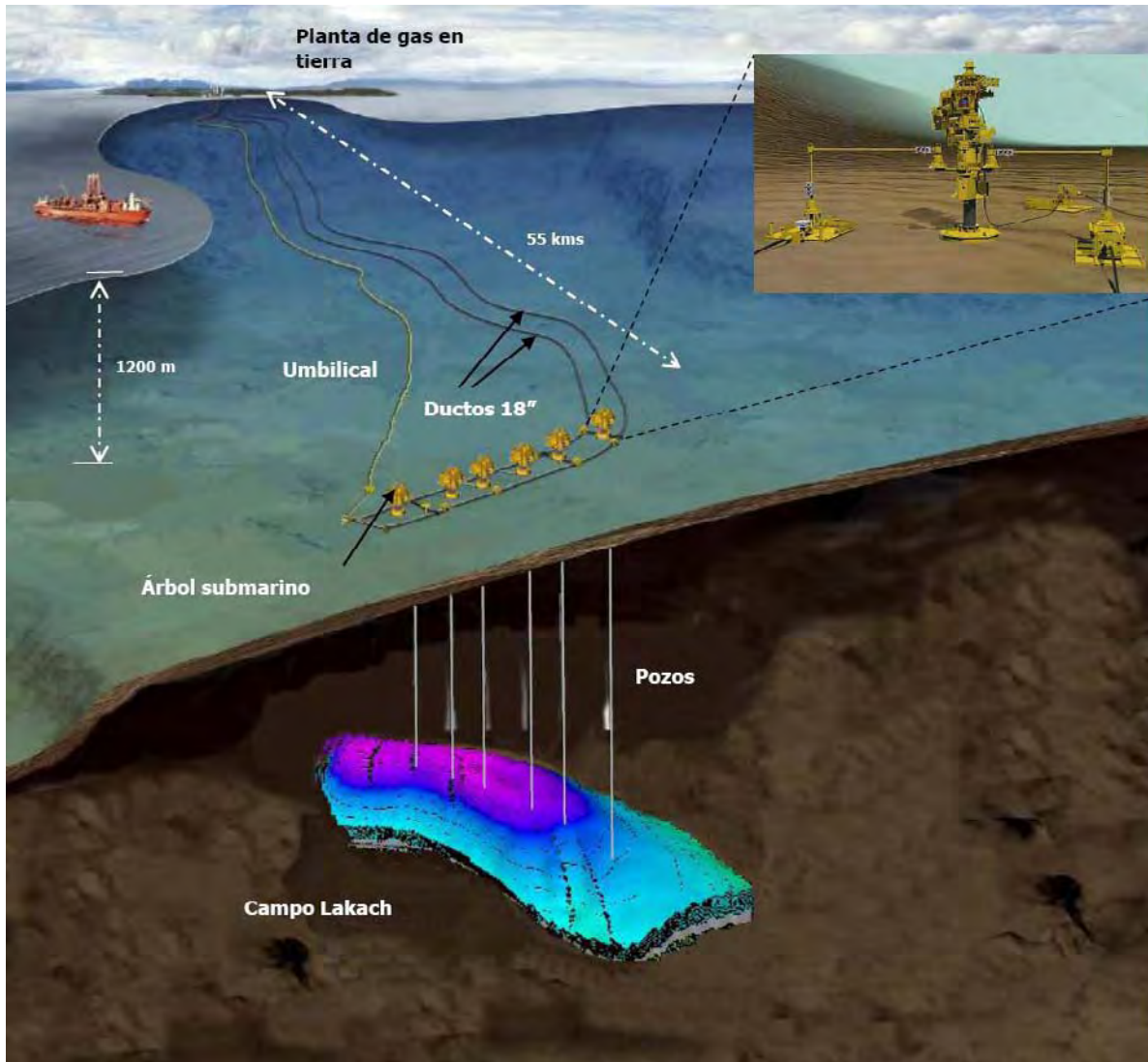


“Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas, enfocada en operaciones marinas.”



Representación artística del concepto del campo Lakach de la presentación “Retos para el desarrollo y la explotación de campos en aguas profundas de la Región Marina Suroeste” en la Reunión “Retos Tecnológicos en Exploración y Explotación de campos Petroleros en Aguas Profundas”, Comisión de Especialidad de la Academia de Ingeniería A.C. 15 y 16 de Octubre, México, 2009.

Omar Romero Mata

CONTENIDO

PREFACIO.....	3
INTRODUCCIÓN	8
1.0 CASO DE ESTUDIO	9
1.1 Modelo probabilístico de las reservas ubicadas en Lakach	10
2.0 BASES DE DISEÑO	14
2.1 Características del yacimiento	14
2.2 Localización del campo, tirante de agua y ubicación de los pozos.....	16
2.3 Caracterización de condiciones meteorológicas oceánicas	17
2.3.1 Referencias de PEMEX sobre condiciones meteorológicas oceánicas en la región.....	17
2.3.2 Efectos de huracanes y tormentas tropicales en la región	17
2.3.3 Sugerencia de condiciones meteorológicas a considerar	18
2.4 Lecho marino.....	20
2.5 Actividad Sísmica.....	21
2.6 Detalles de instalaciones e infraestructura existentes.	24
2.6.1 Pozos de exploración.....	24
2.6.2 Estación de compresión en tierra disponible para el desarrollo.	24
2.6 Unidades de perforación dinámicamente posicionadas.....	25
3: DESCRIPCIÓN DE CONCEPTOS ALTERNATIVOS.	27
3.1 Sistema de producción submarina a tierra	27
3.1.1 Estado del arte de los campos desarrollados utilizando el sistema de producción submarina a tierra.....	27
3.1.2 Beneficios y desafíos de los sistemas de producción submarinos.....	27
3.1.3 El concepto del sistema de producción submarino del campo Lakach.....	33
3.2 SPAR	36
3.2.1 Estado del arte de los campos desarrollados utilizando SPAR.....	36
3.2.2 Beneficios y desafíos para el concepto SPAR.....	37
3.3 Tension Leg Platform TLP	38
3.3.1 Estado del arte en el desarrollo de campos usando el concepto TLP.....	38
3.3.1 Beneficios y desafíos para el concepto TLP.....	40
3.4 Unidad de producción semi-sumergible	43

3.4.1 Estado del arte de los campos desarrollados utilizando las unidades de producción semisumergibles.....	43
3.4.2 Beneficios y desafíos para las unidades de producción semisumergibles.....	43
4. DESCRIPCIÓN DE OPERACIONES MARINAS.....	46
4.1 Operaciones marinas para los sistemas de producción submarinos.....	47
4.1.1 Preparación del lecho marino - relleno, dragado, pre-excavación de zanjas para ductos submarinos.....	50
4.1.2 Instalación de plantillas.....	51
4.1.3. Perforación y terminación de pozos.....	56
4.1.4 Instalación del distribuidor de flujo central.....	66
4.1.5 Instalación de líneas de flujo y umbilicales.....	66
4.1.6 Instalación de ductos y terminales de ductos 2 x 8”.....	68
4.1.7 Reparación y mantenimiento de pozos.....	71
4.1.8 Abandono.....	71
4.2 OPERACIONES MARINAS PARA UNA PLATAFORMA SPAR.....	72
4.3 OPERACIONES MARINAS PARA UNA PLATAFORMA TLP.....	79
4.4 OPERACIONES MARINAS PARA UNA UNIDAD DE PRODUCCIÓN SEMISUMERGIBLE.....	83
CONCLUSIONES:.....	84
REFERENCIAS:.....	85
ANEXO A Características de unidades de producción alternativas	
ANEXO B Características de unidades de perforación semisumergibles contratadas por PEMEX	

PREFACIO

Cantarell es un yacimiento de petróleo y de gas situado costa afuera en el Sureste de México que, en su momento, fue considerado el segundo más grande del mundo. La producción de Cantarell cayó dramáticamente en 2007 después de alcanzar su pico de producción en los primeros años de la década del 2000. Con su caída, la necesidad de actividades de exploración y desarrollo de campos petroleros aumentó considerablemente en las cuencas que antes no se consideraban comercialmente viables en México.

Pemex Exploración y Producción (PEP) es el único operador permitido por las leyes mexicanas para producir los recursos de hidrocarburos de México. Carlos Morales, Director General de PEP en la “Offshore Technology Conference” (OTC) 2009 comentó sobre la estrategia de aguas profundas de Pemex [Morales, 2009]:

Las cuencas de petróleo mexicano

Seis principales cuencas geológicas constituyen el principal objetivo de nuestros esfuerzos de exploración. Las "Aguas profundas" es nuestra nueva cuenca y está sujeta a un programa de exploración estructurado y estratégico para descubrir nuevas reservas.

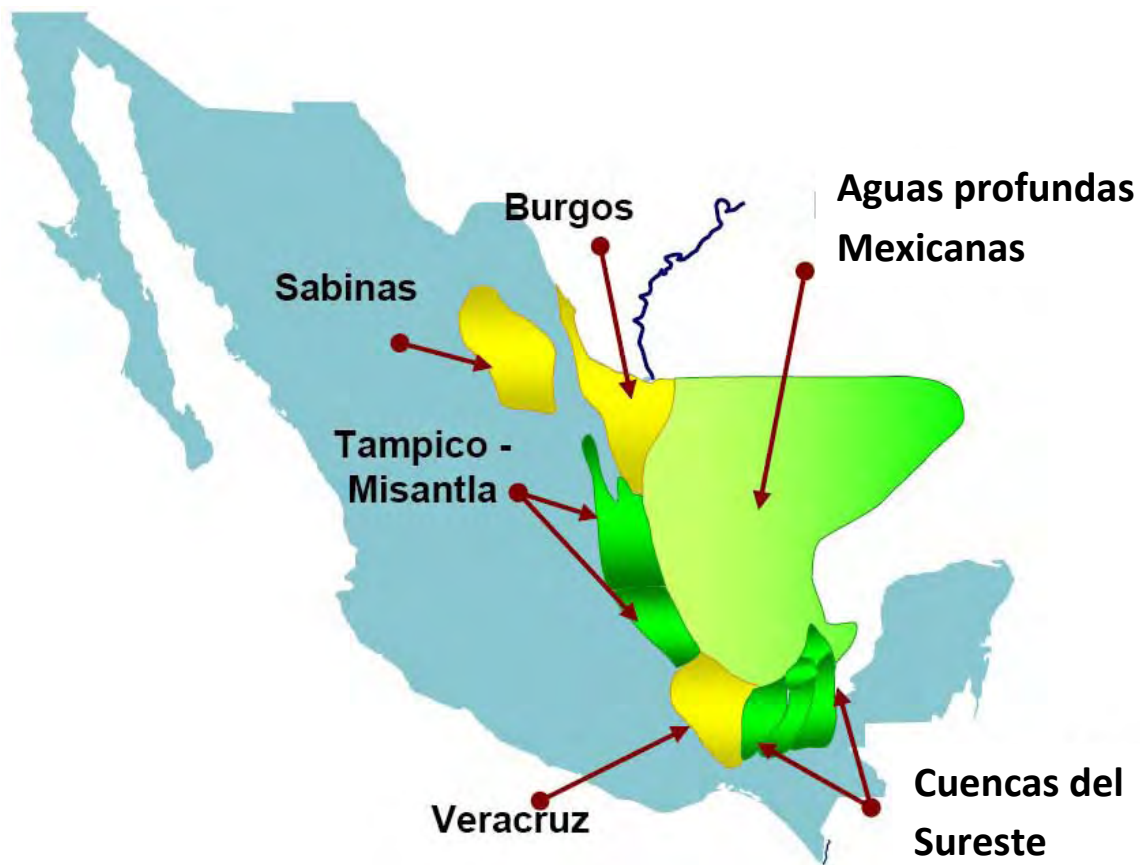


Figura 1: Mapa de la distribución de cuencas en el territorio mexicano.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Cuenca	Tipo de hidrocarburo principal en la cuenca
Cuencas del Sureste	Petróleo
Tampico Misantla	Petróleo
Burgos	Gas
Veracruz	Gas
Sabinas	Gas
De aguas profundas de México	Petróleo - Gas

Tabla I: Tipo de hidrocarburos característicos que se encuentran en las cuencas de México.

Nueva distribución de las reservas por cuenca.

La mayoría de las reservas de petróleo crudo, se concentran en Cantarell, Ku-Maloob-Zaap (Cuencas del Sureste), Chicontepec y el Complejo Bermúdez (Tampico-Misantla). El gas no asociado también está presente en Burgos, Veracruz, y las cuencas de Macuspana. Es interesante observar que una nueva provincia, propensa de contener gas asociado, ha sido descubierta en aguas profundas.

Hasta ahora, las cuencas del sureste han contribuido con los mayores volúmenes de nuevas reservas las cuales se encuentran en aguas poco profundas y yacimientos de edad Mesozoica. Estas cuencas producen principalmente crudo pesado y ligero. Sin embargo, los pozos de exploración en aguas profundas de la parte mexicana del Golfo de México están dando resultados prometedores.

Estimación de los recursos prospectivos

El potencial de hidrocarburos de México ha sido calculado por PEMEX como 52,0 billones de barriles de petróleo equivalentes (BBPE) de los cuales, el 56% de los recursos prospectivos se encuentran en aguas profundas del Golfo de México y el 32% en el sureste de México en donde Pemex actualmente desarrolla en mayor medida sus operaciones. La tabla II muestra los descubrimientos de reservas 3P de 2003 a 2008 y los recursos prospectivos en BPE calculados por PEMEX.

En 2003-2005 se realizó el primer modelo integral con datos geoquímicos y geológicos del Golfo de México. Este modelo ha permitido a PEMEX definir y orientar su estrategia de exploración, la clasificación de exploración está basada en el tipo de hidrocarburos y su riesgo asociado, el modelo se actualiza una vez que los pozos se perforan y los datos reales de los fluidos del yacimiento son interpretados, de igual manera, los modelos se detallan con otros estudios semiregionales (Véase la figura II).

Nueve áreas se han definido como las más importantes para las aguas profundas de México teniendo en cuenta como los criterios más relevantes el valor económico, el tamaño de los recursos posibles, el tipo de hidrocarburos, riesgo geológico, la proximidad a instalaciones de producción existentes y las restricciones ambientales. Véase la figura III y el cuadro III.

“Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Cuenca	Descubrimientos de Reservas 3P en Millones BPE						Recursos prospectivos (BBPE)	Como un porcentaje del total de recursos prospectivos
	2003	2004	2005	2006	2007	2008		
Aguas profundas mexicanas	0	32.6	0	349.3	138.9	0	29.5	56.7
Cuencas del Sureste	380.6	632.1	778.1	487.6	865.2	1,372.90	16.7	32.1
Tampico-Misantla	91.4	105.5	29.6	0	0	0	3.1	6
Burgos	164.8	93	76.3	67.3	32.6	48.9	1.7	3.3
Sabinas	28.8	15.2	0	0	0	0	0.7	1.3
Veracruz	43.1	37.7	66.3	62	16.5	60.3	0.3	0.6
Total	708.7	916.1	950.3	966.2	1053.2	1482.1	52.0	100.0

Tabla II: Descubrimientos de reservas 3P y recursos prospectivos en Billones de BPE.

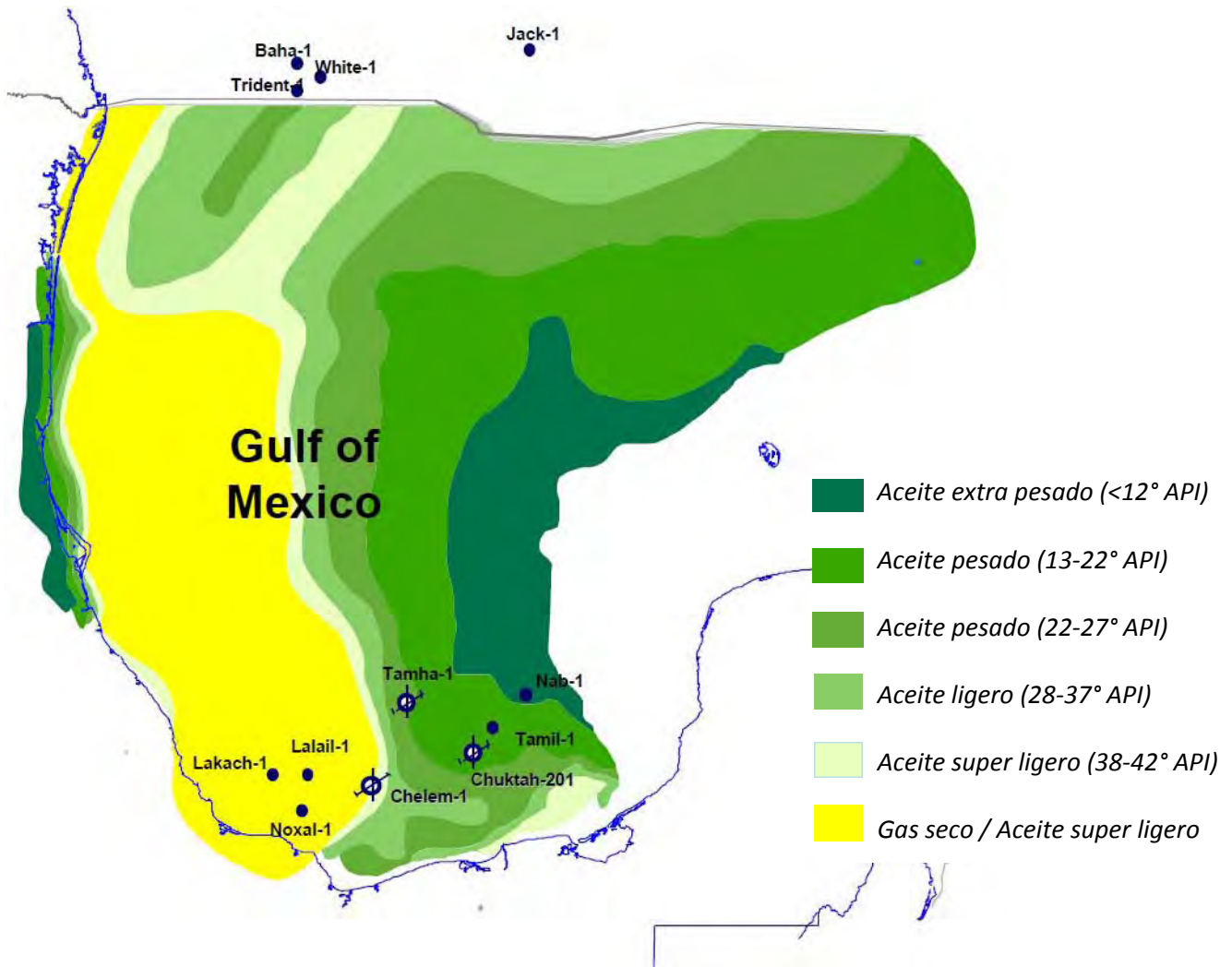


Figura II: Áreas prospectivas y tipos de hidrocarburos característicos presentes en aguas territoriales mexicanas en el Golfo de México

“Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Área	Riesgo	Profundidad del tirante de agua (m)
1. Faja de “Perdido”	Bajo-Moderado	>2,000
2. Oreos	Moderado-Alto	800-2,000
3. Nancan	Alto	500-2,500
4. Jaca-Patini	Moderado-Alto	1000-1,500
5. Nox-Hux	Moderado	650-1,850
6. Temoa	Alto	850-1,950
7. Han	Moderado - Alto	450-2,250
8. Holok	Baja-moderada	1,500-2,000
	Alto (oriental)	600-1,100
9. Lipax	Moderado	950-2,000

Tabla III: Zonas de aguas profundas de México de acuerdo a PEMEX

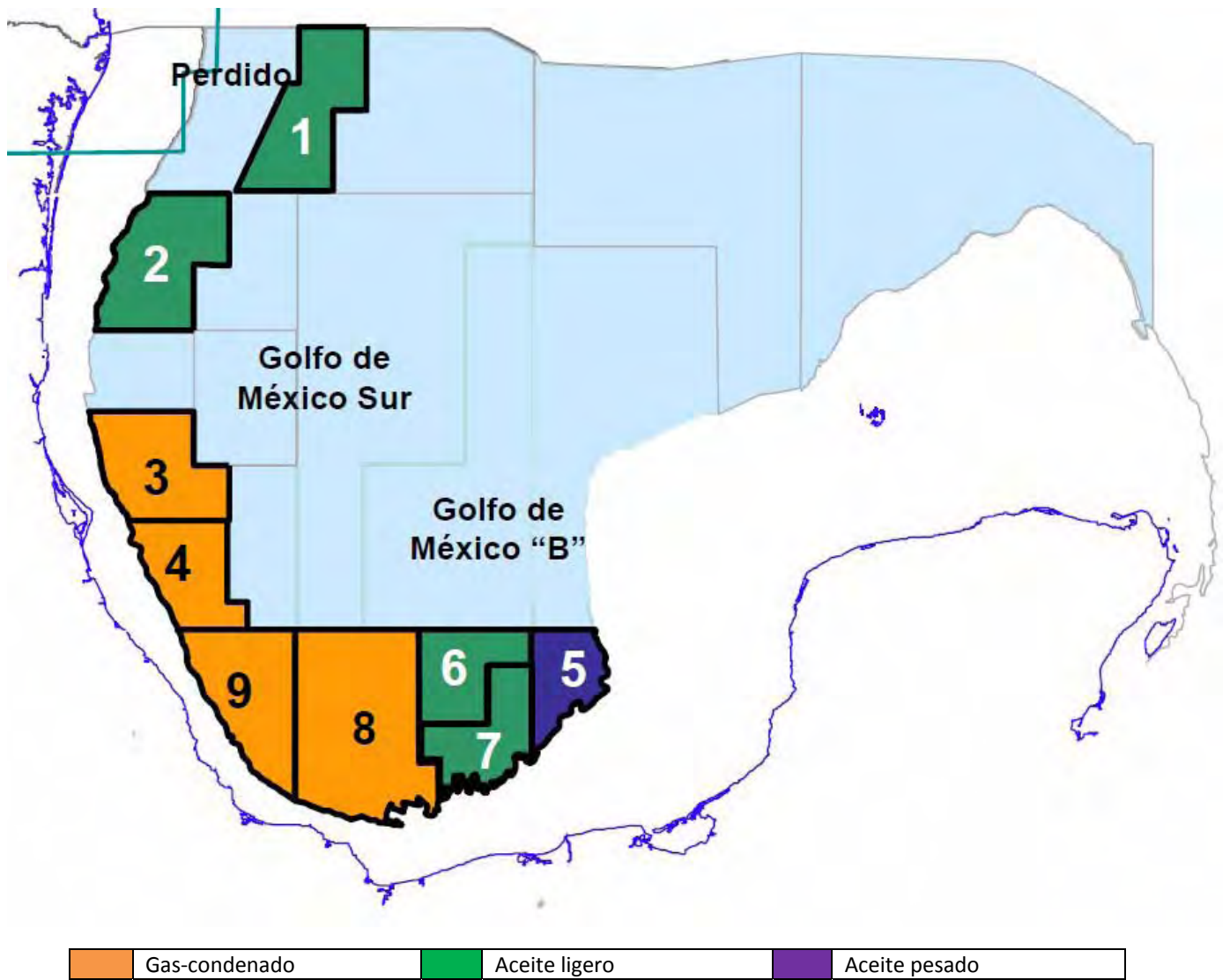


Figura III: Zonas de aguas profundas de México de acuerdo a PEMEX ver tabla III.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

El activo Integral Holok-temoa fue creado por PEP en el 2007 para desarrollar y administrar los campos Lakach, Lalail y Noxal, todos ellos con yacimientos de gas no asociado (es decir, depósitos de gas seco).

A continuación se muestra un extracto de la reservas publicados en 2009, 2008 y 2007 para el Activo Integral Holok-temoa [PEP, 2009, 2008, 2007], las cantidades en rojo se obtuvieron por interpolación directa de los importes publicados.

Reservas por campo	Volumen original			Reservas Hidrocarburos				Reservas de gas		
	Aceite	Gas Natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas Seco	Gas Natural	Gas Seco	
	MMB	MMMPC	MMBPCE	MMB	MMB	MMB	MMMBPCE	MMMPC	MMMPC	
Probadas	0	428.5	70.4	0	4.4	13.6	52.3	308.6	272.1	
Lakach		428.50	70.4		4.4	13.6	52.3	308.5	272.1	
Lalail										
Noxal										
Probable	0	910.4	130.1	0	6.8	20.4	102.9	606.9	535.2	
Lakach		546.6	78.1		4.1	12.2	61.8	364.4	321.3	
Lalail		363.9	52.0		2.7	8.2	41.1	242.6	213.9	
Noxal										
2P	0	1,338.90	200.5	0	11.2	34	155.2	915.5	807.3	
Lakach		975.1	148.5		8.5	25.8	114.1	672.9	593.4	
Lalail		363.9	52.0		2.7	8.2	41.1	242.6	213.9	
Noxal										
Posible	0	2,158.80	314.5	0	12	36.1	266.4	1,514.80	1,385.40	
Lakach		757.6	106.6		3.0	8.9	94.8	628.90	581.1	
Lalail		817.4	121.9		5.1	15.5	101.3	466.2	425.6	
Noxal		583.6	85.9		3.9	11.7	70.3	420.2	379.1	
Totales (3P)	0	3,497.70	514.9	0	23.2	70.1	421.6	2,430.30	2,192.70	
Lakach		1,732.70	255.1		11.5	34.7	208.9	1,301.80	1,174.5	
Lalail		1,181.30	173.9		7.8	23.7	142.4	708.8	639.5	
Noxal		583.60	85.9		3.9	11.7	70.3	420.2	379.1	

Tabla IV. Reservas a cargo del activo integral Holok-temoa..

INTRODUCCIÓN

Este trabajo busca deducir y documentar las características de diseño que debieran ser consideradas para la selección de conceptos de desarrollo de un campo de gas actualmente en construcción en aguas territoriales mexicanas del Golfo de México centrándose en la tecnología y operaciones marítimas.

Aunque la selección de concepto ya ha sido manifestada por PEMEX Exploración y Producción (PEP) como un sistema de producción submarina a tierra, en este trabajo se analizarán algunos conceptos y alternativas razonables que podrían haber sido evaluados tales como la plataforma tipo SPAR, la plataforma tipo “tensión Leg Platform” (TLP) y una unidad de producción semisumergible.

Se utilizaron bases de datos y publicaciones sobre selección de conceptos para asociar las características de campos petroleros anteriormente desarrollados en aguas profundas en territorio de los Estados Unidos de América (EUA), con las características declaradas por PEMEX para el campo Lakach. La mayoría de los datos que se citan y utilizan se tomaron, infirieron y/o se asumieron de publicaciones disponibles en Internet, por lo tanto su validez como datos de diseño debe considerarse en este contexto.

1.0 CASO DE ESTUDIO

El campo Lakach se encuentra localizado a 131 kilómetros al noroeste de Coatzacoalcos, Veracruz, en aguas territoriales del Golfo de México, en un tirante de agua con profundidad de 988 m. (Ver Figura 1.1). De Lakach se espera obtener una producción de gas de 398 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) en el 2013 y alcanzar una producción máxima de 439 MMPCD en 2017 [Secretaría de Energía, 2008]. Las pruebas de producción han devuelto de 25 a 30 MPCD de gas en un pozo vertical. En las estimaciones publicadas por PEMEX se han establecido las reservas probadas, probables y posibles de gas natural no asociado en 308.5, 364.4 y 1,301.80 miles de millones de pies cúbicos (MMMCF), respectivamente.

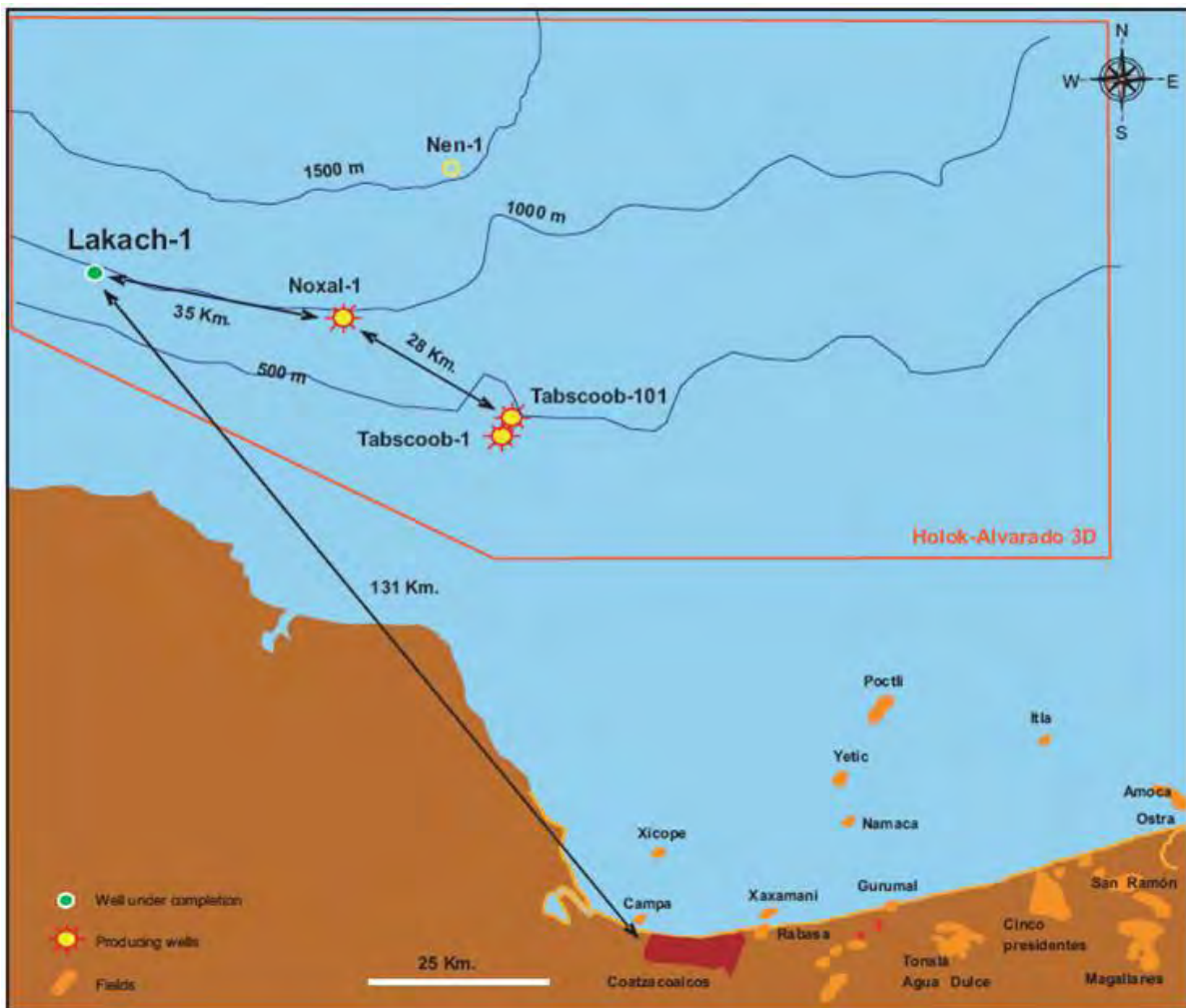


Figura 1.1: Mapa de localización del pozo Lakach-1, [Figura 4.1, PEP, 2007]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

1.1 Modelo probabilístico de las reservas ubicadas en Lakach

Reservas por campo	Volumen original		Reservas Hidrocarburos					Reservas de gas	
	Aceite	Gas Natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas Seco	Gas Natural	Gas Seco
	MMB	MMMPC	MMBPE	MMB	MMB	MMB	MMMBPE	MMMPC	MMMPC
Probadas	0	428.5	70.4	0	4.4	13.6	52.3	308.6	272.1
Probables		546.6	78.1		4.1	12.2	61.8	364.4	321.3
2P		975.1	148.5		8.5	25.8	114.1	672.9	593.4
Posibles		757.6	106.6		3.0	8.9	94.8	628.90	581.1
Totales (3P)		1,732.70	255.1		11.5	34.7	208.9	1,301.80	1,174.5

Tabla 1.1 Reservas consideradas en el proyecto de desarrollo Lakach.

A continuación se muestra un modelo probabilístico de las reservas de acuerdo a la tabla 1.1. Se obtuvo mediante la ejecución de una simulación de Monte Carlo con 10,000 iteraciones usando el programa @ RISK para Excel 5.5, 2009, versión industrial de Palisade, los resultados obtenidos se muestran en la siguiente página.

El modelo fue diseñado para cumplir con los requisitos descritos en el documento “*Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources*” (Directrices para la Evaluación de Reservas de Petróleo y Recursos), [SPE, 2001].

<p><i>Reserves are typically grouped in two fundamental ways:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>As Proved (1P) Reserve entities alone, from which Proved Reserves are calculated.</i> • <i>On a cumulative basis, from which the Proved plus Probable (2P) or the Proved plus Probable plus Possible (3P) reserve is calculated...</i> <p><i>The definitions require that, when probabilistic methods are being used, there shall be at least a 90% probability (P90) that the quantity actually recovered will equal or exceed the estimate quoted. The definitions go on to state that there shall be at least a 50% probability that the quantities actually recovered will exceed the sum of the 2P reserves. Likewise, there shall be at least a 10% probability that the 3P reserves will be equalled or exceeded.</i></p> <p><i>[SPE, P.p. 45, 2001].</i></p>	<p><i>Las reservas se suelen agrupar de dos maneras principalmente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Como probadas (1P), solo las entidades de reserva, de las que se calculan las reservas probadas.</i> • <i>Sobre una base acumulativa, en la que las reservas se calculan como probadas más probables (2P) o, las probadas más las probables más las posibles (3P)...</i> <p><i>Las definiciones exigen que, cuando se utilizan métodos probabilísticos, habrá al menos una probabilidad del 90% (P90) que la cantidad efectivamente recuperada será igual o superior a la reserva probada (1P). También, las definiciones serán válidas si establecen que habrá al menos un 50% de probabilidad que las cantidades efectivamente recuperadas exceden la suma de las reservas 2P. Asimismo, deberá haber al menos un 10% de probabilidad de que la reserva 3P será igualada o superada por el monto efectivamente recuperado.</i></p>
--	--

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Clasificación de las reservas situadas en el campo Lakach en el cuadro 1.1	Caso base MMBPCE	% Mínimo	% Más Probable	% Máximo	Mínimo MMBPE	Más Probable MMBPE	Máximo MMBPE
Probado	70.4	0%	90%	360%	0	63	253
Probable	78.1	0%	50%	238%	0	39	186
Posible	106.6	0%	25%	100%	0	27	107
Total	255						

Tabla 1.2 Parámetros del modelo de Monte Carlo para la simulación.

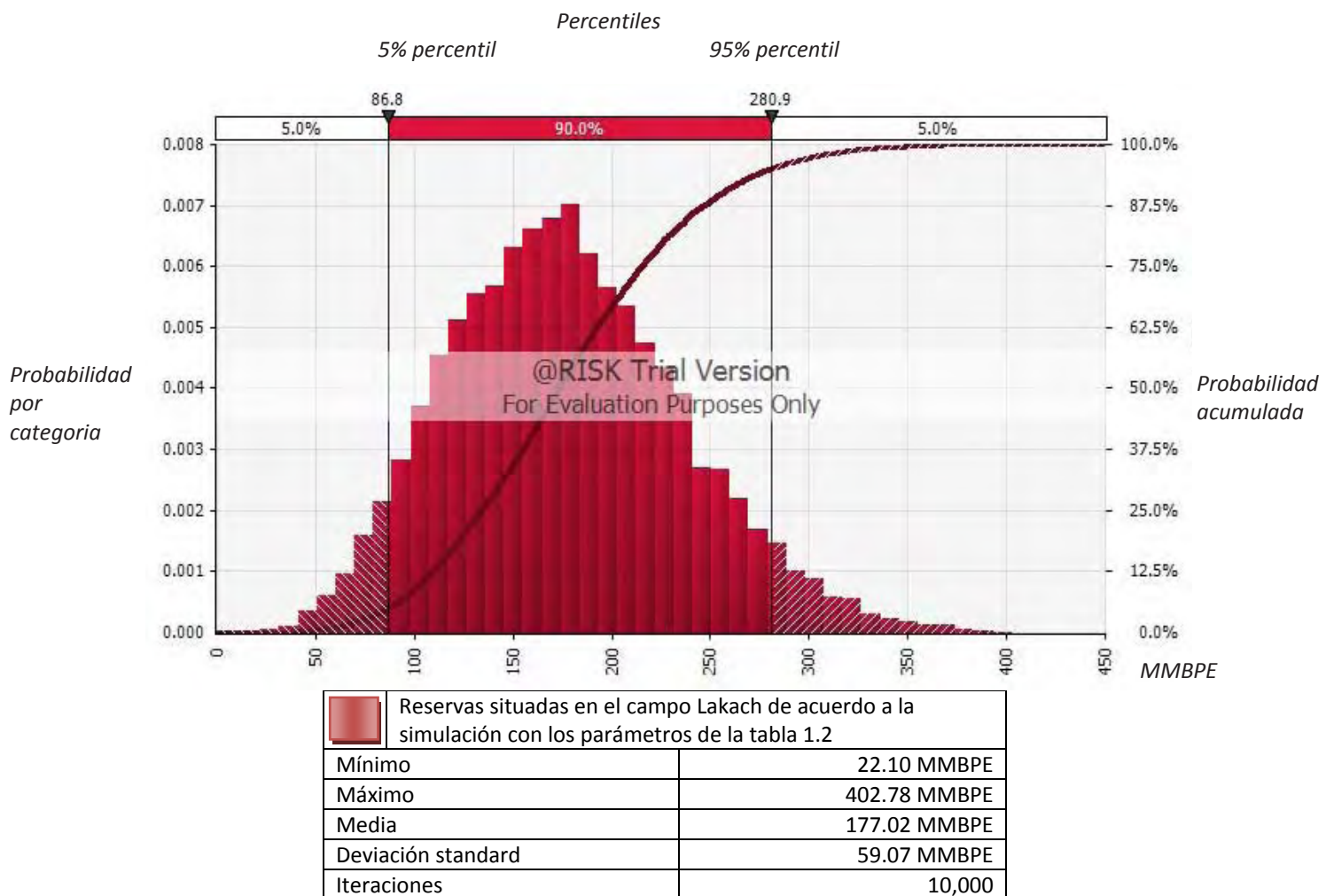
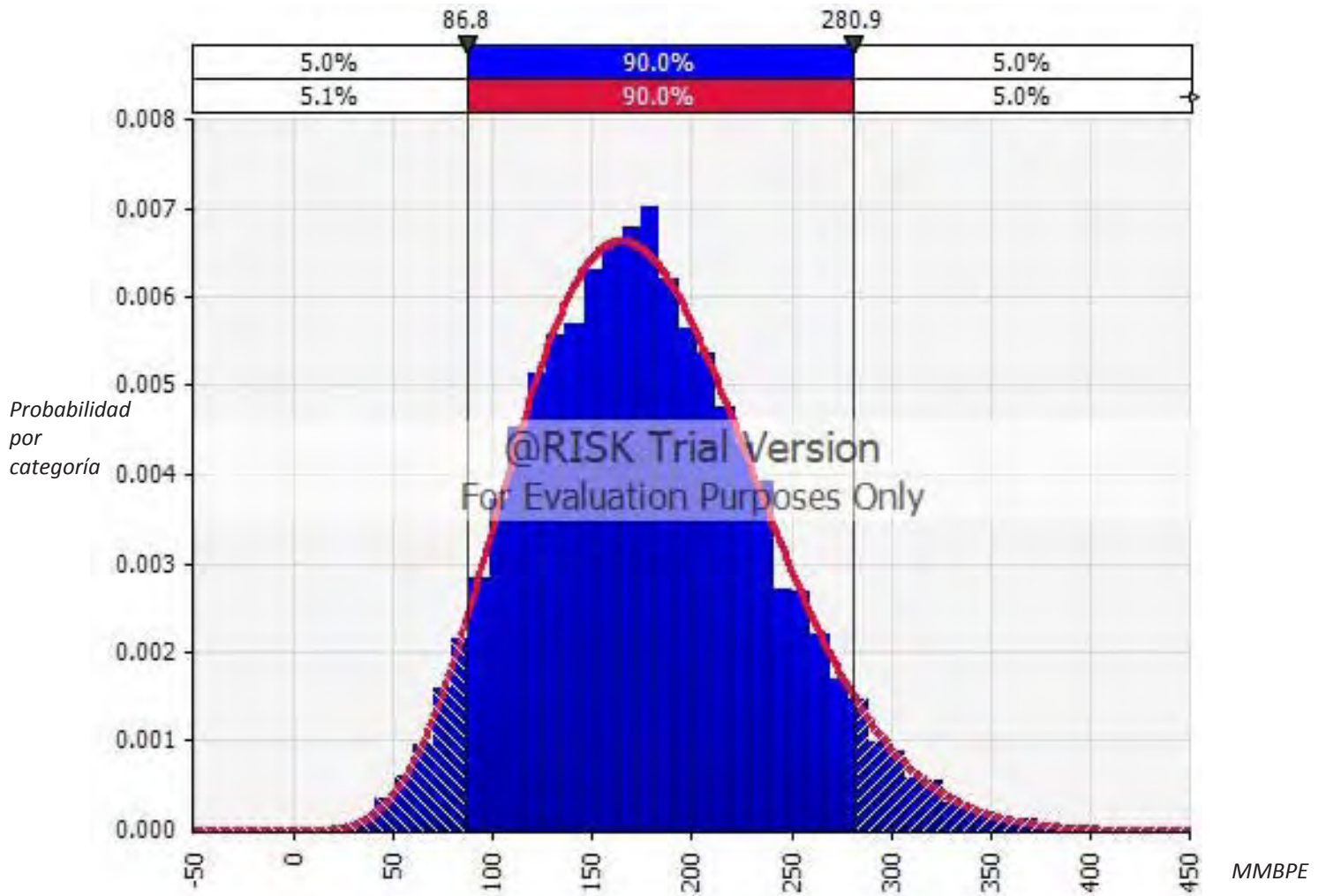


Figura 1.2 Resultados del modelo de la simulación de reservas ubicadas en el campo Lakach basado en los datos del cuadro 1.2

Distribución Beta General (Diferencia en percentiles)
 5% percentil 95% percentil
 +6.39 MMBPCE -6.138 MMBPCE



Valores de entrada		Parámetros de la distribución de mejor ajuste (Beta General)	
Mínimo	22.10 MMBPCE	Mínimo	-6.13 MMBPCE
Máximo	402.78 MMBPCE	Máximo	598.71 MMBPCE
Media	177.02 MMBPCE	Media	177.02 MMBPCE
Desviación estandar	59.07 MMBPCE	Desviación estandar	59.08 MMBPCE
Iteraciones	10,000		

Figura 1.3 Comparaciones de ajuste para el modelo de reservas en el campo Lakach basado en los datos del cuadro 1.2

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Estadísticas			Percentil		
Minimo	22.11	MMBPE	5%	86.80	MMBPE
Maximo	402.79	MMBPE	10%	103.10	MMBPE
Media	177.03	MMBPE	15%	114.79	MMBPE
Desv. Est	59.08	MMBPE	20%	124.79	MMBPE
Varianza	3490.18159	MMBPE	25%	133.95	MMBPE
Asimetría	0.351521499		30%	143.07	MMBPE
Kurtosis	2.946435815		35%	151.05	MMBPE
Mediana	173.62	MMBPE	40%	158.92	MMBPE
Moda	181.54	MMBPE	45%	166.27	MMBPE
X Izq	86.80	MMBPE	50%	173.62	MMBPE
P Izq.	5%		55%	180.95	MMBPE
X Derecha	280.90	MMBPE	60%	188.51	MMBPE
P Derecha	95%		65%	196.77	MMBPE
Diff X	194.11	MMBPE	70%	205.98	MMBPE
Diff P	90%		75%	215.45	MMBPE
#Errors	0		80%	226.01	MMBPE
Filter Min	Off		85%	238.86	MMBPE
Filter Max	Off		90%	255.92	MMBPE
#Filtered	0		95%	280.90	MMBPE

Tabla 1.3 Resumen estadístico de la simulación del modelo de reservas en el campo Lakach en el cuadro 1.2

El proyecto de desarrollo Lakach tiene un presupuesto total de 14,575.8 millones de pesos mexicanos (unos 1,100 millones de dólares) a lo largo de 5 años desde 2007, según la información facilitada por la Secretaría de Energía de México en su 2º. Informe de Labores [SENER, 2008]. Los recursos para este proyecto se van a utilizar en las actividades de la delimitación del yacimiento y el desarrollo del campo costa afuera.

2.0 BASES DE DISEÑO

2.1 Características del yacimiento

La siguiente información ha sido tomada del documento “Las reservas de hidrocarburos de México Evaluación al 1 de enero de 2007” P.p. 36-41 [PEP, 2007].

Geología estructural

En el marco tectónico, el campo Lakach es un anticlinal que se encuentra al Sur del alineamiento Lakach-Labay, con dirección Noroeste a Sureste. Este alineamiento se ubica en el límite Sureste de las Cordilleras Mexicanas, figura 2.1.

Estratigrafía

La columna geológica atravesada por el pozo Lakach- 1, comprende rocas que van desde el Reciente- Pleistoceno hasta el Mioceno Inferior y está constituida por intercalaciones de horizontes arcillosos con limolitas y areniscas líticas. Las rocas que constituyen los yacimientos son de Edad Mioceno Inferior formadas principalmente por areniscas líticas y limolitas, y corresponden a complejos de abanicos turbidíticos y canales submarinos en un ambiente de talud.

Sello

La roca sello, de la parte superior e inferior de ambos yacimientos, está constituida principalmente por lutitas con espesores mayores a 30 metros y distribución lateral amplia.

Trampa

Es de tipo combinada, estructuralmente se encuentra confinado por un anticlinal asimétrico con cierre propio a nivel de los yacimientos, cuyas dimensiones son 10 kilómetros de largo por 2 kilómetros de ancho para el yacimiento 1, y de 13 kilómetros de largo por 2 kilómetros de ancho para el yacimiento 2, donde la estructura presenta fallamiento normal de bajo desplazamiento en dirección Noreste a Suroeste producto de la carga litostática.

La respuesta sísmica de los yacimientos presenta claros indicadores directos de hidrocarburos, los límites de sus anomalías son concordantes con los contornos estructurales, como se puede apreciar en las figuras 2.1 y 2.2 En la interpretación sísmica se identificaron puntos brillantes (bright spots), tanto en la cima del yacimiento 1 (intervalo 3,174-3,212 metros bajo mesa rotaria) como en el yacimiento 2 (intervalo 3,035-3,127 metros bajo mesa rotaria), figura 2.3.

Roca generadora

Los resultados de los análisis isotópicos realizados a las muestras de gas recuperados en el pozo Lakach-1, muestran un origen con afinidad a las rocas del Jurásico Superior Tithoniano que presentan una elevada madurez térmica.

Yacimientos

El yacimiento 1 está formado por arenisca lítica de granulometría fina a gruesa, matriz limo-arcillosa y cementante calcáreo, con porosidad primaria intergranular y secundaria móldica de 15 a 28 por ciento, medida en el laboratorio a partir de los núcleos que se cortaron en este yacimiento. En las pruebas de producción se registró un gasto de 25 millones de pies cúbicos por día de gas.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

El yacimiento 2 está formado por arenisca lítica de grano fino a grueso, matriz limo-arcillosa y escaso cementante calcáreo, con intercalaciones de areniscas conglomeráticas y conglomerados poligmíticos.

La porosidad es primaria intergranular y secundaria de tipo móldica de 15 a 25 por ciento y saturación de agua de 31 por ciento, resultando un espesor neto de 38 metros. En las pruebas de producción, el yacimiento 2 registró un gasto de 30 millones de pies cúbicos por día de gas.

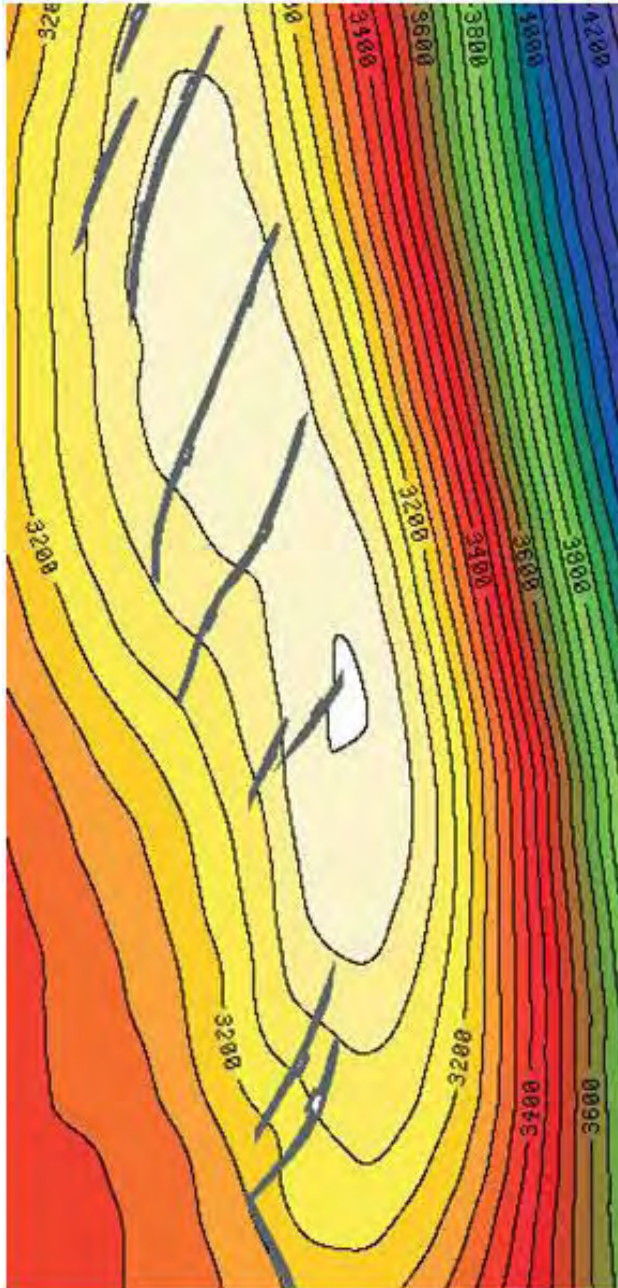


Figura 2.1 Configuración estructural de la cima del Mioceno Inferior mostrando las fallas normales internas en la estructura. [PEP, 2007]

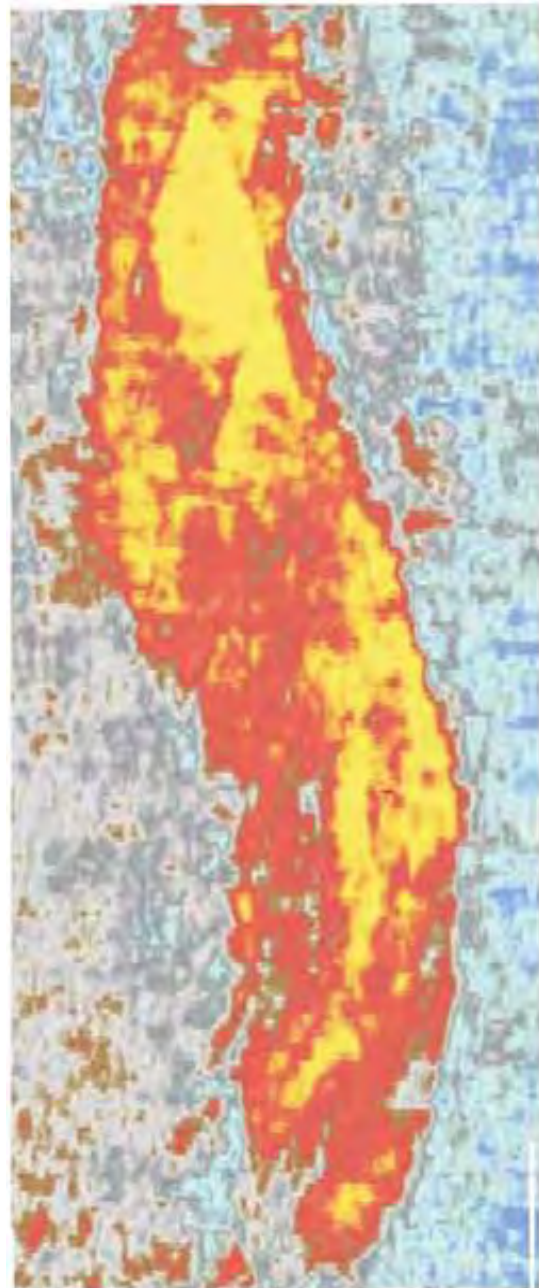


Figura 2.2 Anomalia de amplitud de Lakach que muestra concordancia con los contornos estructurales. [PEP, 2007]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

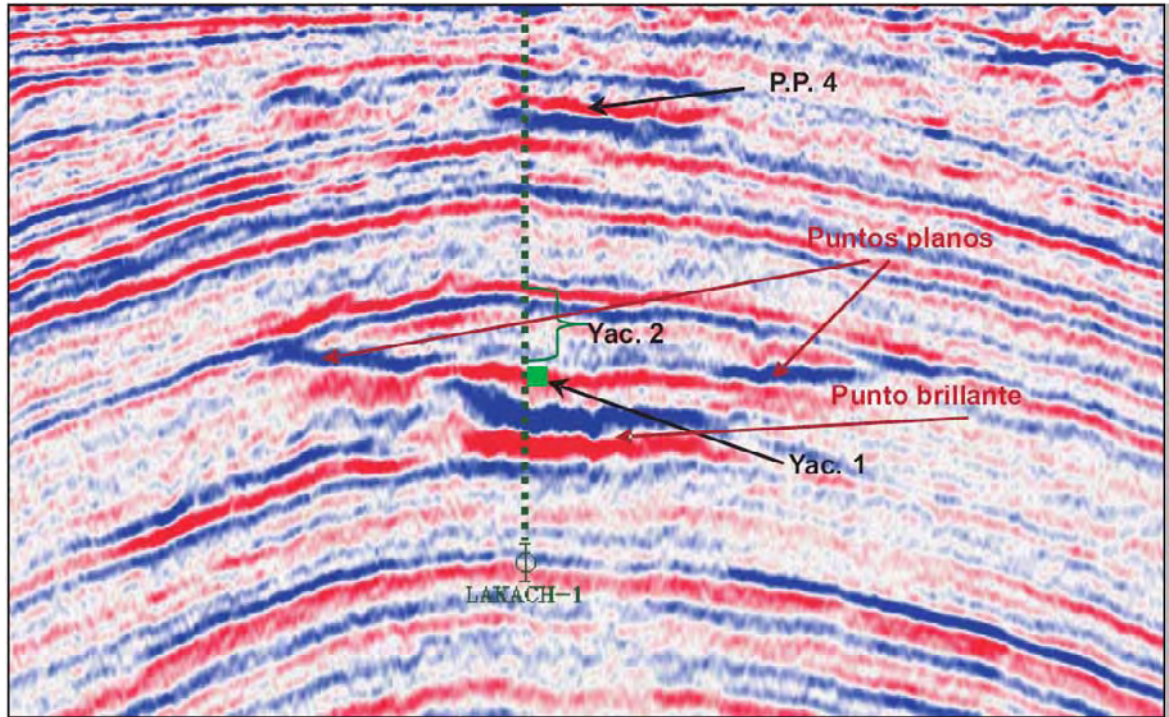


Figura 2.3 Línea sísmica donde se observan los puntos brillantes (bright spots) tanto en la cima de los yacimientos 1 y 2 como en la cima de la prueba de producción 4, y el punto plano (flat spot) en la base del yacimiento 2. [PEP, 2007]

2.2 Localización del campo, tirante de agua y ubicación de los pozos.

El pozo de evaluación Lakach-1 se encuentra en aguas territoriales mexicanas del Golfo de México, frente a la costa de Veracruz a 131 kilómetros al noroeste del Puerto de Coatzacoalcos, Veracruz, en un tirante de agua de profundidad 988 metros. Esta geológicamente situado en la parte sureste de la cordillera de México.

Según la información publicada por Pegasus Internacional acerca de estudios conceptuales realizados por esa empresa para el campo Lakach, se menciona que se proponen seis pozos submarinos que se encuentran en profundidades que van de 942-1145 metros [Pegasus-Internacional, 2008-2009].

La Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales de México [Semarnat, 2009] menciona en el proyecto Lakach que 8 pozos distribuidos en el polígono de la zona denominada Holok Poniente serán perforados por plataformas semisumergibles. Los ocho pozos estarán interconectados a terminaciones finales de ductos (Pipeline end terminations, PLET's) y a su vez las dos tuberías submarinas se conectarán a la Estación de Compresión de Pemex Gas Y Petroquímica Básica (PGPB) N^o 5, de Lerdo, Veracruz.

El pozo "Lakach-2DL" [PEMEX, 2008], establece las coordenadas del sistema en la Latitud 19° 04 '17,14" N, longitud 95 ° 16' 16,52" O ; Tirante de Agua 1,210 m. Teniendo en cuenta que este es el

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

pozo situado en aguas más profundas que las anteriores referencias, se asumirá que es un pozo para efectos de la delimitación.

Dado que las ubicaciones de los pozos no han sido reveladas, se asumirá la siguiente ubicación y profundidad de los pozos basado en la interpretación de la figura 1.2 y utilizando la base de datos del Mapa Batimétrico General de los Océanos (General Bathymetric Chart of the Oceans "GEBCO") [GEBCO, 2009] como una referencia para un supuestos razonables de profundidad de agua.

Designación del pozo	Propósito	Tirante de Agua (m)	Latitud	Longitud
P1	Producción	942	95°16' 32" O	19° 01' 06" N
P2	Producción	968	95°16' 10" O	19° 01' 27" N
P3	Producción	1005	95°16' 53" O	19° 02' 03" N
P4	Producción	1054	95°16' 55" O	19° 02' 50" N
P5	Producción	1100	95°16' 55" O	19° 02' 20" N
P6	Producción	1145	95°16' 08" O	19° 03' 26" N
2DL	Delimitación	1210	95°16' 32" O	19° 01' 06" N

Tabla 2.1 Ubicación inferida de los pozos del campo Lakach..

2.3 Caracterización de condiciones meteorológicas oceánicas

2.3.1 Referencias de PEMEX sobre condiciones meteorológicas oceánicas en la región.

Hasta el momento, no hay información disponible por parte de PEMEX en relación a las condiciones meteorológicas y oceanográficas esperadas en la región. La zona más próxima documentada está limitada por las coordenadas N 19 °, O 93 ° 30 ', N 18 ° 26' y O 92 ° en una zona conocida como "Litoral Tabasco" en aguas poco profundas situadas al sur este de la Holok - temoa Zona.

Las Normas de referencia "NRF-013-PEMEX-2005, Diseño de Líneas Submarinas en el Golfo de México, "NRF-003-PEMEX-2007, Diseño y evaluación de plataformas marinas fijas en el golfo de México dan referencias en su contenido y anexos sobre las condiciones oceanográficas y datos meteorológicos en Litoral de Tabasco hasta tirantes de agua de 200 m de profundidad.

2.3.2 Efectos de huracanes y tormentas tropicales en la región

Los huracanes y tormentas tropicales se hacen presentes en el Golfo de México por lo general en el segundo semestre del año. Sin embargo, las condiciones en el lado mexicano son generalmente más nobles que las que se presentan en el norte del Golfo de México (lado americano) debido a que las trayectorias de los huracanes son a menudo dirigidas hacia el norte y el efecto protector que produce la península de Yucatán debilita la fuerza de los huracanes a su paso en tierra firme.

Por consiguiente, las temporadas de huracanes en el período 2004-2005 no afectaron las actividades de las instalaciones costa afuera de México como lo hizo en las aguas territoriales de EUA., sin embargo, es probable esperar que este tipo de fenómenos se reforzaran en los próximos años debido al cambio climático.

“Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

2.3.3 Sugerencia de condiciones meteorológicas a considerar

Considerar los aspectos de seguridad desde el diseño es la forma más adecuada para evitar los desastres, por lo tanto en este trabajo se sugiere considerar las condiciones más extremas para el Golfo de México tales como se consideran pertinentes para la zona centro del Golfo de México del lado americano de acuerdo con el API 2 INT-MET.

El Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute API), ha publicado un documento producto de la re-evaluación de las condiciones meteorológicas y oceanográficas por el impacto de los huracanes (en particular las temporadas 2004-2005). En dicha guía se proponen cambios en las consideraciones climáticas los cuales han sido motivados por los cambios que han sido observados desde que la RP2A API se actualizó por última vez.

El documento está disponible en el sitio web del API con el código:

API BULL 2INT-MET

Revision / Edition: 07 Chg: Date: 05/00/07

INTERIM GUIDANCE ON HURRICANE CONDITIONS IN THE GULF OF MEXICO

El documento “Development of Revised Gulf of Mexico Metocean Hurricane Conditions...” [Berek, 2007] se presentó en la OTC 2007 basado en la guía de API antes mencionada. Tomado de ese documento, se muestra en la tabla 2.2, los valores extremos independientes de los vientos, las olas, corrientes y mareas en ciclones tropicales para el Centro del Golfo de México del lado Americano.

La tabla 2.3 muestra la combinación de los factores sugeridos para la combinación de extremos independientes para el análisis de cargas por fenómenos ambientales donde la profundidad del tirante de agua es ≥ 150 m.

Para la zona del “Litoral Tabasco”, de acuerdo la NRF-013-PEMEX-2005, las olas y las corrientes deberán ser consideradas en la dirección hacia la S 11 ° 15 'E y el lecho marino se considera paralelo al perfil batimétrico. El perfil batimétrico se considera uniforme y regular. Teniendo en cuenta la proximidad de esa zona con la que en este caso de estudio, se observara el mismo supuesto aunque debe de ser evidente para el lector que es necesario un estudio particular para cada desarrollo y en lo general se debe de ser extremadamente cuidadoso con las consideraciones pre asumidas en un desarrollo de ingeniería.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Periodo de retorno (años)	10	25	50	100	200	1000	2000	10000
Viento (a 10 m de altitud)								
Velocidad media del viento en una hora (m / s)	33.0	40.1	44.4	48.0	51.0	60.0	62.4	67.2
Velocidad media del viento en 10 min (m / s)	36.5	44.9	50.1	54.5	58.2	69.5	72.5	78.7
Velocidad media del viento en 1 min (m / s)	41.0	51.1	57.4	62.8	67.4	81.6	85.6	93.5
Ráfaga de 3 segundos (m / s)	46.9	59.2	66.9	73.7	79.4	97.5	102.5	112.8
Olas, profundidad del agua ≥ 1000 m								
Ola Significativa (m)	10.0	13.3	14.8	15.8	16.5	19.8	20.5	22.1
Altura máxima de ola (m)	17.7	23.5	26.1	27.9	29.1	34.9	36.3	39.1
Máxima Elevación de la cresta de ola (m)	11.8	15.7	17.4	18.6	19.4	23.0	23.8	25.6
Periodo pico espectral (s)	13.0	14.4	15.0	15.4	15.7	17.2	17.5	18.2
Período máximo de ola (s)	11.7	13.0	13.5	13.9	14.1	15.5	15.8	16.4
Corrientes, tirante de agua ≥ 150 m								
Velocidad de la superficie (m / s)	1.65	2.00	2.22	2.40	2.55	3.00	3.12	3.36
Velocidad a la mitad de la altura (m / s)	1.24	1.50	1.67	1.80	1.91	2.25	2.34	2.52
Profundidad de velocidad 0 (m)	69.3	84.2	93.2	100.8	107.1	126.0	131.0	141.1
Nivel de Agua, tirante de agua ≥ 500 m								
Mareas de tempestad (m)	0.32	0.52	0.66	0.80	0.93	1.13	1.22	1.41
Amplitud de marea (m)	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42

Tabla 2.2: Valores extremos independientes de los vientos, las olas, corrientes y de mareas en ciclones tropicales para el Centro del Golfo de México, 89.5 ° O a 86,5 ° O, Proyecto de Desarrollo API RP, [Tabla 1, Berek, 2007]

Periodo de retorno (años)	10	25	50	100	200	1000	2000	10000
Caso de ola pico:								
<i>Velocidad del viento</i>	1.00	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
<i>Olas</i>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
<i>Corrientes (tanto para la velocidad como para el nivel de profundidad)</i>	0.80	0.80	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
<i>Impacto de olas</i>	0.90	0.80	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
<i>Dirección del viento desde la ola (grados)</i>	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15
<i>Dirección de la corriente de las olas (grados)</i>	+15	+15	+15	+15	+15	+15	+15	+15
Caso de pico de viento								
<i>Velocidad del viento</i>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
<i>Olas</i>	1.00	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
<i>Corrientes (tanto para la velocidad como para el nivel de profundidad)</i>	0.80	0.80	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
<i>Impacto de olas</i>	0.90	0.80	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
<i>Dirección del viento desde la ola (grados)</i>	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15
<i>Dirección de la corriente de las olas (grados)</i>	+15	+15	+15	+15	+15	+15	+15	+15
Caso de pico de la corriente :								
<i>Velocidad del viento</i>	0.75	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
<i>Olas</i>	0.75	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
<i>Corrientes (tanto para la velocidad como para el nivel de profundidad)</i>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
<i>Impacto de olas</i>	0.90	0.80	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
<i>Dirección del viento desde la ola (grados)</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Dirección de la corriente de las olas (grados)</i>	+50	+50	+50	+50	+50	+50	+50	+50

Tabla 2.3: Factores de combinación de los extremos independientes en los casos de carga, Tirante de agua ≥ 150 m, Proyecto de Desarrollo de API RP, [Tabla 6, Berek, 2007]

2.4 Lecho marino

Se espera que las características del suelo del fondo marino no constituyan retos más importantes que los que se presentan en el lecho marino del Norte del Golfo de México, por lo tanto, el suelo marino se considera apto para cimentación y anclaje de arrastre. Esta es otra burda consideración para el caso de estudio debido a la falta de información oficial, pero se basa en que los fondos marinos presentes en la zona sean similares a los que se presentan en las aguas profundas de la Bahía de Campeche.

El área de la Bahía de Campeche ha sido documentada con suelos con características similares a la que se encuentra en el norte del Golfo de México, [Heideman 1994] y [Martínez 1996] .

“Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

<p><i>... Seafloor Soils</i></p> <p><i>A study by Creager (1958) contains superficial soil information obtained from sampling stations all over the Bay of Campeche, including two stations near the area of interest. The soil samples were clay to silty clay, with kaolinite/illite/montmorillonite proportions of about 1.1/1/1.7 and calcium carbonate content of 14-18 %.</i></p> <p><i>Fugro-McClelland conducted an extensive investigation in 1993, including the area of interest (Dutt and Kubena, 1994). They found that the soil is normally consolidated siliceous clay similar to what is typically found offshore Louisiana and Texas, with a shear strength profile that increases linearly with depth at about 8-10 psf/ft. Consequently, pile foundation and drag anchor design are expected to be similar to those offshore Louisiana and Texas. [Heideman, 1994, P.p. 2]</i></p> <p><i>... 4) Geotechnical data. - The typical soil in site basically is constituted for clay with a varying shear strength from 0.04 to 2.15 kg/cm² between 0 to 80 meters, considering a constant value of 1.20 kg/cm² up to the bottom of the hole. The consistency varies from low to high consolidation. [Martinez, 1996, P.p. 3]</i></p>	<p><i>Los suelos del fondo marino ...</i></p> <p><i>Un estudio realizado por Creager (1958) contiene información sobre la superficie del suelo obtenida por las estaciones de muestreo en toda la Bahía de Campeche, entre ellas dos estaciones cercanas al área de interés. Las muestras de suelo fueron desde arcilla hasta arcilla limosa, con caolinita / illita / montmorillonita en proporciones de unos 1.1%/1%/1.7% respectivamente y contenido de carbonato de calcio entre 14-18%.</i></p> <p><i>Fugro-McClelland llevó a cabo una extensa investigación en 1993, incluyendo el área de interés (Dutt y Kubena, 1994). Ellos encontraron que los suelos son normalmente arcilla silíceo consolidada, similar a lo que se encuentra normalmente en alta mar de Louisiana y Texas, con un perfil de resistencia al corte que se incrementa linealmente con la profundidad de alrededor de 8-10 libras por pie al cuadrado / pie. En consecuencia, la cimentación y diseño del anclaje de arrastre se espera que sean similares a los de las costas de Louisiana y Texas. [Heideman, 1994, p. 2]</i></p> <p><i>... 4) Datos de Geotecnia. - El suelo típico en el sitio está constituido básicamente por arcilla con una resistencia al corte variable 0,04 a 2,15 kg / cm² entre 0 a 80 metros, considerando un valor constante de 1.20 kg / cm² hasta el fondo de la perforación. La consistencia varía de baja a altamente consolidada. [Martínez, 1996, p. 3]</i></p>
---	--

2.5 Actividad Sísmica

El área del desarrollo es normalmente más activa en comparación con el norte del Golfo de México, una región que normalmente es asumida como zona tipo 0 por API RP2A en relación a la máxima aceleración pico del suelo.

Una contribución sobre la actividad sísmica de la región de la bahía de Campeche realizada por Heiderman [Heideman, 1994] muestra que al parecer la mayoría de los terremotos se han producido en tierra firme y relativamente cercanos a la zona del desarrollo. Ellos estiman que la bahía de Campeche podría ser una región tipo 2 a 3 según la clasificación de sismicidad de API con una aceleración máxima de tierra de 0.1-0.2 g. El autor sin embargo, sugiere en su trabajo que es necesario realizar estudios sísmicos más detallados.

De igual manera un estudio realizado por el Servicio de Administración de Minerales de los EUA (MMS) en cooperación con el Centro de Investigación de Tecnología Costa Afuera (Offshore Technology Research Center, OTRC) [Brown, 2003] muestra que históricamente, el norte del Golfo de Mexico no es sujeto a una actividad sísmica con tanta frecuencia e intensidad como en el sur

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

del Golfo de México. La figura 2.5 muestra los epicentros de los terremotos en la Región norte del Golfo y la Región de la Bahía de Campeche entre 1974 y 2003 (Rangos de Latitud 18° - 32° y Longitud -98° a -82°).

Los datos de la tabla 2.4 muestran la lista de los acontecimientos que han ocurrido en el área de la Bahía de Campeche desde 1974 hasta 2003 contenidos dentro de un área rectangular que se extiende desde 18° a 20° de latitud y -98° a -90° de longitud. La tabla ofrece información sobre la fecha, hora, magnitud y ubicación del evento sísmico.

En el período abarcado por el estudio en las aguas territoriales de México hubieron ocho sismos con magnitudes Richter entre 3.1 y 3.9 y 18 eventos entre 4.1 y 4,7 grados Richter. La mayoría de estos eventos se localizaron cerca de la costa en la bahía de Campeche con epicentros en profundidades inferiores a 33 km, aunque algunos de los epicentros de estos eventos fueron tan profundos que alcanzaron 250 km de profundidad.

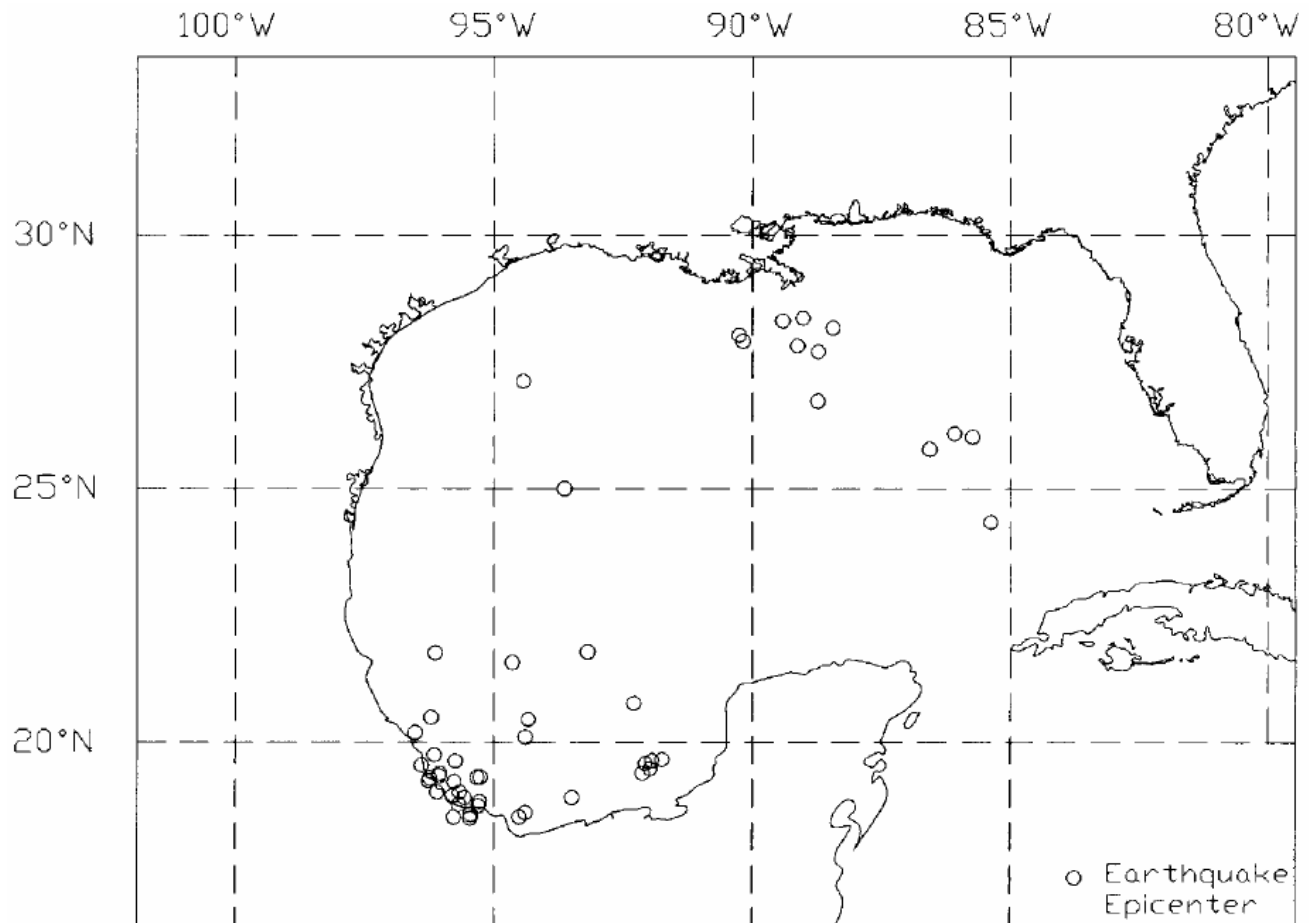


Figura 2.5 Epicentros de los terremotos registrados en la región del Golfo de México norte y la Bahía de Campeche entre 1974-2003 (Rango de Latitud 18° - 32° y Longitud -98° a -82°) [Brown, 2003]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Fecha	Hora (hhmmss.mm)	Latitud (grados)	Longitud(grados)	Magnitud (Richter)	Profundidad (km)
07/25/1974	9 53 38.9	19.37	-96.25	4.5	76
09/20/1974	113326	18.91	-93.49	4.1	45
08/28/1977	235738.4	18.61	-94.39	3.8	33
12/31/1983	202132	18.77	-95.69	4.4	33
10/07/1985	195819.4	19.75	-96.17	N.A.	33
06/09/1986	214222.1	18.57	-95.46	N.A.	33
04/07/1987	20246.58	19.58	-92.09	4.7	10
08/14/1987	94032.46	19.01	-96.11	4.4	130
07/31/1990	73010.71	18.52	-94.51	4.7	33
11/23/1990	201737.9	18.5	-95.79	N.A.	10
11/27/1991	120033.3	19.22	-95.78	3.6	33
06/05/1992	34252.19	18.94	-95.82	4.4	39
04/12/1993	202034	18.74	-95.31	3.7	33
04/30/1993	114856.8	19.39	-96.06	N.A.	33
04/30/1993	150538.7	19.34	-96.08	3.4	33
11/10/1994	210315.7	19.31	-95.27	N.A.	33
04/11/1995	14231.51	18.77	-95.28	N.A.	33
03/14/1996	91211.94	19.53	-92	4.3	33
10/31/1996	21223.2	19.3	-95.33	3.6	10
03/18/1997	15944.66	19.64	-91.99	3.9	33
04/15/1997	11234.04	19.63	-95.76	3.8	250
07/11/1997	210830.7	19.39	-92.15	4.1	33
09/01/1997	105019.5	18.94	-95.84	4.3	33
09/23/1997	4716.77	19.66	-91.76	4.1	10
01/14/2000	222254.2	19.46	-92.01	4.3	10
03/24/2000	175830.8	18.91	-95.58	4.1	26
06/05/2000	115931.5	19.01	-95.68	4.4	20
08/11/2000	81955.3	19.55	-96.41	4.1	4
04/19/2001	214250.8	19.24	-95.9	4.1	16
07/09/2001	134642.8	19.24	-96.28	3.7	25
07/21/2001	951.19	19.42	-92.14	4.2	33
07/23/2001	65921.1	18.5	-95.47	4	26

Tabla 2.4 Lista de los eventos sísmicos que han ocurrido en la bahía de la zona de Campeche, en un área geográfica rectangular que se extiende desde 18 ° a 20 ° de latitud y -98 ° a -90 ° de longitud.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

2.6 Detalles de instalaciones e infraestructura existentes.

2.6.1 Pozos de exploración.

El pozo vertical de exploración "Lakach-1" descubrió dos yacimientos. El yacimiento uno dio en las pruebas de producción 25 millones de pies cúbicos de gas por día. Las pruebas de producción en el yacimiento 2 dieron 30 millones de pies cúbicos de gas por día.

2.6.2 Estación de compresión en tierra disponible para el desarrollo.

La estación de Compresión "Lerdo de Tejada" es una de las ocho estaciones de compresión operadas por PEMEX Gas y Petroquímica Básica "PEMEX Gas y Petroquímica Básica" [CRE, 2009].

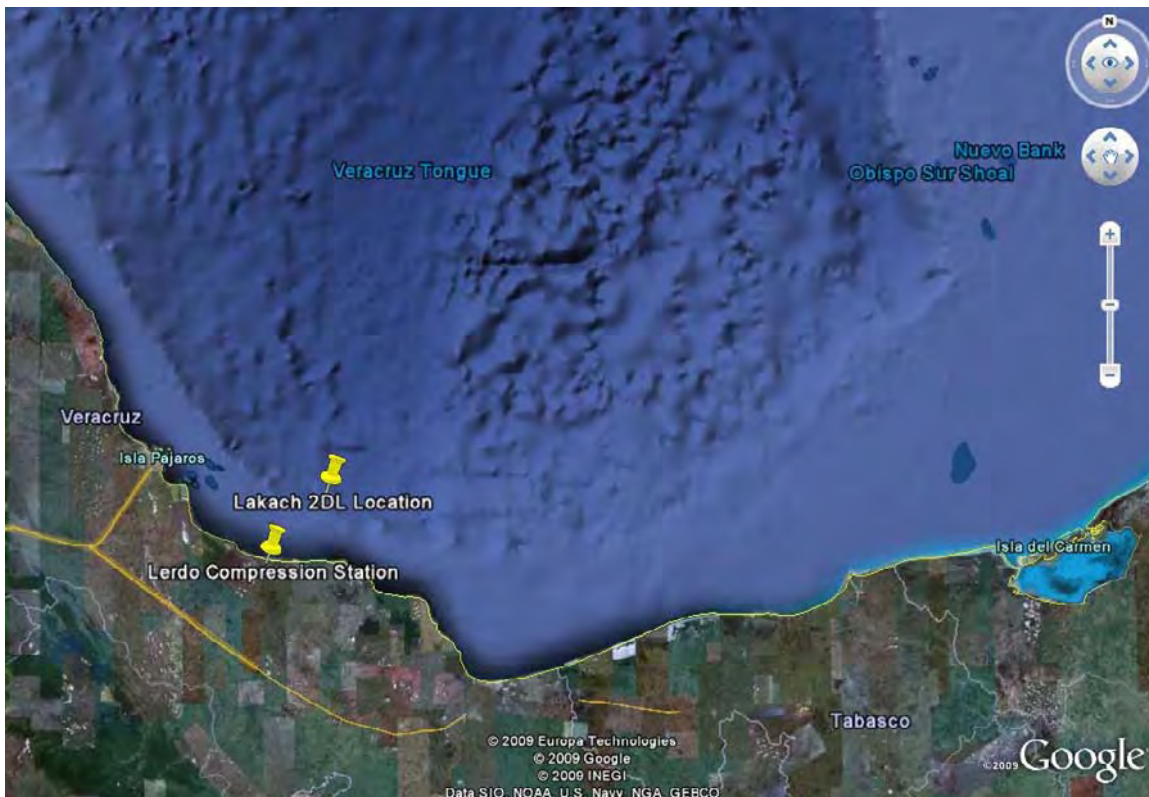


Figura 2.5 Localización de la Estación de Compresión de Lerdo y la Ubicación del pozo Lakach 2DL [Sistema Google Earth @ 2009]

Las características de la estación de compresión [CRE, 2009], se exponen en la Tabla 2.5, mientras que el gráfico 2.6 muestra el rendimiento de un impulsor instalado en un turbocompresor en la estación de compresión mencionada.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Generador de Gases Modelo	General Electric LM-2500-PB
Potencia nominal	20.5 MW (27,500 HP)
Velocidad Máxima	9,870 CFM
Cantidad	2
Compresor Centrífugo Modelo	Clark-Dresser Centrífugo-7.5
Presión de diseño	86.2 bars (1250 psia)
Temp. max. de operación	467 K (380 °F)
Capacidad nominal	18,358 CFM
Consumo específico (ft ³ /hp/hr)	6.78 14.9 MW
Potencia max. en sitio	(20,000 HP)
Cantidad	2

Tabla 2.4: Detalles técnicos de la Estación de Compresión de Lerdo, [CRE, 2009]

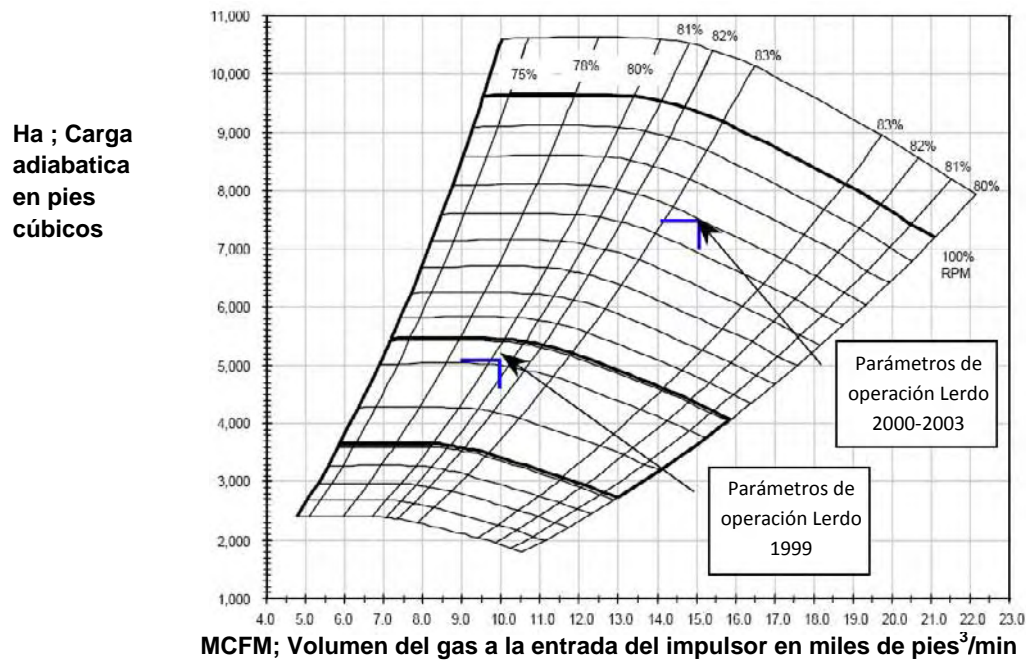


Figura 2.6 Desempeño probado de un compresor impulsor instalado en un turbo compresor modelo LAN-Clark 75-75P [CRE, 2009].

2.6 Unidades de perforación dinámicamente posicionadas.

PEMEX en la actualidad, no posee Equipos de perforación de que capaces de operar en las profundidades de agua del campo Lakach sin embargo, tendrá la disponibilidad de los equipos mencionados en el cuadro 2.6 a través de contratos de arrendamiento [Reyes Heróles, 2009]. Estos equipos se destinan para las actividades de perforación de exploración, pero podrían ser utilizados para la perforación y terminación en el proyecto, lo que podría ahorrar el procedimiento de contratación de nuevas unidades.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

<i>Equipo</i>	<i>Profundidad Máxima de Operación en pies</i>	<i>Disponibilidad</i>	<i>Tarifa de arrendamiento acordada por día en dólares americanos (US\$/day)</i>
<i>Voyager</i>	<i>3,280</i>	<i>Oct-2007</i>	<i>335,000</i>
<i>Max Smith</i>	<i>7,000</i>	<i>Aug-2008</i>	<i>484,000</i>
<i>SS Petro Rig III</i>	<i>7,000</i>	<i>Jan-2010</i>	<i>495,000</i>
<i>SS Dragon</i>	<i>7,000</i>	<i>Jan-2010</i>	<i>503,000</i>
<i>SS Muralla</i>	<i>10,000</i>	<i>Sep-2010</i>	<i>530,000</i>

Tabla 2.6 Disponibilidad de las unidades flotantes de perforación con posicionamiento dinámico, [Reyes Heróles, 2009]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

3: DESCRIPCIÓN DE CONCEPTOS ALTERNATIVOS.

Las instalaciones y equipos de proceso en tierra a relativamente corta distancia del desarrollo abren la posibilidad de explorar alternativas tales como:

- Una instalación de una estructura flotante con opción de desarrollo para conectarse con los demás campos del activo, a futuro.
- Un sistema de producción submarino hacia las instalaciones tierra adentro.

Se ha puesto de manifiesto por la alta dirección de PEP que el desarrollo seguirá el concepto de un sistema de producción submarino a tierra. Sin embargo, este trabajo explorará los diferentes conceptos que podrían ser adecuados para las condiciones expresadas en las bases de diseño.

Todos los conceptos de producción requieren estudios detallados de ingeniería para optimizar sus diferentes parámetros, tratar de explorar todos los aspectos de este informe no sería razonable. Sin embargo, se consultaron bases de datos y publicaciones sobre la selección de conceptos de producción tratando de asociar las características descritas en las bases de diseño con las documentadas para otros campos que anteriormente fueron desarrollados y que se ubican en el Norte del Golfo de México.

3.1 Sistema de producción submarina a tierra

3.1.1 Estado del arte de los campos desarrollados utilizando el sistema de producción submarina a tierra.

Los sistemas de producción submarinos que utilizan este concepto son muy diferentes en forma y tamaño [ISO-13628-1, 2005], pueden ser:

- Un solo satélite con una línea de flujo ligada a las plataformas marinas, a instalaciones de procesamiento en tierra o instalaciones flotantes.
- Varios pozos localizados en una o más plantillas (templates en inglés).
- Pozos o un conjunto de pozos en plantillas agrupad(os)as alrededor de una unidad de distribución de fluidos (manifold en inglés) con o sin procesamiento submarino conectados a las instalaciones en tierra o costa afuera.

El concepto de un sistema de producción submarina a tierra se ha utilizado ya en varios desarrollos en todo el mundo, algunos ejemplos de ello son los campos Snøhvit, Ormen Lange, Patricia Baleen, BHPBP Minerva y ONGC G-1.

3.1.2 Beneficios y desafíos de los sistemas de producción submarinos.

El principal beneficio reconocido de los sistemas de producción submarinos es que disminuyen el costo de capital de los nuevos desarrollos ya que se evitan los gastos de construcción e instalación de la totalidad de plataformas o sistemas flotantes.

Después de la instalación de los equipos submarinos son considerablemente menos expuestos a las cargas ambientales (olas, corrientes, viento) en comparación con las unidades de alta mar fijas y

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

flotantes. Sin embargo y como se indica en la norma ISO-13628-1: 2005 "Todas las cargas aplicables que pueden afectar el sistema de producción submarina en todas las fases importantes, tales como su fabricación, almacenamiento, verificación, transporte, instalación, perforación y terminación, operación y remoción, deben ser definidas y formar parte de la base para su diseño "[ISO-13628-1, 2005].

Una evaluación de los sistemas de producción submarina fue desarrollada para el MMS de EUA en 2003 liderada por Scott [Scott, 2004]. Scott identificó siete desafíos que son considerados como algunos de los más importantes a resolver cuando se selecciona un sistema de producción submarina:

1. Procesamiento submarino,
2. Aseguramiento de flujo,
3. Reparación y mantenimiento de pozos,
4. Monitoreo de pozos a largo plazo,
5. Factores que influyen en la recuperación final de los hidrocarburos,
6. Aspectos de seguridad y medio ambiente,
7. Desarrollo y transferencia de tecnología.
8. Confiabilidad de sistemas submarinos. *(No es parte de la lista de Scott pero debería ser considerada al mismo nivel en opinión de este autor)*

Procesamiento submarino

La recuperación de hidrocarburos esperada del volumen original en el yacimiento mediante el uso de sistemas de producción submarinos es históricamente más baja que en los sistemas de producción basados en una plataforma fija o flotante. El procesamiento submarino es típicamente mencionado para tratar de mejorar este hecho.

FMC-technologies (FMC) es una compañía de las más importantes como proveedores de la tecnología y los servicios relacionados con este tema.

FMC explica.

El Procesamiento submarino representa un potencial significativo de ahorro de costos trasladando algunas de las superestructuras tradicionales de procesamiento de fluidos localizadas en las plataformas al lecho marino. La separación submarina y re-inyección local de agua y/o gas producidos en el yacimiento o en una zona de disposición específica permitirá que los ductos y los equipos de procesamiento en la superficie puedan ser utilizados de manera más eficiente. La separación de gas/líquidos y la compresión y bombeo submarino puede aumentar la tasa de producción en yacimientos de baja energía. [FMC, 2009]

Los sistemas de procesamiento submarino puede ser configurado en un sin número de configuraciones según las necesidades del campo. Una clasificación para la configuración de procesamiento submarino es proporcionada por Scott en la tabla 2.7 en la cual se señala que en la actualidad el bombeo multifase es la única solución comercial disponible.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

En este trabajo se hace referencia a un campo del que se afirma que contiene un depósito de gas seco. Para este tipo de yacimiento, la expectativa normal es que la presión del depósito se reducirá durante la vida del campo y será necesario en algún momento introducir un sistema de compresión de gas que podría ser un sistema en la superficie o un sistema de compresión submarino con tecnología de punta. Statoil-Hydro es una de las empresas operadoras de proyectos que están desarrollando esta tecnología en particular para su campo "Ormen Lange".

Bass posiblemente se refiere a Ormen Lange cuando señala que:

Un sistema de compresión de gas submarino está en desarrollo para un proyecto de larga distancia y ha sido seleccionado provisionalmente para un proyecto de menor distancia (Distancia entre el campo y las instalaciones en tierra). El sistema de compresión de gas submarino compite con los sistemas de compresión ubicados en tierra en cortas distancias y con las estructuras flotantes en largas distancias. Las economías de escala son importantes, por lo que los sistemas de compresión submarinos probablemente serán preferidos en grandes campos con moderadamente largas distancias.

En corta distancia, la compresión submarina puede agregar valor cuando existe formación de líquidos importante en el sistema de producción y en consecuencia no es eficaz un sistema de compresión en la superficie (en una plataforma o estructura flotante)[Bass, Pp 2, 2006].

Clasificación	Característica	Equipo	Eliminación de agua	Eliminación de arena
Tipo 1	Una Mezcla multifase es manejada directamente	Bomba multifase	Ninguna ... por bombeo con otros fluidos de producción	Ninguna ... por bombeo con otros fluidos de producción
Tipo 2	Separación parcial del caudal de producción	Separador y bomba multifase; posible uso de compresor de gas húmedo	Posible inyección parcial del flujo de agua, es decir, "agua libre"	Ninguna ... por bombeo con otros fluidos de producción
Tipo 3	La separación completa de flujos de producción en condiciones submarinas	Separador y depurador de gas con bomba simple o multifase; posible uso de compresión submarina	Re-Inyección y disposición de la mayor parte del agua producida.	Debe solucionarse
Tipo 4	Calidad de exportación hacia los ductos de aceite y gas	Separación multifase y tratamiento de fluidos, bombas monofásicas y compresores.	Re-Inyección y disposición de la mayor parte del agua producida.	Debe solucionarse

Tabla 2.7 Clasificación de los sistemas submarinos de procesamiento según Scott, [Scott, 2004]

Bass [Bass, 2006] también señala que el control del punto de rocío de los gases hidrocarburos (dewpointing control) y la deshidratación (separación submarina) pueden ser útiles en varios aspectos relacionados con los desarrollos submarinos de campos de gas, estos incluyen:

- Reducir el costo del aseguramiento de flujo, eliminando o minimizando la necesidad de la inhibición continua de hidratos.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

- Reducir los costos de la construcción del gasoducto mediante la eliminación de agua, permitiendo el uso de acero de carbono (más barato) en lugar de una aleación resistente a la corrosión (más caro).
- Procesar con calidad cercana a la calidad de venta o incluso llegar a la calidad de venta esto también disminuye las necesidades de sistemas complejos de aseguramiento de flujo ahora en los sistemas de distribución.

Aseguramiento de flujo.

Scott, en su obra anteriormente citada refiere que el aseguramiento de flujo es el término relacionado con el estudio de los complejos fenómenos relacionados con el transporte de fluidos producidos a través de las líneas de producción y los ductos de transporte.

Los fluidos producidos son una combinación de gases de hidrocarburos, aceite / condensados y agua, junto con hidrocarburos sólidos, tales como hidratos, sarro, cera, parafina, asfáltenos y otros sólidos y gases, tales como arena, CO₂, H₂S.

Con el fin de obtener tasas de recuperación satisfactorias es necesario identificar el potencial y cuantificar la magnitud del fluido producido que será manejado por el sistema. La flexibilidad del sistema es necesaria debido a que los diferentes parámetros del fluido producido cambiarán a lo largo de la vida del proyecto (presión, temperatura, proporción de los distintos fluidos producidos). También se menciona que la flexibilidad será necesaria para controlar los períodos transitorios de la producción (Paros y reinicios de producción).

El diseño de un programa de aseguramiento de flujo de un campo debe tener en cuenta las necesidades de todas las partes del sistema a lo largo de sus etapas de producción. Algunas de esas consideraciones son los perfiles de la producción, la inyección y almacenamiento de inhibidores químicos, propiedades de los fluidos de producción, instalaciones (limpieza, almacenamiento de fluidos, ductos (planos de tuberías y línea de flujo) y su manejo, capacidad de intervención, de aislamiento (ductos, pozo, etc), costos de capital y gastos de operación.

El aseguramiento de flujo también depende en una gran medida en si el yacimiento es un productor de aceite o de gas. El aseguramiento de flujo es mucho más difícil en productores de aceite que en los productores de gas, ambos serán susceptibles a la corrosión y formación de hidratos pero en aquellos que produzcan aceite deberán ser considerados en el diseño, adicionalmente, las ceras, asfáltenos, sarro y emulsiones esperadas.

Los sistemas de gas pueden ser manejados con una estrategia de aseguramiento de flujo basada en la inyección de inhibidores de hidratos con productos químicos tales como el MEG (monoetilenglicol) y el aislamiento térmico normalmente no es tan exigente como en los de producción de aceite.

El aislamiento térmico sin embargo es un factor importante en ambientes de baja temperatura por ejemplo, en desarrollos en la plataforma continental de Noruega [Ball, 2006].

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Reparación y mantenimiento de pozos

El costo de las reparaciones y mantenimientos de pozos en los sistemas de producción submarinos es considerablemente superior en comparación con los mismos trabajos en las plataformas fijas o flotantes, puesto que requieren la movilización de unidades de perforación móviles o barcos de perforación para cada pozo.

Este hecho es la razón principal para seleccionar compresión y bombeo submarino en lugar de levantamiento con gas (gas lifting) en los pozos, debido al menor coste de reparación y mantenimiento. Esta misma razón también ha motivado el desarrollo y uso de lo llamada Tecnología de Pozos Inteligentes (Intelligent well technology, IWT) para aumentar la flexibilidad operativa como una alternativa a la reparación y el mantenimiento [Scott, 2004].

Monitoreo a largo plazo de los pozos

Scott llama a este monitoreo a largo plazo (IWT) y considera principalmente los siguientes dos conceptos:

1. **De Seguimiento** de las mediciones de flujo en el fondo del pozo y / o las condiciones del yacimiento. La medición se realiza por medio de dispositivos electrónicos o de fibra óptica, los parámetros actualmente en funcionamiento son la presión, temperatura y gasto.
2. **De control** de forma remota a través de controles encendido/apagado o válvulas de bloqueo. El control se logra mediante sistemas hidráulicos, eléctricos o electro-hidráulicos (híbrido) para el accionamiento de válvulas que se encuentran disponibles comercialmente.

El control y monitoreo están siendo aceptados poco a poco debido a inquietudes acerca de la complejidad, confiabilidad y costo. No importa cuán sofisticada es la instalación, si el sistema falla será necesario efectuar una reparación mayor.

Una motivación adicional para un mayor desarrollo de la tecnología inteligente de pozos en el Golfo de México es que en esta región se ha registrado una incidencia importante de presión sostenida en las tuberías de revestimiento de los pozos (Sustained Casing Pressure, SCP). SCP fue descrita y tratada extensamente por Wojtanowicz [Wojtanowicz, 2001]. El fenómeno de SCP es identificado como una causa de fugas que son altamente peligrosas para el personal, cuando los cabezales de pozos están ubicados en la cubierta de las plataformas y para el medio ambiente, cuando se trata de instalaciones submarinas.

Actualmente no es posible instalar sistemas de monitoreo con acceso a los revestimientos exteriores de los pozos submarinos por lo que es necesario desarrollar mejoras en la capacidad de controlar y remediar la SCP.

Factores que influyen en la recuperación final de los hidrocarburos

Scott encontró también que las líneas de flujo multifásicas que hacen posible el desarrollo de sistemas de producción submarinos de largo alcance reducen la recuperación final. De acuerdo con su trabajo, debido a que los pozos submarinos operan continuamente a alta presión, se pierde

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

mucha energía en la línea de flujo y en las válvulas del sistema que de otra manera se podría utilizar para explotar de manera más eficiente el yacimiento.

Aspectos de Seguridad y Medio Ambiente.

La lejanía de los sistemas submarinos con respecto a las instalaciones tripuladas reduce los riesgos para el personal, sin embargo los riesgos para el medio ambiente siguen siendo altos. Se recomienda ser tan estrictos con los requisitos de seguridad del sistema como sea razonablemente posible.

Desarrollo y transferencia de tecnología.

Como se mencionó antes, sólo algunos de los sistemas submarinos de producción, conceptualmente desarrollados, se han aplicado comercialmente. Las compañías operadoras ya sean nacionales o internacionales, por lo general prefieren un enfoque más conservador en el desarrollo de nuevas tecnologías. Esto cambiara conforme se demuestre la aplicación exitosa de las nuevas tecnologías, pero aún así será necesario la aplicación de programas eficaces de adquisición de tecnología.

Confiabilidad de sistemas submarinos.

Obtener rentabilidad y confiabilidad de los sistemas submarinos de producción y control son también retos de gran importancia, este aspecto es comúnmente solucionado en lo general, por el diseño de redundancias y la aplicación de metodologías de confiabilidad tales como el diseño centrado en el mantenimiento y otras filosofías.

La confiabilidad también implica mucho trabajo en la organización de las empresas operadoras y empresas contratistas que desarrollan los proyectos submarinos. Las grandes incertidumbres debido a las restricciones en el tiempo y el presupuesto son una causa de alto riesgo en el diseño, construcción, instalación y operación de los sistemas.

Reconociendo la importancia de los factores humanos y organizacionales, la API ha publicado recientemente una práctica recomendada para la “Confiabilidad y la administración técnica de los riesgos de los Sistemas de Producción Submarinos” (Recommended Practice for Subsea Production System Reliability and Technical Risk Management) API 17 N [API, 2009] Este documento tiene como propósito que los usuarios de esta práctica recomendada desarrollen una mejor comprensión de cómo manejar un nivel adecuado de confiabilidad en todo el ciclo de vida de sus proyectos submarinos.

La PR señala que la industria entera exige que los desarrolladores de sistemas submarinos:

- Reconozcan las relaciones entre la confiabilidad y el esfuerzo de ingeniería desarrollado con anticipación al proyecto y los esfuerzos del mantenimiento operativo,
- Ofrezcan mayores garantías de rendimiento a futuro de los sistemas submarinos,

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

- Administren eficazmente los riesgos del uso de nuevos dispositivos y el equipo estándar en las nuevas aplicaciones,

- Programen los proyectos con tiempo suficiente para abordar todos los riesgos técnicos. [API, PP 1, 2009]

Por otra parte, Scott [Scott, 2004] menciona en su trabajo que la mayoría de los diseños se han centrado en la confiabilidad de los componentes, aumentando y extendiendo el tiempo medio de falla para resolver los problemas de reparación y mantenimiento. Los sistemas redundantes no se encontraron en un uso generalizado debido a que los costos de capital aumentan considerablemente en estos sistemas.

3.1.3 El concepto del sistema de producción submarino del campo Lakach

Este concepto ha sido revelado por PEMEX para desarrollar el campo. Según la información publicada por Pegasus Internacional [Pegasus-Internacional, 2008-2009], véase las figuras 3.1.a, 3.1.b y 3.2. y el cronograma 3.1 para un calendario del proyecto.

- El campo se compone de seis pozos submarinos que se encuentran en profundidades que van de 942-1145 metros.
- Dos gasoductos serán ligados a la estación de compresión de Lerdo de Tejada desde 1145 metros de tirante de agua.
- Se considera la construcción de dos ductos de 18” para unirse al último pozo, el arreglo de los pozos será en una configuración conocida como "Daisy Chain".
- Cada uno de los dos oleoductos recibirá la producción de tres pozos con una capacidad máxima de 67 MMSCFD por pozo para un total de 400MMCFD
- Se interpreta que el desarrollo se dividirá en dos sectores productivos aquí denominados PS y PS Norte Sur.

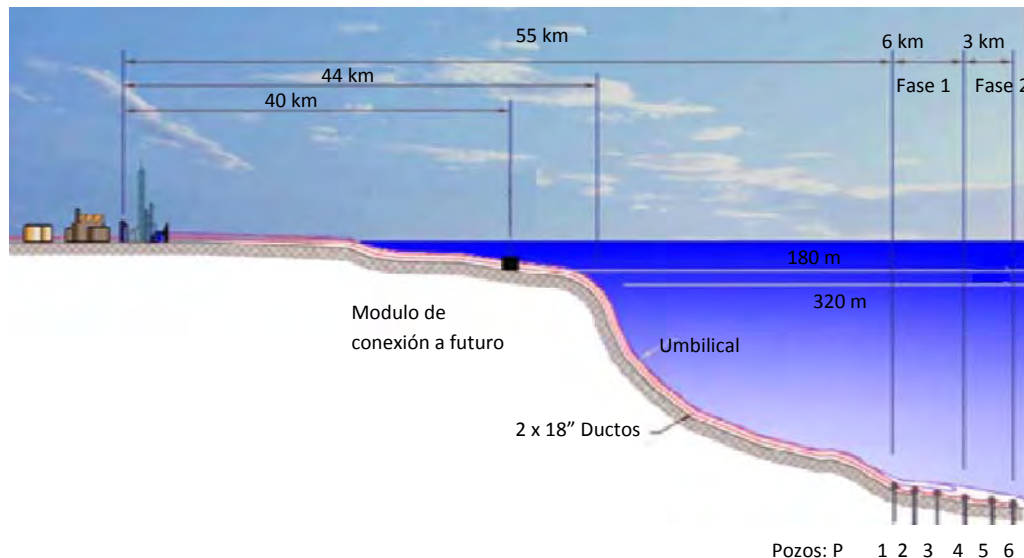


Figura 3.1.a. Diseño conceptual de los ductos del campo Lakach [Pegasus-Internacional, 2008 - 2009]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

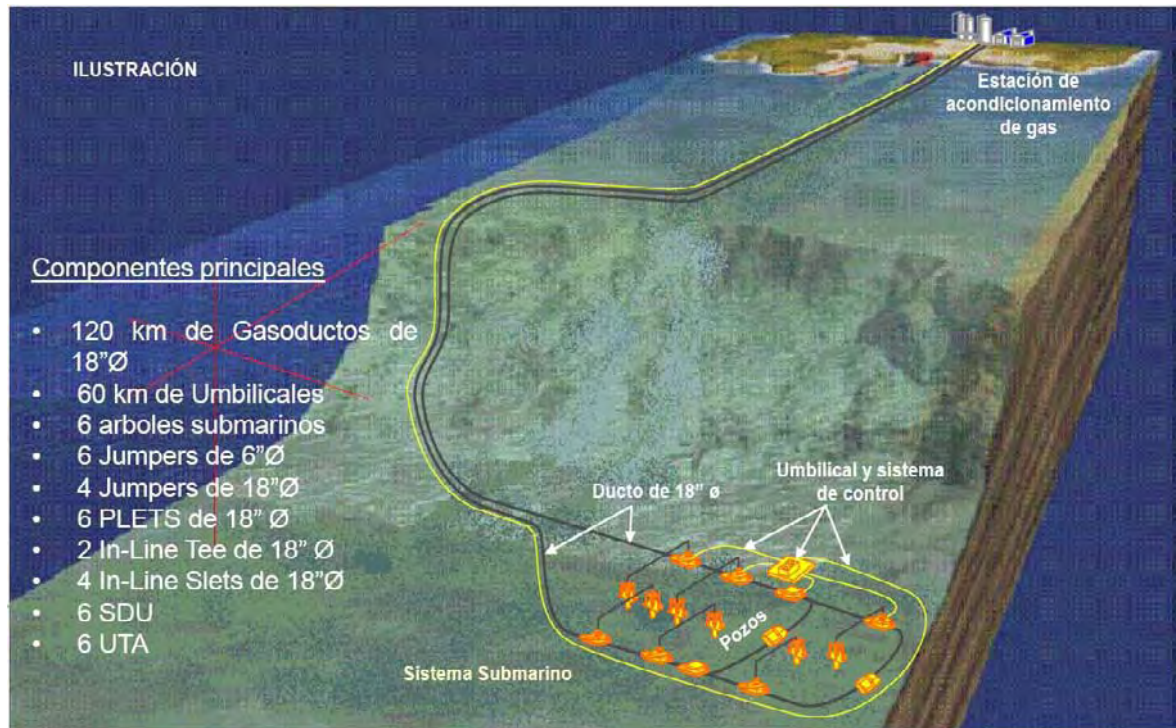


Figura 3.1.b. Diseño conceptual del campo Lakach [PEP-RMSO, 2009]

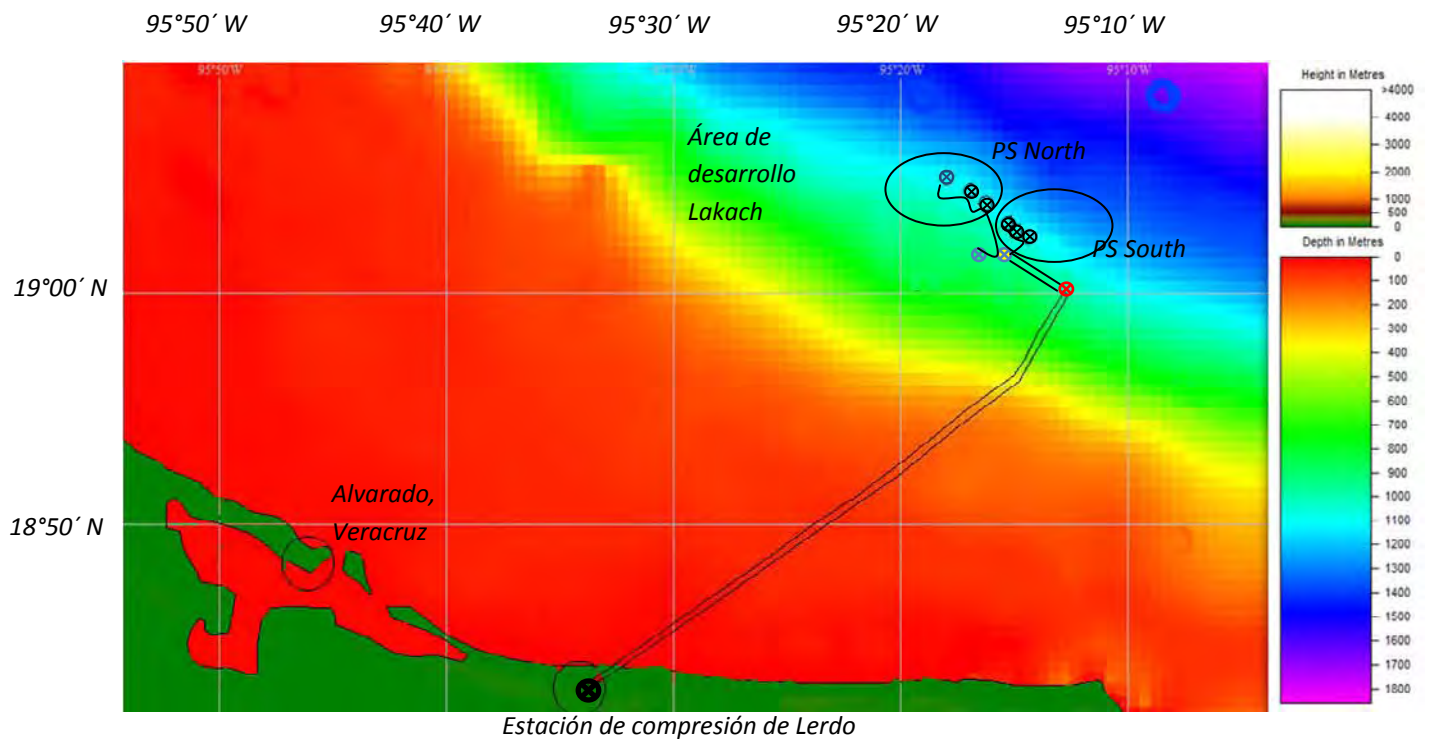


Figura 3.2. Ruta de los ductos e ilustración de la batimetría en el área del desarrollo, propia interpretación a partir de [GEBCO, 2009] y [PEMEX-RMSO, 2008]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

Actividad	Duración en días	2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013	
		S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2	S1	S2
Proyecto de desarrollo Lakach		[Gantt chart bars for 2007-2013]													
1 Descubrimiento	2081	[Red bar]													
2 Estudios y permisos	1														
3 Delimitación	561														
4 Desarrollo	692														
4.1 Asistencia Técnica	1796														
4.2 Pre FEL	1768														
4.2 Pre FEL	33														
4.3 FEL (VCD)	649														
4.4 Pozos	1249														
4.4.1 Definición de trayectorias y terminación de pozos (VCD)	60														
4.4.2 Adquisición de cabezales, arboles y aparejos de producción	1010														
4.4.3 Perforación de pozos del desarrollo	1249														
4.4.3.1 Estudios previos a la perforación sector sur	750														
4.4.3.2 Perforación PS Norte	252														
4.4.3.3 Perforación PS Sur	314														
4.4.3.4 Terminación PS Sur	217														
4.4.3.5 Terminación PS-Norte	182														
4.4.3.6 Procesamiento de la Información	945														
4.5 Infraestructura	1086														
4.5.1 Licitación y asignación	144														
4.5.2 IPCI de la Estación de compresión de Lerdo	920														
4.5.2.1 Ingeniería detallada	600														
4.5.2.2 Adquisición fase 1 (Modulo 1 y 2 + 1 relevo)	540														
4.5.2.3 Construcción, instalación e interconexión de equipo fase 1	600														
4.5.2.4 Pruebas y arranque fase 1	120														
4.5.2.5 Adquisición fase 2 (Modulo 3 y 4)	90														
4.5.2.6 Construcción, instalación e interconexión de equipo fase 2	215														
4.5.2.7 Pruebas y arranque fase 2	45														
4.5.3 IPCI de líneas de colección y transporte	530														
4.5.3.1 Ingeniería	150														
4.5.3.2 Procura	180														
4.5.3.3 Construcción e instalación	120														
4.5.3.4 Comisionamiento	60														
4.5.3.5 Pruebas	20														
4.5.4 IPCI Umbilicales	785														
4.5.5 IPCI Sistemas Submarinos	840														
4.5.5.1 Ingeniería detallada	300														
4.5.5.2 Procura y construcción	540														
4.5.5.3 Pruebas de integración submarinas	60														
4.5.5.4 Instalación	180														
4.6 Primera Producción	1														

Cronograma 3.1. Fechas estimadas para el proyecto de Desarrollo Lakach de acuerdo a propia interpretación a partir de [PEMEX-RMSO, 2008]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

3.2 SPAR

3.2.1 Estado del arte de los campos desarrollados utilizando SPAR.

Un SPAR es una mega estructura flotante con compartimentos de gran capacidad que tiene como característica respuestas de bajo movimiento (alta estabilidad ante olas, vientos y corrientes marinas) en comparación con otros conceptos flotantes.

Las bajas respuestas de movimiento características del SPAR, la hace una estructura adecuada para dar cabida a una gran diversidad de combinaciones de sistemas de producción. El sistema SPAR está actualmente en uso en diecisiete desarrollos en el mundo, Neptuno, Medusa, Genesis, Gunnison, Front Runner, Boomvang, Nansen, Mirage, Tahití, Holstein, Kikeh, Mad Dog, Constitution, Red Hawk, Horn Mountain, Devils Tower y Perdido.) 16 de ellos en el Golfo de México y 1 más en Malasia [Sablok, 2009].

El record en la perforación y terminación en aguas profundas fue establecido por parte de Shell Oil Co., con el SPAR "Perdido". El SPAR está anclado en un tirante de agua de aproximadamente 2.380 y será la estructura de acceso vertical a los pozos más profunda del mundo en funcionamiento. El SPAR actuará como un centro de distribución, y permitira el desarrollo de tres campos - Great White, Tobago y Silvertip - tendrá capacidad de proceso, producción y de exportación dentro de un radio de 48 kilómetros. Tobago, en aproximadamente 2.925 m de agua, será la terminación submarina más profunda del mundo [Offshore Magazine, 2008].

En total, diecisiete SPARS se han instalado hasta ahora. Aunque el diseño de cada uno de los SPAR es diferente, es posible decir que hay en términos generales tres versiones diferentes de SPAR, la versión clásica, la versión “truss SPAR” armadura y la versión de capsula “Cell SPAR”.

Para este documento, es pertinente introducir la descripción de la configuración del “Truss SPAR” (ver Figura 3.3). En esta versión el casco puede ser dividido en tres secciones:

1) El tanque duro “hard tank” es la sección cilíndrica superior que proporciona flotabilidad

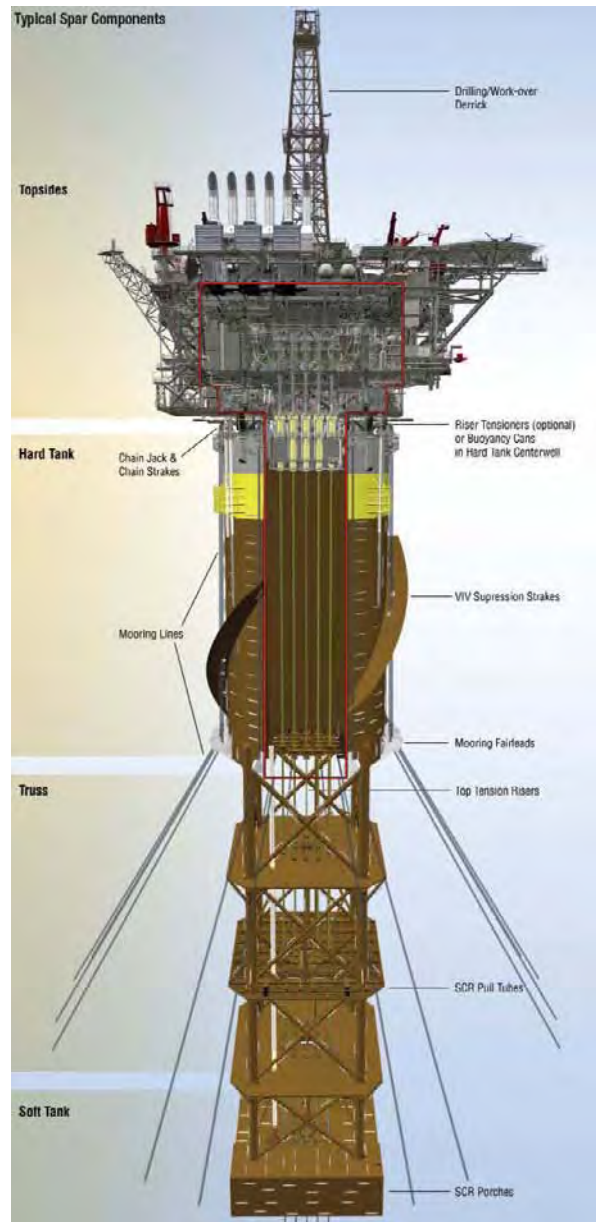


Figura 3.3. Componentes típicos del Truss SPAR [Wilhoit, 2009]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

para apoyar las instalaciones en cubierta (topsides), el casco (hull), los anclajes (mooring lines) y los risers. Esta sección incluye tanto el lastre variable como los componentes de vacío (void components). Tiene también perfiles para suprimir los efectos de las vibraciones inducidas por vórtices (VIV Supresión strakes)

2) La sección de la armadura (truss) tiene placas para compensar los movimientos verticales en el mar (heave plates). La armadura ayuda a reducir el peso del casco en general, las cargas ambientales y el movimiento vertical. La reducción de las cargas hidrodinámicas y los movimientos también se traduce en ahorros en el sistema de amarre y facilita la construcción y el transporte del casco.

3) El tanque suave (soft tank) es también conocido como "la quilla" (Keel) contiene el lastre fijo y está dividido en diferentes compartimentos para controlar la flotabilidad durante el transporte. También actúa como un colgante natural para la colocación de ductos de exportación y líneas de flujo debido a que las influencias del medio ambiente (las olas, las corrientes y sus movimientos producidos en respuesta) son menos pronunciadas a medida que se desciende más en el tirante de agua.

3.2.2 Beneficios y desafíos para el concepto SPAR.

Sablok y Barras (2009) enuncian los beneficios que esta estructura tiene para el desarrollo del campo:

1. El SPAR es una estructura flotante viable y tecnológicamente madura para su aplicación en un amplio rango de profundidades de agua y ambientes.
2. Proporciona alta estabilidad hidrodinámica que hacen posible la instalación de risers de exportación de gran diámetro para conectar con los ductos y de esta manera desarrollar yacimientos de gas fácilmente.
3. Su gran estabilidad también ofrece muchas opciones y flexibilidad para instalar equipos de perforación y de producción:
 - Árboles secos y árboles submarinos
 - Sistemas de producción submarinos
 - Acceso vertical directo
 - Perforación desde la plataforma, por medio de unidades de perforaciones independientes o asistidas.
 - Sistemas de Risers de Exportación
 - Anclajes y risers desconectables en condiciones de emergencia.
 - Tratamiento de fluidos amargos (Con contenido de H₂S)
4. El concepto puede ser diseñado para permitir una participación importante en la construcción a empresas locales (Contenido nacional).
5. Disminuye la dependencia de grúas de gran capacidad costa afuera que pueden resultar costosas y escasamente disponibles, utilizando la misma estructura como una base para instalar las grúas temporales para la instalación de los módulos del sistema en la cubierta del SPAR.

“Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

6. En la región del Golfo de México hay también disponibilidad de buques grúas de gran tamaño y capacidad que pueden manejar el transporte y la instalación de los SPAR.

8. La adjudicación de estos proyectos deben seguir evaluaciones técnicas y económicas rigurosas pero hay opciones importantes en la región de compañías constructoras con experiencia (Technip) e incluso algunos de ellos tienen sus patios de construcción instalados en México (FLOATEC LLC).

Desafíos:

Posiblemente el desafío más importante a considerar es la enorme estructura que está relacionada con el SPAR. Esta masiva estructura puede ser instalada como una sola pieza a través de operaciones marinas relativamente complejas, ver sección 4.2.

También es importante considerar el costo del acero, se sugiere hacer arreglos cuidadosos para asegurar que los proyectos no puedan ponerse en peligro por la inestabilidad en el precio del acero a lo largo del proceso de construcción.

Para este trabajo, el campo Nansen desarrollado con un “Truss Spar” ha sido elegida para ser asumido como la base para un desarrollo alternativo en el campo Lakach. Véase el Anexo A para una caracterización detallada y el Cronograma 3.2 para una descripción de su programa.

Nombre de la actividad	1999			2000												2001					2002									
	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	
Estudios de ingeniería pre-proyecto																														
Evaluación del proyecto																														
Casco y sistema de anclaje (diseño y fabricación)																														
Instalaciones de cubierta (Diseño y fabricación)																														
Instalacion y ensamble de sistemas																														
Instalaciones submarinas																														
Perforación y terminaciones																														
Primera producción																														

Cronograma 3.2 Resumen del Proyecto Programa Nansen [Thibodeaux, 2002]

3.3 Tension Leg Platform TLP

3.3.1 Estado del arte en el desarrollo de campos usando el concepto TLP.

Regg hizo un resumen de los conceptos empleados en aguas profundas para el MMS en 2000, a continuación va a ser reproducido una parte de su trabajo aprovechando su clara descripción del concepto TLP. Véase la figura 3.4 para una visualización de un concepto genérico.

Una plataforma de tendones (TLP) es una plataforma flotante que se mantiene en su lugar por un sistema de anclaje ...

Las TLP son similares a las plataformas fijas convencionales, salvo que la plataforma se mantiene en el lugar mediante el uso de anclajes, soportado en tensión por la flotabilidad del casco. El

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

sistema de anclaje es un conjunto de tendones unidos a la plataforma y conectado a una plantilla o cimiento en el lecho marino. La plantilla es sostenida por pilotes clavados en el lecho marino.

Este método amortigua los movimientos verticales de la plataforma, pero permite los movimientos horizontales. Las instalaciones de cubierta (instalaciones de tratamiento, tuberías, y los árboles de válvulas) de las TLP y la mayoría de las operaciones diarias son los mismos que se utilizan para una plataforma convencional ...

DESCRIPCIÓN TÉCNICA

Cimientos. *El cimiento es el vínculo entre el fondo marino y la TLP. La mayoría de las fundaciones son las plantillas instaladas en el lecho marino, que luego, son aseguradas por pilotes de hormigón o de acero clavados en el lecho marino por el uso de un martillo hidráulico, sin embargo en los diseños pueden utilizarse otros conceptos, tales como un cimiento por gravedad. Las bases son construidas en tierra y remolcadas hasta el sitio. Hasta 16 pilotes de hormigón con dimensiones de 100 pies de diámetro y 400 pies de largo se utilizan (uno por cada tendón).*

El casco. *El casco es una estructura flotante, que soporta la sección de la cubierta de la plataforma y sus equipos de perforación y producción. Un casco típico consta de cuatro columnas huecas para el apoyo de los pontones, similares a los usados por las unidades de perforación semisumergibles. La cubierta de las instalaciones de superficie se instala en el casco. La flotabilidad del casco excede el peso de la plataforma, que requiere tendones a tensión para asegurar la estructura al fondo marino. Las columnas en el casco alcanzan hasta 100 m de diámetro y hasta 360 pies de altura, las dimensiones globales del casco dependerán del tamaño de las columnas y el tamaño de la plataforma.*

Módulos. *... Los módulos son unidades que componen las instalaciones de superficie en la sección de la cubierta de la plataforma. En los primeros proyectos para el desarrollo del TLP, la industria descubrió que es rentable construir las instalaciones de superficie en unidades separadas (módulos), montarlos en un sitio en la costa de baja profundidad, y luego remolcarla ya instalada hasta el sitio de producción. Los módulos que forman parte de un TLP típicamente incluyen el piso de producción, fuentes de poder, instalaciones de proceso, habitacionales y equipos de perforación, que son instalados sobre la cubierta que se conecta al casco. Las instalaciones de superficie típicas tienen 65,000 pies cuadrados y habitacionales hasta para 100 personas, dependiendo del tipo y alcance de la actividad que se realiza. Capacidad de proceso va hasta 150,000 barriles diarios de crudo y 400 MMSCFD de gas. Una plataforma de perforación típica instalada en una TLP de mayor tamaño tendría una torre de perforación de 1.5 millones de libras de capacidad de tiro, un top drive de 2.000 caballos de fuerza y tres bombas de 2.200 caballos de fuerza.*

Plantilla. *Una plantilla proporciona un marco en el fondo marino en la que es posible insertar conductores o pilotes. No todos los TLP usan las plantillas, pero si se utilizan, por lo general son el primer componente instalado en el sitio. Existen varios tipos de plantillas que pueden utilizarse en conjunto con un TLP para soportar la totalidad de los cimientos de perforación, o la integración de los dos. Las plantillas de perforación no solo proporcionan una guía para la localización y perforación de pozos, sino también pueden ser una base para el amarre de líneas de flujo provenientes de los pozos satélites o de ductos para exportación y sus risers. Los cimientos de las plantillas pueden ser una sola pieza o piezas separadas para cada extremo. Los pilotes de cimentación son instalados a través de la fundación de la plantilla. Un sistema integrado de*

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

plantilla es una sola pieza que sirve de apoyo para la perforación, para los anclajes de los tendones y localiza y orienta los pilotes de cimentación. Las plantillas individuales permiten que cada sistema sea instalado individualmente, también utiliza secciones más pequeñas que pesan menos y son más fáciles de instalar. La plantilla de perforación puede ser instalada y puede comenzar la perforación, mientras que la plantilla base está siendo diseñada y construida.

Tendones. Los tendones son tubulares que sujetan el casco a los cimientos constituye el sistema de anclaje para el TLP. Los tendones son normalmente tubos de acero con dimensiones de 2.3 m de diámetro con hasta 3 pulgadas de espesor en la pared, su longitud está en función de la profundidad del agua. Un TLP típico es instalado con hasta 16 tendones.

Risers. Los risers transportan la producción de hidrocarburos desde el pozo hasta las instalaciones de producción en la superficie del TLP. Un sistema de riser para TLP por ejemplo, puede ser un arreglo de tubo simple o doble (tubos concéntricos). El riser doble consistiría de un tubo de 21 pulgadas a baja presión (3,000 psi) que sirve como una barrera ante el medio ambiente y un tubo interior de 11 ¾ pulgadas que es diseñado para altas presiones (por ejemplo, 10.000 psi) [Regg, Pp. 28-30, 2000].

3.3.1 Beneficios y desafíos para el concepto TLP

Odland presenta un resumen de las características del concepto TLP en su clase en la Universidad de Stavanger [Odland, 2008]. Él establece que el concepto de TLP es bien conocido, pero necesita un cuidadoso diseño en su casco y la configuración de anclaje.

Tiene un comportamiento dinámico complejo, pero es adecuado para aguas profundas. Los pozos están situados sobre la plataforma, lo que aumenta la capacidad de recuperación de hidrocarburos. Un desafío para su manejo son también los risers, expuestos y tensados en la parte superior.

Su instalación y desmantelamiento presuponen operaciones marinas extensas y complejas, sin embargo, es posible hacer la instalación de los equipos de la cubierta en patios de construcción cercanos a tierra firme. El concepto no es adecuado para el almacenamiento de petróleo.

Por último pero no menos importante, un tema de preocupación primordial es la exposición a los huracanes en el Golfo de México, los recientes efectos de los huracanes Katrina, Lili, Iván, etc. Han convertido en una prioridad la investigación en extenso sobre los efectos de las cargas ambientales en estructuras flotantes incluido entre ellas el concepto TLP.

Kibbee y Snell en 2002, también realizaron un análisis del concepto TLP en su versión mono-columna, sus conclusiones fueron:

Basados en la experiencia de los proyectos realizados y los planes futuros de expansión de las capacidades de los mono-columna TLPs se concluye:

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

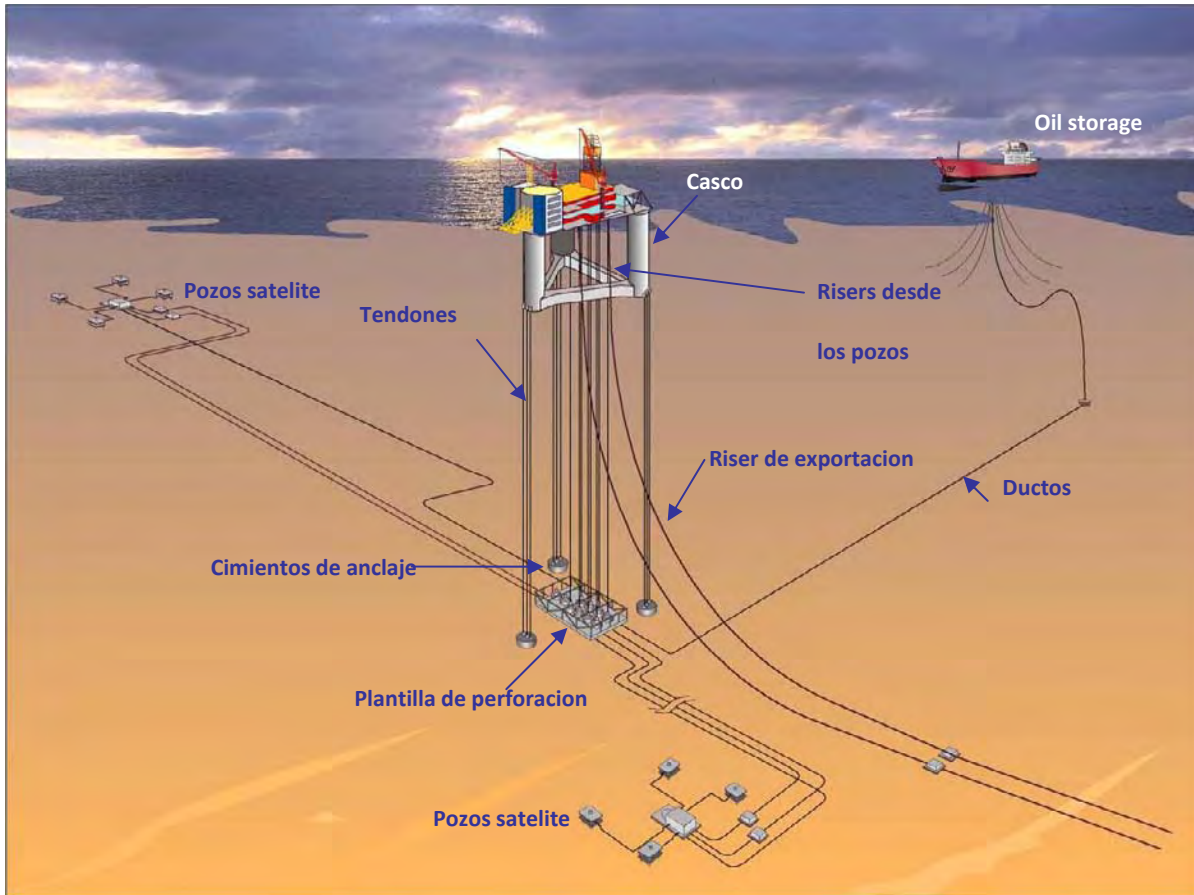


Figura 3.4 Una ilustración del concepto TLP figura de Offshore Field Development por Odland [Odland, PP 5 mod. 5, 2008]

1. La instalación exitosa y operación de SeaStar TLP en los campos Morpeth, Allegheny y Typhoon demuestra que los anclajes de la TLP ofrecen una alternativa fiable, rentable, y compacta para proporcionar una cimentación estable y segura en aguas profundas, independientemente de la elección del operador del tipo de terminación (es decir, árbol submarino o árbol seco). Los anclajes de la TLP hacen posible que cascos más pequeños y económicos sean estables, con características de movimiento favorables. La eliminación de movimiento vertical no sólo hace posible la instalación de árboles secos sino que también amplía la aplicabilidad del SCR (steel catenary riser), simplifica las operaciones de producción, y aumenta la comodidad y la seguridad personal.

2. El casco en mono-columna ha demostrado su versatilidad en todas las fases del proyecto:

- *Diseño:* El tamaño del casco de la Mono-columna seguirá aumentando para soportar cargas cada vez mayores. Entre los diseños estándar, es posible aumentar la capacidad de carga añadiendo una extensión de la columna, evitando así un amplio rediseño estructural del casco.
- *Fabricación:* la naturaleza modular del SeaStar permite que sea eficientemente construida en astilleros de fabricación relativamente pequeños, aumentando así la competencia.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

- *Instalación: El casco mono-columna puede ser remolcado en mojado o seco. Los cascos más pequeños, como Morpeth, Allegheny, y el typhoon se pueden izar e instalar verticalmente. Cascos más grandes, como el Matterhorn, se pueden remolcar sobre su propio casco. Las innovaciones están en marcha para reducir la dependencia de las barcasas grúa.*

- *Operaciones: No hay perforaciones por debajo de la línea de flotación en un casco de SeaStar lo cual elimina la posibilidad de inundación accidental debido a un error del piloto.*

3. Al igual que el mono-columna con plataforma de base fija, el TLP monocolumna seguirá evolucionando basado en la experiencia en campo y las nuevas necesidades. La naturaleza del producto estandarizado TLP monocolumna evita la ineficiencia de comenzar con "una hoja de papel en blanco" en cada proyecto, sin dejar de ofrecer el beneficio de un producto centrado en las lecciones aprendidas en los sistemas de ejecución.

La participación continua de Atlantia en la supervisión de rendimiento de la plataforma ofrece una gran cantidad de los conocimientos que pueden ser utilizados para validar las herramientas de diseño y mejorar pequeños detalles. [Kibbee, Pp 4-5, 2002]

Para este informe, el desarrollo del campo “Neptune” con una plataforma tipo TLP mono-columna ha sido elegido para ser asumido como la base para un desarrollo alternativo en el campo Lakach. El TLP Neptune es similar a la TLP Typhoon de la misma empresa constructora SMB Atlantia. Ver Anexo A para una caracterización detallada, la Figura 3.5 da una representación artística de la plataforma y en el cronograma 3.3 se presenta una vista resumida del programa de construcción de la TLP Typhoon, una construcción muy similar al de Neptune.

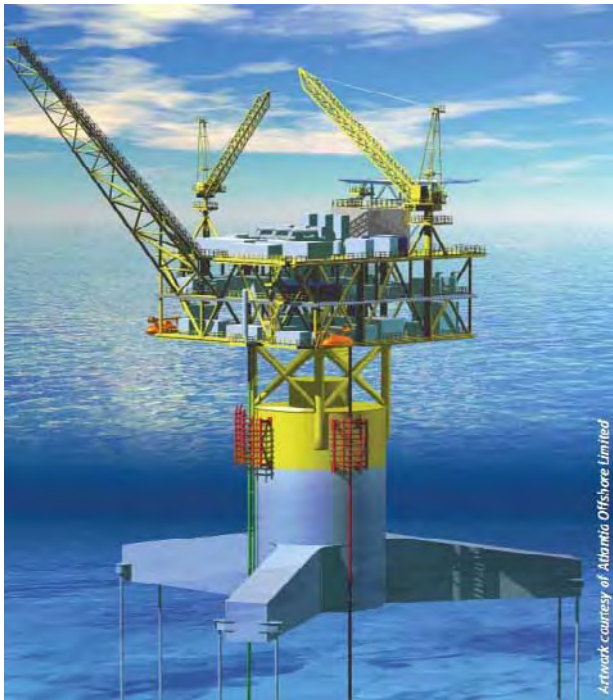


Figura 3.5. Representación artística de la plataforma TLP Neptune [BHPBilliton, 2009]

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

	1998					1999					2000					2001																									
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D					
Adquisición de la licencia (Nov-1995)																																									
Maduración del Prospecto (Dic-1996)																																									
Pozos de exploración																																									
Pozos de desarrollo-delimitación																																									
Selección del concepto																																									
Ingeniería básica																																									
Diseño de la instalación/Adquisición																																									
Fabricación																																									
Sistemas submarinos																																									
Sistemas del casco y marinos																																									
Equipos de cubierta																																									
Instalación																																									
Terminación de Pozos																																									
Construcción de ductos de Exportación																																									
Instalación de la TLP																																									
Instalación de los risers y las líneas de flujo																																									
Primera producción (29 de Julio 2001)																																									

Cronograma 3.3 Resumen de actividades del desarrollo Typhoon [Scott, P.p. 4, 2002]

3.4 Unidad de producción semi-sumergible

3.4.1 Estado del arte de los campos desarrollados utilizando las unidades de producción semisumergibles.

Odland resume las características de las unidades de producción semisumergibles [Odland, 2008]:

- Los árboles submarinos son la selección de mayor frecuencia cuando se emplea una semisumergible, sin embargo, hay diseños recientes que han utilizado los árboles secos con una unidad semisumergible pero están relacionados con condiciones de medio ambiente benévolas como las presentes costa afuera de África occidental. [Often, 2000]
- Abre la posibilidad de instalar un gran número de risers, las instalaciones de estos pueden manejar un gran número de líneas de producción e inyección lo que los hace apta para desarrollos de grandes longitudes.
- Tiene buenas características de movimiento, debido a su demostrada dinámica de respuesta la cual tiene como característica permitir tener altas cargas de peso en su cubierta.
- Puede ser construida enteramente nueva o convertir unidades de perforación que todavía puedan ser utilizadas.
- No ofrece capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.
- Tiene un sistema de anclaje muy amplio.

3.4.2 Beneficios y desafíos para las unidades de producción semisumergibles.

Lim y Ronalds realizaron una revisión histórica y prospectiva en 2000 sobre el concepto de la semisumergible de producción.

Los Sistemas flotantes de producción, se desarrollaron en la década de 1970 por sus ventajas en aguas más profundas y tiempos de vida de producción más cortos. En los primeros años, las semisumergibles fueron una elección natural para los sistemas flotantes de producción, por que ofrece la capacidad de perforación y reacondicionamiento de pozos ubicados por debajo de la unidad pero también tiene una buena respuesta a los movimientos, y las plataformas de perforación están disponibles para la conversión. Además, en el período anterior a que las

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

compañías operadoras ganaran confianza con la tecnología de los risers flexibles, las semisumergibles daban la posibilidad de utilizar risers rígidos.

A finales de 1980 y principios de 1990, las ventajas de las semisubmersibles en aguas ultra-profundas se hizo evidente.

En el comienzo del nuevo siglo, los FPSO son favorecidos frente a semisubmersibles. Esto se debe a las ventajas inherentes de la forma del FPSO, combinado con mejoras espectaculares en la tecnología de la torreta que han superado sus desafíos satisfactoriamente. Aunque las semisubmersibles también han evolucionado en este periodo, con nuevos tipos de risers, las formas del casco, los métodos de construcción y con aumentos en las tasas de producción, la evolución del concepto no ha sido al mismo paso. Las semisubmersibles en este momento en el golfo de Mexico pueden tener mayor posibilidades de ser elegidas frente a los FPSO sólo cuando hay acceso a una considerablemente mayor reserva para los campos en aguas profundas y/o cuando dicha reserva contenga mayores volúmenes de gas que de aceite. En cada uno de estos casos, es entonces más probable competir con los TLP y los nuevos conceptos SPAR.

Por el contrario, en caso de reservas de aceite de menor tamaño, los FPSO se mantendrán como las opciones más socorridas. Las semisumergibles solo competirán en caso de que exista una infraestructura de ductos importante y un mercado cercano al desarrollo.

A lo largo de sus 25 años de uso, los sistemas de producción semisumergibles han demostrado ser una solución popular tanto en Brazil, Golfo de Mexico y en el Mar del Norte. Su estable demanda demuestra que las semisumergibles tienen ventajas en nichos particulares. La mayor evolución en los conceptos que se espera reforzará su valor en el futuro [Lim y Ronalds, Pp 8, 2000].

Odland [Odland, 2008] también comenta que en aguas profundas, el reto principal de la semisumergible está relacionada con los efectos hidrodinámicos que producen pérdida de la posición y el golpe de las olas sobre la estructura y los sistemas de los risers. Una cuestión relacionada con las aguas profundas es el aumento de peso de la estructura debido tanto al anclaje con a los sistemas de los risers.

Para este informe, el desarrollo del campo “Na Kika” con una unidad semisumergible ha sido elegido para ser asumido como la base para un desarrollo alternativo en el campo Lakach. Véase el Anexo A para una caracterización detallada, la figura 3.6 provee una representación artística del proyecto, adicionalmente el cronograma 3.4 muestra la calendarización del proyecto.

“Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.”

Omar Romero Mata

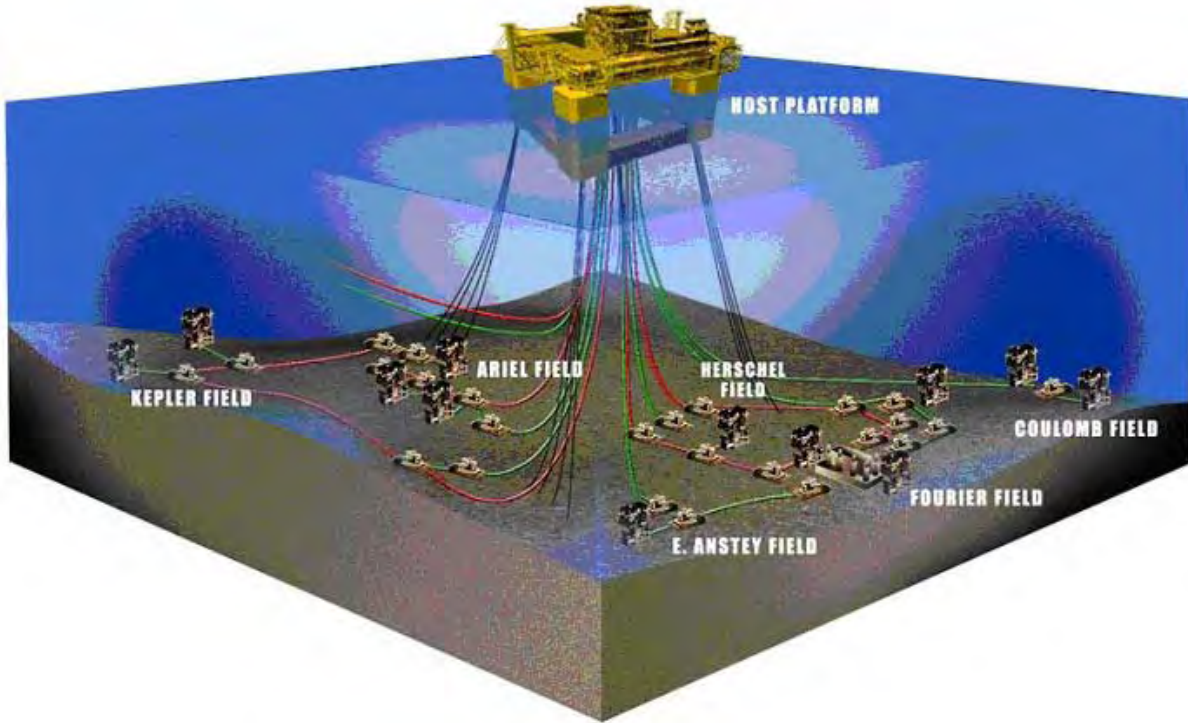


Figure 3.6. Una representación artística del proyecto Na kika [Seacatcorp, 2009]

	2000	2001	2002	2003	2004
Aprobación del proyecto (Sep-15-2000)	■				
Diseño a detalle	■	■	■		
Compras y adquisiciones		■	■		
Fabricación y transporte de la Estr.		■	■	■	
Perforación de pozos		■	■		
Terminación de pozos			■	■	
Instalación de ductos de exportación			■	■	
Inst. de líneas de producción sub.			■	■	■
Pruebas de integración				■	■
Instalación del casco y los risers			■	■	■
Inicio de operaciones en los campos				■	■
Primera producción.				Julio	Nov Mayo

Cronograma 3.4. Resumen del cronograma del proyecto Na kika [Luyties, P.p. 9, 2004]