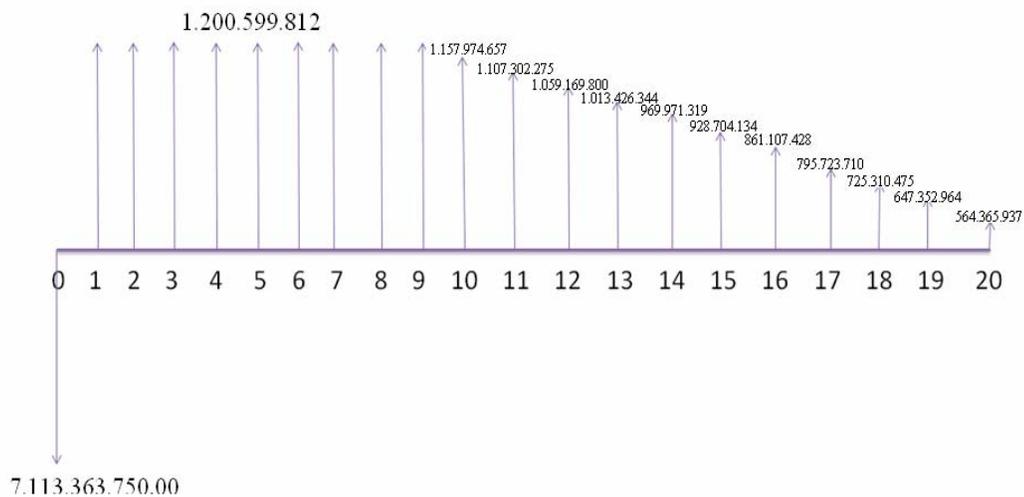


Gráfico 5.6 Diagrama de flujo de caja para plataformas de acero.
Fuente: Elaboración propia.

5.3.4.2.2 Valor presente neto (VPN)

El cálculo del VPN se realizó utilizando la ecuación 5.1. Sustituyendo las variables en la ecuación el resultado obtenido fue:

$$\text{VPN} = 2.409.279.021,08 \text{ Bs.F}$$

El $\text{VPN} > 0$ por lo tanto el proyecto resulta financieramente viable.

5.3.4.2.3 Tasa interna de retorno (TIR)

Para calcular la TIR se iguala a cero la ecuación 5.1. La tabla 5.59 muestra los valores que resultaron de aplicar el método ensayo y error.

Tabla 5.59 Método ensayo y error para la obtención del TIR usando una plataforma de concreto

i %	VPN
12	1.331.496.595,81
13	866.816.693,08
14	443.938.315,41
15	58.077.192,23
16	-294.914.336,40

Fuente: Elaboración propia.

Para calcular el TIR se debe interpolar entre el valor positivo y el valor negativo.

15 %	—————	58.077.192,23
X	—————	0
16 %	—————	-294.914.336,40

$$X = \text{TIR} = 15,16452857\%$$

$$\text{TIR} = 15,1645\% > \text{TMAR} = 10\%$$

Debido a que la tasa interna de retorno (TIR: 15,1645%) es mayor que la tasa mínima atractiva de retorno (TMAR: tasa de descuento: 10%), el proyecto es aceptado y económicamente rentable.

La tabla 5.60 muestra un resumen de la evaluación económica de para el uso de una plataforma de acero en el proyecto con ventas de exportación.

Tabla 5.60 Indicadores económicos para plataforma de concreto con un precio del gas a nivel internacional.

	FILIAL	PDVSA	NACIÓN
Horizonte económico (años)	20	20	20
Tasa de descuento (%)	10%	10%	10%
Inversión (Bs F)	7.113.363.750,00	7.113.363.750,00	7.113.363.750,00
Flujo neto descontado (VPN) (Bs)	2.409.279.021,08	3.502.652.587,99	10.421.916.165,29
Tasa interna de retorno (TIR) (%)	15,1645%	17,4159%	30,8114%

Fuente: Elaboración propia.

Con un precio internacional del gas el proyecto se hace rentable para los tres niveles de la evaluación aunque la tasa interna de retorno es algo baja.

5.3.5 Análisis económico

La tabla 5.61 muestra los costos para los diferentes casos estudiados en ella se observo que la primera opción es la más alta.

Tabla 5.61 Costos de Plataformas

OPCIONES DE PLATAFORMAS	COSTO (Bs)
Fija de Acero	7.476.176.250,00
Fija de Concreto	7.113.363.750,00

Fuente: Elaboración propia.

El análisis económico se basó en los resultados obtenidos en las evaluaciones económicas para los tres niveles de evaluación (Nación, PDVSA y Filial).

Los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas para las opciones con un precio de venta internacional tanto a nivel Nación, PDVSA como Filial son rentables ya que los indicadores económicos están por encima de lo mínimo exigidos pero no son muy alentadores estos resultados por lo que se debe evaluar más a fondo la aceptación de este proyecto. En cuanto a un precio del gas a venta nacional, para las dos opciones no es rentable en ese caso se considera que el proyecto tiene un beneficio socio económico y se evitaría los gastos por importación de gas. La tabla 5.62 muestra un resumen de los indicadores económicos a nivel filial para las diferentes opciones.

Tabla 5.62 Opciones de Plataformas con Indicadores económicos.

Opciones	Plataforma	Precio del gas	VPN (MMBs)	TIR (%)
1	Fija de acero	Nacional	-5.192.	-
2	Fija de acero	Internacional	2.109.	14,38%
3	Fija de concreto	Nacional	-4.892	-
4	Fija de concreto	Internacional	2.409	15,16%

Fuente: Elaboración propia.

Los gráficos muestran los indicadores económicos VPN (grafico 5.7) y TIR (grafico 5.8) para las diferentes opciones, respectivamente, siendo la mejor opción la número 4.

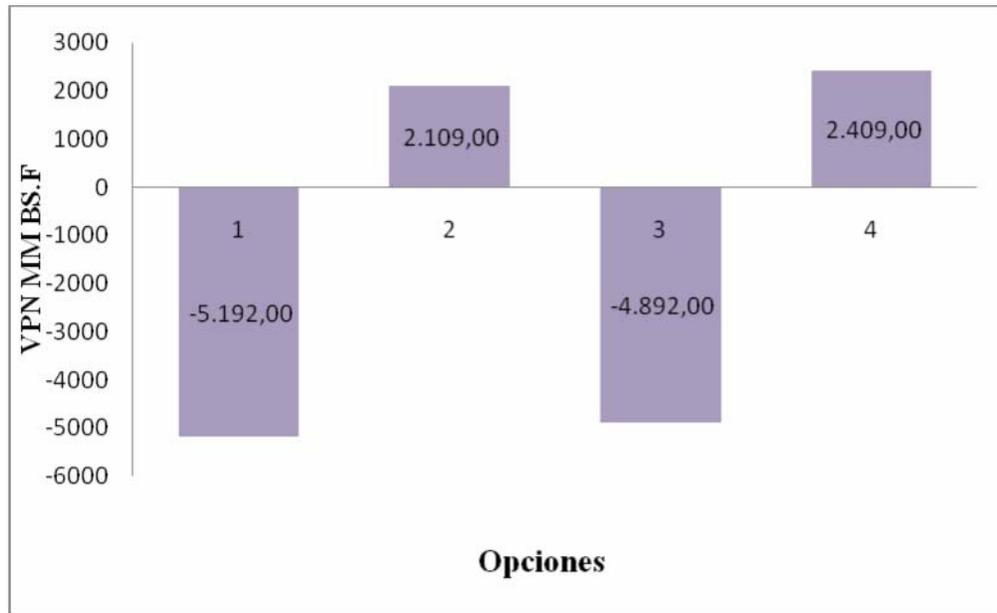


Gráfico 5.7 VPN para las diferentes opciones.
Fuente: Elaboración propia.

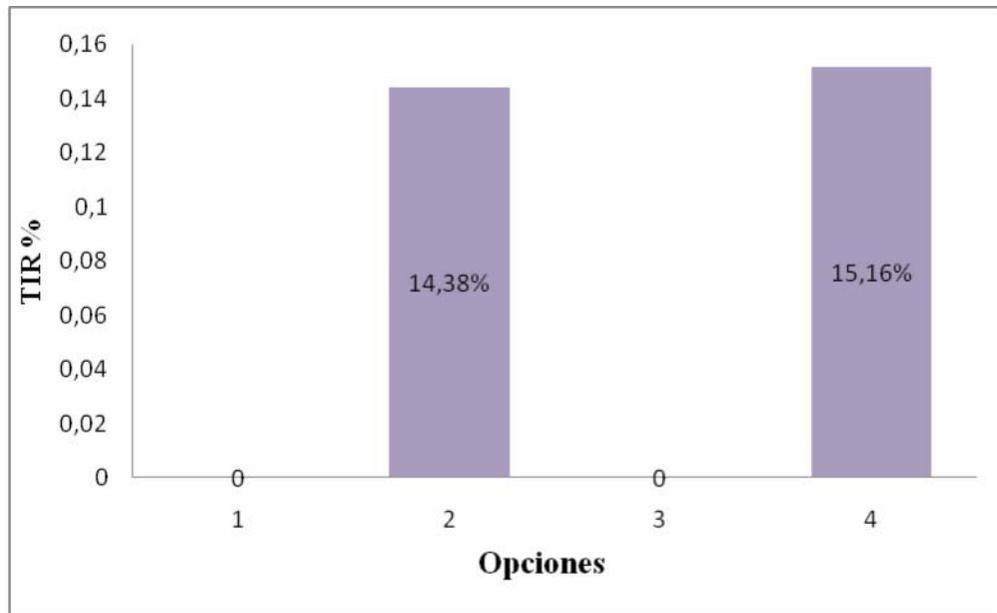


Gráfico 5.8 TIR para las diferentes opciones
Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO VI

PROPUESTA

6.1 Opción factible en términos técnicos y económicos

Venezuela posee un déficit de gas que está en el orden de los 2000MMPCGD, con el desarrollo de los campos costa afuera de la primera fase del proyecto Mariscal Sucre (campos Dragón y Patao) se estima suplir con 600MMPCGD. Con el campo Mejillones parte de la segunda fase del proyecto Mariscal Sucre se espera incrementar la producción a 1020MMPCGD mediante la perforación de 14 pozos aportando 420MMPCGD a los 600MMPCGD estimado para la primera fase del proyecto esto representa una disminución del 51% del déficit actual de gas.

Para llevar a cabo la producción del campo Mejillones se elaboro un estudio de factibilidad para determinar qué tipo de plataforma permitiría prestar servicio a este campo y a su vez ser factible para su construcción en Venezuela, continuando así con la producción de gas en el Proyecto Mariscal Sucre.

Los fundamentos que permitieron elaborar una propuesta de factibilidad son los siguientes:

1. Las plataformas fijas (acero y concreto) cumple con los requerimientos mínimos exigidos para prestar servicio al campo mejillones como se demostró en la sección 5.1 del análisis técnico económico capítulo V.

2. Técnicamente es más viable, según el método de ponderación, construir en Venezuela una plataforma fija de acero que una plataforma fija de concreto, la razón principal es sus facilidades de construcción, dado que en el país se encuentra instalaciones adaptables para la fabricación de una estructura de acero, característica con la que no cuenta la estructura de concreto. La mayor ventaja de ésta última es que la mayor parte de su materia prima se encuentra en el país.
3. Según nuestra evaluación a precios internacionales la opción más viable es una plataforma de concreto, sin embargo en nuestro análisis no se toma en consideración que el país no cuenta con diques secos capacitados para la fabricación de una estructura con esas capacidades, por lo que se tendría que construir el dique, es decir aumento de costos para la inversión en cuento a los gastos para la elaboración de un dique seco, lo que incurriría directamente en un aumento a la inversión que podría tornar a esta opción no rentable ni para ventas al exterior, por lo que desde este punto de vista es dominante la elección de una plataforma de acero. A precios nacionales ninguna de las dos opciones son rentables.

Según los fundamentos anteriores, y sabiendo que este es un proyecto nacional que está en marcha, en el que ha sido aprobado una gran suma de dinero la suficiente como para poner en producción a los campos para un beneficio social más que monetario, se determino que la opción más factible de estructura para prestar servicio en el campo Mejillones del Proyecto Mariscal Sucre es una plataforma fija de acero.

CONCLUSIONES

1. El estudio indicó que las plataformas fijas de acero y de plataformas fijas de concreto cumple los requerimientos exigidos hasta el momento por el campo Mejillones del Proyecto Mariscal Sucre.
2. El estudio técnico indicó que es factible fabricar una plataforma de acero en Venezuela,
3. El estudio técnico también señaló que se cuenta con personal capacitado para la fabricación de plataformas de acero.
4. De acuerdo a los resultados obtenidos en la evaluación económica se considera no rentable la fabricación de una plataforma tanto de acero como de concreto, si se trabaja a precio del gas a nivel nacional.
5. El estudio económico indicó que la rentabilidad de la plataforma de acero a precios del gas a niveles internacionales es mínima y queda de parte de la gerencia la puesta en marcha o no de la fabricación.
6. La propuesta es la fabricación de una plataforma fija de acero para prestar servicio en el campo Mejillones del proyecto Mariscal Sucre en el estado Sucre. Cabe destacar que este es un proyecto social para subsanar una demanda y a pesar de que la inversión es elevada y los ingresos no son muy alentadores, el dinero invertido se quedara en el país beneficiando a los venezolanos y evitando una compra de gas a mercados externos.

RECOMENDACIONES

1. Realizar la fabricación de la plataforma lo más cercano a la orilla para disminuir los costos por transporte de la plataforma.
2. Prever con anticipación los tiempos de fabricación, entrega de materia prima y equipos, para así cumplir con lo pronosticado de puesta en marcha del campo.
3. Una vez instalada la plataforma cumplir con los programas de mantenimientos para así alargar la vida útil de la plataforma.
4. De cambiar alguna o algunas características con las cuales fue desarrollado este proyecto se recomienda reevaluar, si es muy influyente y drástico este cambio.
5. Se recomienda elaborar un estudio que implique la producción del campo con un sistema submarino completo y un manejo en tierra firme de los pozos.

BIBLIOGRAFÍA

Albaugh K y Nutter T. (2001). **Worldwide Suervely of Minimal Ofshore Fixed Platforms & Decks for marginal Fields.** (1^{ra} ed.). Mustang Engineering, INC.

Barberii, E. (1998). **El Pozo Ilustrado.** (4^{ta} ed.). Caracas: FONCIED.

Baca, G. (2007). **Fundamentos de ingeniería económica.** (4^{ta} ed.). Mexico D. F.: Mc Graw-Hill.

Consultores Métrica, Gestión Estratégica NEXO y Ingenieros Consultores BC & A (2008). **Taller sobre Metodología de Control y Seguimiento del Valor Agregado Nacional VAN.** Caracas.

Deobold B. Van Dalen y Meyer W. (2006). **COMO REALIZAR UNA TESIS.** Buenos Aires: Dayly Bird.

Holand, I.; Gudmestad, O. y Jersin, E. (2000). **Design of Offshore Concrete Structures.** (1^{ra} ed.). Londres: Spon Press.

Leecraft, J. (1979). **A Dictionary of Petroleum Terms.** (2^a ed.). Texas: division of continuing education, The University of Texas at Austi.

Leffler W.; Pattarozzi R. y Sterling G. (2003). **Deepwater Petroleum Exploration & Production: A NONTECHNICAL GUIDE.** (1^{ra} ed.). USA: [PennWell Books](#).

Moyer C., McGuigan J. y Kretlow W. (2004). **Administración Financiera Contemporánea** (9^{na} ed.). España: Thomson

PDVSA. (1999). **Manual de Ingeniería de Diseño. Diseño sismorresistente de instalaciones industriales.** Caracas.

PDVSA. (2001) **RISK ENGINEERING MANUAL: Safety Criteria for the Design of Offshore Installations.**

PDVSA COSTA AFUERA, Gerencia de Metocean, Geotécnica y Geofísica Superficial (2007). **Informe preliminar. reconocimiento geológico de la Península de Paria. corredores de la tubería de exportación (Mejillones-Mapire e Istmo los Obispos) servicios de recolección y procesamiento de datos geotécnicos para el proyecto mariscal sucre.**

PDVSA E Y P COSTA AFUERA, Gerencia de Proyectos Mayores. (1992). **A Review of the Feasibility for Vietnam of Constructing Offshore Concrete Platforms Compared to Steel Structures.** (1^{ra} ed.). STATOIL and British Petroleum in Cooperation with Petro Vietnam and the Ministry of Heavy Industry.

“Petroleum and Natural Gas Industries — Specific Requirements for Offshore Structures”, International Organization for Standardization (ISO), 19901-2:2004(E).

“Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms –Working Stress Design”, America Petroleum Institute (API), RP 2A-WSD.

Ramírez, T. (1999). **Cómo hacer un Proyecto de Investigación.** Caracas: Panapo.

Sabino C., (1992). **COMO HACER UNA TESIS Y ELABORAR TODO TIPO DE ESCRITOS.** Argentina: Lumen.

Wilhoit, L., Supan C. y Albaugh K. (2007). **Deepwater Solutions & Records for Concept Selection.** (1^{ra} ed.). Mustang Engineering and Billiton Petroleum

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA UNA PLATAFORMA DE SERVICIOS EN EL CAMPO MEJILLONES DEL PROYECTO MARISCAL SUCRE EN EL ESTADO SUCRE.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E- MAIL	
Serra V., Milibel C.	CVLAC:	17.446.609
	E MAIL:	milihello1@hotmail.com
	E MAIL:	
	CVLAC:	
	E MAIL:	
	E MAIL:	
	CVLAC:	
	E MAIL:	
	E MAIL:	

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Plataforma _____
 Campo mejillones _____
 Gas Natural _____
 Proyecto Mariscal sucre _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Industrial

RESUMEN (ABSTRACT):

El trabajo presentado a continuación, se basa en una propuesta de factibilidad de plataforma para prestar servicios al campo Mejillones ubicado en áreas costa afuera del estado Sucre, perteneciente al proyecto Mariscal Sucre. El cual fue solicitado por la gerencia de planificación de PDVSA E y P costa afuera, con la finalidad de tomar decisiones respecto a la puesta en marcha de la producción del campo en la fase II del proyecto. Para alcanzar el propósito deseado se realizó un estudio de la situación actual del campo a través de análisis de documentos internos y entrevistas a personal calificado buscando la obtención de sus características, esta fueron comparadas con diagramas internacionales de selección para establecer las opciones que cumplieran con sus requerimientos, luego se procedió a verificar su 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. Una vez realizado el estudio y basándonos en la información recolectada se estableció una propuesta de factibilidad con los lineamientos de elaboración de proyectos de entes petroleros en el País. Cumpliendo de esta manera con los objetivos establecidos en este trabajo

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
PERAZA, LUIS	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	5.127.503			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
BARRIOS, ALIRIO	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	16.898.245			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
BRAVO, LUIS	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	1.811.447			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
RODRÍGUEZ, YANITZA	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:	12.812.576			
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO 2009	MES 07	DÍA 29
--------------------	------------------	------------------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estudio de la factibilidad.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: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

_____ INGENIERO INDUSTRIAL _____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

_____ PRE-GRADO _____

ÁREA DE ESTUDIO:

_____ DEPARTAMENTO DE SISTEMAS INDUSTRIALES _____

INSTITUCIÓN:

_____ UNIVERSIDAD DE ORIENTE, NÚCLEO DE ANZOATEGÜI _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO. "LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO".

Milibel Serra

AUTOR

Alirio Barrios

TUTOR

Luis Bravo

JURADO 1

Yanitza Rodríguez

JURADO 2

POR LA SUBCOMISION DE TESIS