



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la
Tierra

**"CONCEPTOS DE DISEÑO DE TUBERÍAS
VERTICALES (RISERS)"**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

**SANDOVAL MANRÍQUEZ CARLOS
ADAIR**

DIRECTOR DE TESIS:
M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

México D.F. Ciudad Universitaria 2014





Índice	Página
Lista de figuras.	9
Lista de tablas.	16
Introducción.	16
Capítulo 1 “Fundamentos del sistema integral de producción”	19
1.1 ¿Qué es un sistema integral de producción?	20
1.2 Yacimiento.	21
1.2.1 Condiciones necesarias para la formación de los yacimientos.	21
1.2.2 Los yacimientos de hidrocarburos.	23
1.2.3 Clasificación basada en la configuración de las trampas geológicas.	23
1.2.3.1 Trampas estructurales.	23
1.2.3.2 Trampas estratigráficas.	25
1.2.3.3 Trampas mixtas.	25
1.2.4 Clasificación según el diagrama de fase.	26
1.2.4.1 Comportamiento de fases de los hidrocarburos.	26
1.2.5 Clasificación según el tipo de hidrocarburos.	28
1.2.5.1 Yacimientos de petróleo.	28
1.2.5.1.1 Petróleo negro.	28
1.2.5.1.2 Petróleo volátil.	29
1.2.5.2 Yacimientos de gas.	30
1.2.5.2.1 Gas condensado.	30
1.2.5.2.2 Gas húmedo.	32
1.2.5.2.3 Gas seco.	33
1.2.6 Clasificación según el tipo de empuje.	33
1.2.6.1 Yacimientos con empuje por agua.	33
1.2.6.2 Yacimientos con empuje por gas en solución.	35
1.2.6.3 Yacimientos con empuje por capa de gas.	35
1.2.6.4 Yacimientos con expansión de la roca y de los fluidos	36
1.2.6.5 Yacimientos con drenaje por gravedad.	36
1.3 Pozo.	37
1.3.1 Tuberías de revestimiento.	38
1.3.1.1 Tipos de revestidores.	39
1.3.1.1.1 Conductor marino, tubería hincada o pilote de fundación.	39



1.3.1.1.2 Revestidor conductor.	40
1.3.1.1.3 Revestidor de superficie.	40
1.3.1.1.4 Revestidor intermedio.	41
1.3.1.1.5 Revestidor de producción.	41
1.3.1.1.6 Camisa o “liner” intermedia.	41
1.3.1.1.7 Camisa o “liner” de producción.	41
1.3.1.1.8 Tie Back.	42
1.3.1.2 Propiedades de la tubería de revestimiento.	42
1.3.1.2.1 Diámetro exterior y grosor de la pared.	42
1.3.1.2.2 Peso por unidad de longitud.	43
1.3.1.2.3 Grado de acero.	43
1.3.2 Tuberías de producción.	43
1.3.2.1 Aparejos de producción para pozos fluyentes.	44
1.3.2.1.1 Fluyente sin empacador.	44
1.3.2.1.2 Fluyente sencillo.	45
1.3.2.1.3 Fluyente sencillo selectivo.	46
1.3.2.1.4 Fluyente doble.	47
1.3.2.1.5 Fluyente doble selectivo.	47
1.3.2.2 Aparejo de producción con bombeo neumático.	48
1.3.2.2.1 Bombeo neumático continuo.	48
1.3.2.2.2 Bombeo neumático intermitente.	49
1.3.2.2.3 Clasificación de las válvulas de bombeo neumático.	49
1.3.2.2.4 Equipo superficial.	50
1.3.2.2.5 Equipo subsuperficial.	50
1.3.2.3 Aparejo de producción con bombeo mecánico.	51
1.3.2.3.1 Equipo subsuperficial.	52
1.3.2.3.2 Equipo superficial.	54
1.3.2.3.3 Tipos de unidades de bombeo mecánico.	54
1.3.2.4 Aparejo de producción con bombeo electrocentrífugo.	56
1.3.2.4.1 Equipo superficial.	57
1.3.2.4.2 Equipo subsuperficial.	58
1.3.2.5 Aparejo de producción con cavidades progresivas.	59
1.3.2.5.1 Equipo superficial.	60
1.3.2.5.2 Equipo subsuperficial.	61
1.3.2.6 Aparejo de producción con bombeo hidráulico.	62
1.3.2.6.1 Equipo superficial.	63
1.3.2.6.2 Equipo subsuperficial.	64
1.4 Cabezal del pozo.	71
1.5 Árbol de válvulas.	73
1.6 Tubería de descarga.	73
1.7 Estrangulador.	74
1.7.1 Tipos de estrangulador.	75
1.7.1.1 Estrangulador de diámetro fijo.	76



1.7.1.2 Estrangulador de diámetro variable.	76
1.7.1.3 Actuadores.	76
1.7.1.4 Partes de un estrangulador ajustable.	77
1.8 Separador.	78
1.8.1 Separador vertical.	79
1.8.2 Separador horizontal.	79
1.8.3 Separador esférico.	80
1.9 Tanques de almacenamiento.	82
1.10 Sistemas de seguridad.	83
1.11 Dimensionamiento del sistema integral de producción.	84
1.11.1 Análisis de sistemas de producción.	84
1.11.2 Sistema de análisis aproximados.	86
Capítulo 2 “Sistemas de producción en aguas profundas”	91
2.1 ¿Qué son aguas profundas?	95
2.2 Localización de aguas profundas en México.	96
2.3 Estimación de petróleo en aguas profundas.	96
2.4 Principales retos al operar en aguas profundas.	97
2.5 Principales dificultades al explotar yacimientos en aguas profundas.	98
2.6 Principales riesgos en aguas profundas.	99
2.7 Sistemas submarinos de producción.	99
2.7.1 Árboles submarinos.	101
2.7.2 Riser.	103
2.7.3 Cabezal submarino.	107
2.7.4 Colgadores de tubería.	107
2.7.5 Jumper.	108
2.7.6 Manifolds.	108
2.7.7 PLET.	109
2.7.8 PLEM.	110
2.7.9 Líneas umbilicales.	110
2.7.10 Líneas de flujo.	111
2.7.11 ROVs.	111
2.8 Sistemas de producción costa fuera.	112
2.8.1 Sistemas de producción flotantes.	114
2.8.1.1 Plataforma Semisumergible (Semi´s).	116
2.8.1.2 Plataforma SPAR.	118
2.8.1.3 FPSO (Sistemas flotantes de producción, almacenaje y descarga).	119



2.8.1.3.1 FPSO´s en México.	122
2.8.2 Ventajas y desventajas de los sistemas de producción flotantes.	124

Capítulo 3 “Tuberías verticales (risers)” 125

3.1 Introducción a los risers.	126
3.2 Composición del riser.	127
3.3 Clasificación de los risers de producción.	129
3.3.1 Riser tensionado (TTRs).	129
3.3.2 Riser flexible.	130
3.3.3 Riser híbrido.	132
3.3.4 Riser de acero en catenaria (SCR).	136
3.3.5 Comparación entre risers.	137
3.4 Desafío de los risers en aguas profundas y condiciones ambientales extremas.	137
3.4.1 Desafío del riser en aguas profundas.	137
3.4.2 Desafío del riser en condiciones ambientales extremas.	138
3.5 Instalación de risers.	138
3.5.1 S-Lay.	138
3.5.2 Flex-Lay.	139
3.5.3 J-Lay.	140
3.5.4 Reel-Lay.	141
3.6 Materiales.	143
3.7 Componentes de un riser de producción.	145
3.8 Clasificación de los risers con base a la fase de operación.	147

Capítulo 4 “Conceptos de diseño de un riser de acero en catenaria” 151

4.1 Historia del desarrollo del SCR.	152
4.2 Consideraciones de diseño.	153
4.3 Componentes del SCR.	154
4.3.1 Componentes para la transferencia de fluidos.	154
4.3.2 Componentes para la estabilidad y control de cargas.	155



4.4 Retos de diseño del SCR.	156
4.5 Procedimientos de análisis.	160
4.6 Métodos de diseño.	160
4.6.1 Método WSD.	160
4.6.1.1 Efectos considerados en el método WSD.	161
4.6.2 Método LRFD.	162
4.6.3 Conclusión de métodos.	163
4.7 Cargas.	164
4.7.1 Cargas funcionales (F).	164
4.7.2 Cargas de presión (P).	164
4.7.3 Cargas ambientales (E).	165
4.7.4 Cargas accidentales (A).	167
4.8 Análisis global.	167
4.8.1 Análisis estático.	167
4.8.2 Análisis dinámico.	167
4.8.3 Análisis estático y dinámico.	168
4.8.4 Técnicas analítica y numérica.	168
4.9 Programas computacionales para el análisis y diseño de los risers.	169
4.9.1 OrcaFlex.	170
4.9.2 Deeplines.	170
4.9.3 Flexcom.	170
4.9.4 Riflex.	171
4.10 Fundamentos de flujo de fluidos en ductos.	172
4.10.1 Fundamentos de flujo bifásico.	173
4.10.2 Patrones de flujo.	173
4.10.3 Flujo bache en tuberías verticales.	175
4.10.4 Flujo bache en risers.	176
4.10.5 Eliminación del bacheo.	179
4.11 Aseguramiento de flujo.	181
4.11.1 Aseguramiento de flujo en campos de aguas profundas.	182
4.11.2 Principales problemas para el aseguramiento de flujo.	184
4.11.2.1 Parafinas.	184



4.11.2.1.1 Precipitación.	185
4.11.2.1.2 Depositacion.	186
4.11.2.2 Hidratos.	187
4.11.2.3 Asfáltenos.	188
4.11.2.4 Incrustaciones.	189
4.11.2.4.1 Origen de las incrustaciones.	189
4.11.2.4.2 Formación de las incrustaciones.	190
4.11.2.4.3 Escenarios más comunes de aparición de incrustaciones.	190
Capitulo 5 “Aplicación de risers”	192
5.1 Parque das Conchas (BC-10).	193
5.1.1 Diseño del SCR con Lazy Wave (SLWR).	194
5.1.2 Retos de diseño en el SLWR.	196
5.1.3 Aseguramiento de flujo en BC-10.	203
5.2 Cascade y Chinnok.	205
5.2.1 Historia del FSHR.	207
5.2.2 Descripción del FSHR.	208
5.2.3 Códigos de diseño para el FSHR.	209
5.2.4 Implementación de nuevas tecnologías en Cascade y Chinook.	209
Capitulo 6 “La reforma energética”	211
6.1 La reforma energética.	212
6.2 El papel del estado y los hidrocarburos.	212
6.3 Instrumentos para la maximización de la renta petrolera.	213
6.4 La revolución tecnológica de los hidrocarburos.	215
6.5 Los nuevos recursos energéticos.	217
6.6 ¿De quién podemos aprender?	219
6.6.1 Arabia Saudita: La abundancia del petróleo fácil.	219
6.6.1.1 Diseño institucional.	219
6.6.1.2 Actividades en upstream.	220
6.6.1.3 Actividades en downstream.	220
6.6.1.4 Conclusión.	221
6.6.2 Cuba: su relación con las operadoras petroleras internacionales.	221
6.6.2.1 Diseño institucional.	222



6.6.2.2 Actividades upstream.	222
6.6.2.3 Actividades downstream.	224
6.6.2.4 Conclusión.	225
6.6.3 Brasil.	225
6.6.3.1 Actividades upstream.	227
6.6.3.2 Actividades downstream.	228
6.6.3.3 Conclusión.	229
6.6.4. Noruega: un modelo eficiente de gestión del sector.	229
6.6.4.1 Diseño institucional.	229
6.6.4.2 Actividades upstream.	230
6.6.4.3 Actividades downstream.	231
6.6.4.4 Conclusiones.	231
6.6.5 Canadá: un mercado abierto al auge.	231
6.6.5.1 Diseño institucional.	232
6.6.5.2 Actividades en upstream.	233
6.6.5.3 Actividades en downstream.	234
6.6.5.4 Conclusión.	234
6.6.6 Lecciones para México.	234
Conclusiones y recomendaciones.	239
Conclusiones.	240
Recomendaciones.	242
Referencias.	243
Bibliografía.	248
Nomenclatura.	255



Lista de figuras.

Figura	Página
Figura 1-1) Sistema Integral de producción.	20
Figura 1-2) Factores necesarios para la formación de un yacimiento petrolífero.	21
Figura 1-3) Trampa estructural salina.	24
Figura 1-4) Trampas Mixtas.	26
Figura 1-5) Diagrama de fases	28
Figura 1-6) Diagrama de fases para un petróleo negro.	29
Figura 1-7) Diagrama de fases para un petróleo volátil.	30
Figura 1-8) Diagrama de fases para un gas retrogrado.	30
Figura 1-9) Diagrama de fase, yacimiento con capa de gas.	31
Figura 1-10) Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo.	31
Figura 1-11) Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco.	32
Figura 1-12) Yacimientos con empuje por agua.	33
Figura 1-13) Yacimiento con empuje de gas:	34
Figura 1-14) Yacimiento con empuje combinado de inyección de agua y gas.	35
Figura 1-15) Elementos mecánicos de un pozo.	36
Figura 1-16) Tipos de revestidores de un pozo petrolero.	37
Figura 1-17) Aparejo de producción fluyente sin empacador.	44
Figura 1-18) Aparejo de producción fluyente sencillo.	45
Figura 1-19) Aparejo de producción fluyente sencillo selectivo.	46
Figura 1-20) Aparejo de producción doble.	47
Figura 1-21) Aparejo de producción doble selectivo.	47
Figura 1-22) Aparejo de bombeo neumático.	48



Figura 1-23) Esquema del mecanismo de un bombeo mecánico.	51
Figura 1-24) Partes de una bomba succión.	53
Figura 1-25) Tipos de unidades de bombeo mecánico.	55
Figura 1-26) Aparejos de producción de bombeo electrocentrífugo.	56
Figura 1-27) Sección de sellos.	60
Figura 1-28) Bomba subsuperficial.	62
Figura 1-29) Cables para la transmisión de energía a la bomba subsuperficial.	63
Figura 1-30) Aparejos de producción de bombeo de cavidades progresivas.	64
Figura 1-31) Arreglos de cabezales de rotación disponibles en la industria.	65
Figura 1-32) Componentes principales de un bombeo hidráulico.	71
Figura 1-33) Elementos mecánicos de un pozo.	72
Figura 1-34) Nivel de especificación de los componentes del pozo.	73
Figura 1-35) Elementos del árbol de navidad.	74
Figura 1-36) Tipos de estranguladores.	75
Figura 1-37) Estrangulador de diámetro fijo.	75
Figura 1-38) Estrangulador de diámetro variable, con actuador manual.	76
Figura 1-39) Componentes de un estrangulador ajustable.	77
Figura 1-40) Esquema de un separador vertical.	80
Figura 1-41) Esquema de un separador horizontal.	81
Figura 1-42) Esquema de un separador esférico.	81
Figura 1-43) Posibles caídas de presión en un sistema integral de producción.	84
Figura 1-44) Localización de los nodos en un sistema integral de producción.	86
Figura 1-45) Determinación de la capacidad de flujo.	87
Figura 1-46) Aparejo de producción simple.	88



Figura 1-47) Efecto del diámetro de tubería.	89
Figura 1-48) Efecto del diámetro de la línea de flujo.	89
Figura 2-1) Fuentes de energía primaria en el mundo.	92
Figura 2-2) Producción global de petróleo, en tierra y en mar.	93
Figura 2-3) Historia de la producción y consumo de petróleo en el mundo.	93
Figura 2-4) Producción de petróleo en México.	94
Figura 2-5) Avance en tirante en la perforación de pozos y producción de petróleo.	94
Figura 2-6) Definición de aguas profundas y ultra-profundas.	95
Figura 2-7) Localización de las principales zonas de hidrocarburos en aguas profundas en México.	96
Figura 2-8) Principales áreas de interés en México.	97
Figura 2-9) Arquitectura de un sistema de producción en aguas profundas.	101
Figura 2-10) Árbol de producción horizontal de la compañía FMC Technologies Inc.	102
Figura 2-11) Árbol de producción vertical de la compañía FMC Technologies Inc.	103
Figura 2-12) Riser flexible típico.	104
Figura 2-13) Configuraciones estándares y alternativas de risers.	105
Figura 2-14) Riser en forma de catenaria.	106
Figura 2-15) Riser híbrido.	106
Figura 2-16) Cabezal submarino instalado en un pozo del mar del norte.	107
Figura 2-17) Jumper tipo U.	108
Figura 2-18) Estructura PLET.	109
Figura 2-19) Estructura PLEM.	101
Figura 2-20) Cable umbilical para aplicaciones offshore de la empresa Lapp Muller.	101
Figura 2-21) ROV.	112
Figura 2-22) Sistemas de producción de hidrocarburos en el mar.	112



Figura 2-23) Plataformas en operación en aguas intermedias.	113
Figura 2-24) Sistemas flotantes de producción.	114
Figura 2-25) Incremento en el uso de los sistemas flotantes de producción en el mundo.	115
Figura 2-26) Componentes principales de un sistema flotante.	116
Figura 2-27) Componentes principales de una plataforma Semisumergible.	117
Figura 2-28) Plataforma SPAR .	119
Figura 2-29) Plataforma SPAR .	119
Figura 2-30) Plataforma SPAR .	129
Figura 2-31) Plataforma SPAR .	120
Figura 2-32) Plataforma SPAR .	121
Figura 2-33) FSO TaKuntah en operación en el campo Cantarell.	123
Figura 2-34) FPSO Yúum K´ak´náab en operación.	123
Figura 3-1) Plataforma Semi-Sumergible, con riser de producción.	127
Figura 3-2) Elementos esenciales de un riser.	128
Figura 3-3) Riser tensionado.	129
Figura 3-4) Riser tensionado múltiple.	130
Figura 3-5) Configuraciones de risers flexibles.	131
Figura 3-6) Riser Híbrido.	133
Figura 3-7) Riser Híbrido Auto Sustentable.	134
Figura 3-8) Riser Híbrido con Boya de Superficie.	135
Figura 3-9) Boya con conexiones subsuperficiales.	135
Figura 3-10) Riser de acero en catenaria con elementos subsuperficiales.	136
Figura 3-11) Buque Borealis de la compañía HWLDSS.	139
Figura 3-12) Buque de la compañía HWLDSS.	130



Figura 3-13) Buque Polaris de la compañía HWLDSS.	141
Figura 3-14) Buque de la compañía EMAS, suministrándole tubería a su buque.	142
Figura 3-15) Riser no unido, con un corte transversal.	144
Figura 3-16) Riser unido.	144
Figura 3-17) Esquema de una junta flexible.	145
Figura 3-18) Bend Stiffener de la compañía First Subsea.	146
Figura 3-19) Bending Restrictor de la compañía ACT Technologies Database.	147
Figura 4-1) Aletas helicoidales de un SCR.	155
Figura 4-2) Esquema de un SCR.	156
Figura 4-3) Grados de libertad en una unidad de producción superficial.	157
Figura 4-4) Factores de diseño.	160
Figura 4-5) Programa OrcaFlex, analizando el comportamiento dinámico de SCR.	170
Figura 4-6) Programa Flexcom diseñando un SCR.	171
Figura 4-7) Patrones de flujo en tuberías verticales.	174
Figura 4-8) Flujo slug en una tubería vertical.	175
Figura 4-9) Primera etapa de formación del flujo slug severo.	177
Figura 4-10) Segunda etapa de formación del flujo slug severo.	177
Figura 4-11) Tercera etapa de formación del flujo slug severo.	178
Figura 4-12) Cuarta etapa de formación del flujo slug severo.	178
Figura 4-13) Técnica de bloqueo o de estrangulamiento de flujo.	180
Figura 4-14) Técnica de inyección de gas.	181
Figura 4-15) Curvas de formación de hidratos, ceras y asfáltenos.	182
Figura 4-16) Curva de estabilidad de hidratos.	187
Figura 5-1) Diseño general del campo BC-10.	193



Figura 5-2) Concepto de un SLWR.	195
Figura 5-3) Stress en la sección de flotabilidad.	196
Figura 5-4) Interfaz del FPSO con SLWR.	197
Figura 5-5) Tendido de los risers y líneas de flujo en BC-10.	199
Figura 5-6) Buque Seven Oceans.	200
Figura 5-7) Enrolladores de tuberías.	200
Figura 5-7) Enrolladores de tuberías.	201
Figura 5-7) Enrolladores de tuberías.	202
Figura 5-10) Conexión del riser al FPSO.	203
Figura 5-11) a) Esquema del flujo de producción y el sistema de caisson-BEC del separador de flujo, b) Esquema detallado del sistema de separación del caisson-BEC.	204
Figura 5-12) Ubicación del campo Cascade y Chinook.	205
Figura 5-13) Arquitectura submarina de Cascade y Chinook.	206
Figura 5-14) FPSO de Cascade y Chinook.	206
Figura 5-15) Componentes del FSHR.	208
Figura 5-16) Esquema del FSHR con aplicación del COR.	210
Figura 6-1) Esquemas legales.	214
Figura 6-2) Reservas probadas de petróleo en el mundo.	215
Figura 6-3) Asignación de bloques en la franja costera cubana.	223
Figura 6-4) Asignación de bloques en la zona económica exclusiva de Cuba.	224
Figura 6-5) Incremento acumulado de reservas y recursos contra descubrimientos.	230
Figura 6-6) Ubicación de los recursos petrolíferos en Canadá.	233



Lista de tablas.

Tabla	Página
Tabla 2-1) Comparación entre sistemas flotantes de producción.	124
Tabla 3-1) Comparación entre risers.	137
Tabla 3-2) Clasificación por tipo de fluido.	148
Tabla 3-3) Clasificación por ubicación.	148
Tabla 3-4) Clasificación por nivel de seguridad.	149
Tabla 3-5) Clasificación general.	150
Tabla 5-1) Número de soldaduras en los SLWR.	198
Tabla 5-2) FSHR instalados en el mundo.	207
Tabla 5-3) Normas aplicadas en la construcción del FSHR.	209
Tabla 6-1) Resumen comparativo de países seleccionados.	236



Introducción



Introducción

Debido a que la demanda de aceite y de gas en el mundo crece constantemente, las actividades de perforación y de producción en años recientes están siendo concentradas cada vez más en áreas costa afuera con mayor profundidad.

Los pozos costa afuera ya no son una novedad, por lo que el Golfo de México está comenzando a ser poblado con ellos. Las actividades de perforación y de producción costa afuera en el Golfo de México comenzaron en pantanos, estuarios y bahías y posteriormente se extendieron a aguas de mayor profundidad debido a los descubrimientos que se han realizado. Por esta razón, el equipo y las técnicas utilizadas han tenido que ser mejoradas. En la actualidad más de la mitad de los pozos costa afuera en el mundo están en el Golfo de México.ⁱ

El desarrollo de la tecnología ha proporcionado la base para el desarrollo de los campos de aceite costa afuera alrededor del mundo. El requerimiento básico para las operaciones costa afuera es una estructura fija o flotante, desde la cual se debe trabajar, sobre este se localiza el equipo requerido para realizar las actividades correspondientes. Uno de los componentes claves de estas estructuras es el “riser” o “tubería vertical”, el cual es un conducto que comunica cualquier estructura en la superficie con cualquier instalación localizada en el lecho marino.

El concepto de riser marino aparece a finales de la década de los años 50 con el fin de perforar pozos. Anteriormente la industria del petróleo limitó sus actividades de perforación costa afuera a aquellas llevadas a cabo desde estructuras hundidas. En los 50, las primeras actividades de perforación rotatoria se llevaron a cabo desde buques flotantes.

En la década siguiente se dio un desarrollo acelerado de la tecnología y del equipo utilizado en la explotación de campos en aguas profundas, este fue el periodo en que los risers en lugar de ser sólo empleados para perforación, empezaron a diversificarse para la explotación de hidrocarburos en campos costa afuera. Actualmente, los risers son utilizados para perforar, explotar, inyectar, terminar y reparar pozos.

Esta tesis se enfoca en presentar una descripción de los diferentes tipos de riser de producción y mostrar la importancia que tienen en el proceso de explotación de campos en aguas profundas; así mismo, se describen los retos principales que atraviesa la industria al operar en este tipo de ambientes.

Se exponen algunas aplicaciones de campos que han enfrentado problemas con la operación del riser debido a las condiciones extremas donde estos son aplicados y las soluciones que tuvieron que implementarse para asegurar el flujo.



A través del análisis de la aplicación de los risers en diferentes campos del mundo, se reafirma la importancia del diseño de los risers y el aseguramiento de flujo, ya que estas dos vertientes logran optimizar la producción y mitigar los problemas que pueden ser provocados al medioambiente, tema que hoy en día es importante para lograr tecnologías que aseguren los procesos de producción y contemplen todos los riesgos posibles, ya que la explotación de yacimientos en aguas profundas no debe ser una amenaza para el medio ambiente.

El estudio de las condiciones donde los risers son aplicados, resulta importante para aplicar y desarrollar proyectos con tecnologías cada vez más novedosas que ayuden al desarrollo de otros campos.

Este sexenio presidencial ha sido el sexenio de las reformas: educativa, hacendaria y energética; en lo que respecta a la energética en el capítulo 6, se indican algunos de los países que han adoptado reformas similares, y se presenta un comparativo con el caso de México. Se discute que se puede tomar de ellas, para discernir qué es lo mejor para México o simplemente darse una idea del panorama global con respecto a las ventajas o desventajas de una reforma energética.



CAPÍTULO 1

Fundamentos del sistema integral de producción



CAPÍTULO 1

“FUNDAMENTOS DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN”

La ingeniería de producción es la parte de la ingeniería petrolera que intenta maximizar la producción de petróleo y gas de una manera efectiva; para lograr esto se debe tener un conocimiento profundo de los sistemas integrales de producción de petróleo tanto terrestres como los que se aplican costa afuera, por lo cual se comenzara por definir cuáles son los componentes básicos de un sistema integral de producción.

1.1 ¿Qué es un sistema integral de producción?

Es el conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento a la superficie y los separa en aceite, gas y agua. El aceite y gas se tratan si es necesario para prepararlos para la venta o el transporte y el agua se trata para inyectarla al yacimiento en caso de ser necesario. En la *figura 1-1* se muestran los componentes del SIP (Sistema integral de producción)

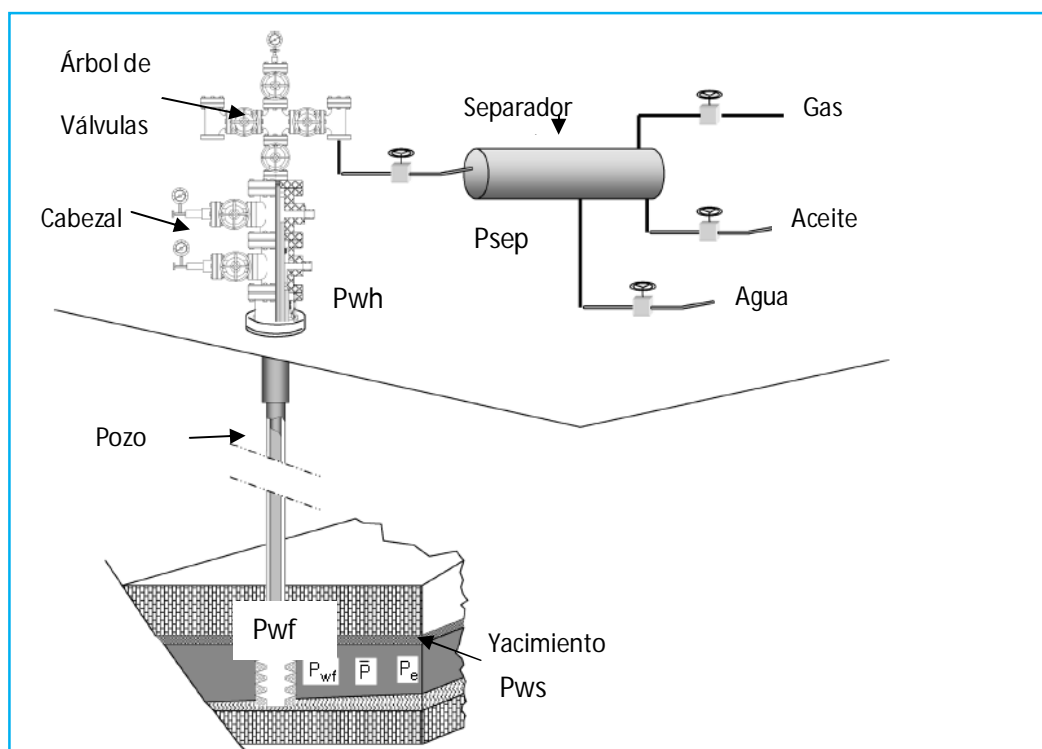


Figura 1-1) Sistema integral de producción.



Los elementos mecánicos básicos de un sistema de producción son (**Michel Golan and Curtis H. Whitson**)ⁱ:

- i. Pozo
- ii. Líneas de flujo
- iii. Múltiples de producción
- iv. Separador y equipos de procesamiento
- v. Instrumentos de medición
- vi. Tanques de almacenamiento

Para hacer más completa la definición de **Golan y H. Whitson** incluiremos el yacimiento, ya que ellos sólo incluyeron los elementos mecánicos del sistema integral de producción, por lo que los elementos del sistema integral de producción, quedan de la siguiente manera, los cuales describiremos brevemente.

1.2 Yacimiento

1.2.1 Condiciones necesarias para la formación de los yacimientos

Como se observa, en la *figura 1-2*, los 5 factores críticos para que pueda llegar a existir una acumulación de petróleo son:

- i. La fuente de hidrocarburos o roca madre
- ii. Una roca porosa y permeable
- iii. Un proceso de migración
- iv. La trampa
- v. El sello impermeable

Si alguno de estos factores está ausente, no existirá acumulación.

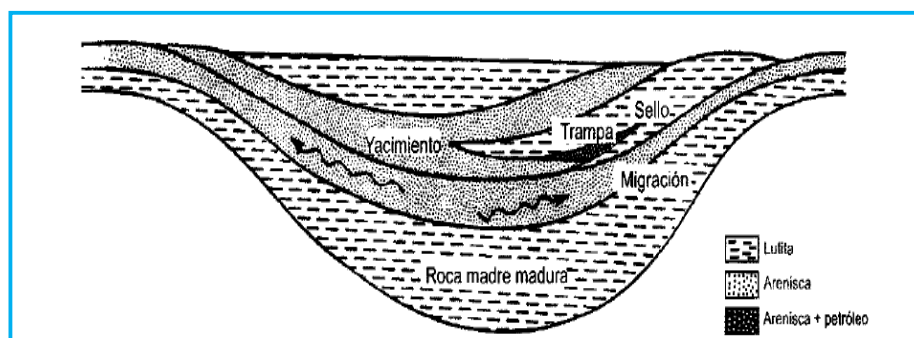


Figura 1-2) Factores necesarios para la formación de un yacimiento petrolífero.



La fuente de hidrocarburos o roca madre, es por lo general materia orgánica con alto contenido de bacterias, las cuales se sedimentaron simultáneamente con partículas de roca, especialmente lutitas; esta materia es el resultado de un complejo proceso físico-químico que ocurre en el interior de la tierra, donde los restos de algunos animales marinos y microscópicos como peces, ostras, corales, radiolarios y foraminíferos, se descompusieron, transformaron y se asentaron en los mares junto con la arena, limo y arcillas, dando como resultado la acumulación de varias capas a lo largo de la costa y en el fondo marino (cuencas sedimentarias), algunas de las cuales se fueron enterrando a grandes profundidades debido a los cambios geológicos.

Ahora bien, para que se forme petróleo, se requiere que estas arcillas maduren por acción de la presión y la temperatura; a tal efecto, una temperatura en el rango de 140 a 300 °F, dependiendo de la profundidad y del tiempo geológico, parece ser la óptima para este proceso; además de la temperatura, el tiempo de exposición también interviene en la conversión de materia orgánica en hidrocarburos y el lodo, la arena y el limo bajo estas condiciones y procesos secundarios de sedimentación (compactación, solución, reemplazos químicos y cambios diagenéticos, entre otros) dan origen a la roca conocida como madre ya que contiene el material orgánico que origina el petróleo y el gas.

Como el material orgánico inicial del cual procede el petróleo se encuentra disperso, los productos resultantes de su transformación (gas y/o crudo) también estarán dispersos en la roca madre o roca yacimiento junto con el agua congénita. El petróleo poco a poco es expulsado de las rocas generadoras por los poros de los sedimentos depositados encima y también por diferencias de presión; este petróleo así expulsado se va concentrando en los poros, cavidades o fracturas de la roca yacimiento y comienza a migrar de las partes más profundas de las cuencas hacia los flancos, el petróleo siempre sube al punto más alto posible y en teoría migra hasta la superficie si le es posible. El proceso de migración no es bien conocido, sólo se sabe que la generación de petróleo está acompañada por cambios de volumen de la roca debido a los efectos de compactación que pueden provocar altas presiones en un determinado punto, dando lugar a microfracturas o planos de falla que proporcionan una vía de escape en la roca yacimiento, la cual se va cerrando a medida que disminuye la presión.

El proceso de migración se realiza en dos ambientes: al comienzo, a través de la roca madre (migración primaria) y a continuación, a través de la roca porosa y permeable (migración secundaria), donde el flujo se produce debido a las condiciones del gradiente de potencial que puede tener el fluido en la superficie o en el lugar donde sea atrapado.

Por último, las trampas son las estructuras geológicas que hacen posible la acumulación del petróleo y del gas, las cuales mantienen atrapados y sin posibilidad de escapar de los poros



de la roca permeable subterránea los hidrocarburos. Según Loversenⁱⁱ son los lugares donde el petróleo y el gas están limitados de todo movimiento.

1.2.2 Los yacimientos de hidrocarburos

A toda acumulación de hidrocarburos en una trampa geológica se le debe llamar yacimiento o campo. Un yacimiento es una formación subterránea porosa y permeable que contiene bancos de hidrocarburos confinados por una roca impermeable o barreras de agua y un campo es un área que consta de uno o más yacimientos con el mismo rasgo estructural.

Los yacimientos de hidrocarburos, por ser productos de la naturaleza son diferentes en cuanto a sus características y no hay dos que sean iguales, por eso es necesario clasificarlos según criterios. Las cuatro clasificaciones más usuales se basan en:

- i. Configuración de las trampas geológicas
- ii. El diagrama de fase
- iii. El tipo de hidrocarburo
- iv. El tipo de empuje

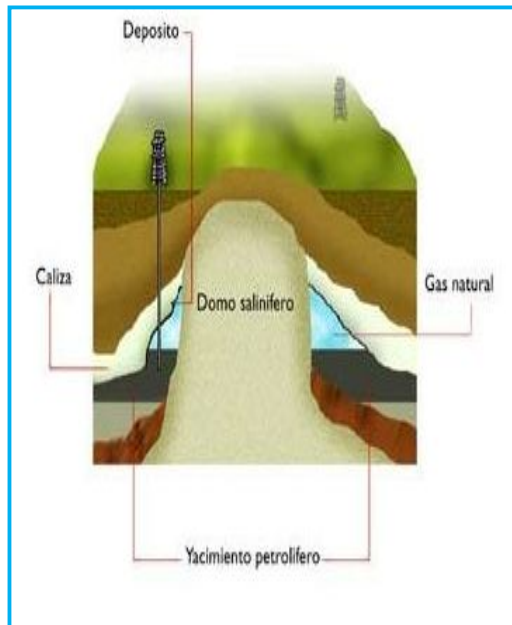
1.2.3 Clasificación basada en la configuración de las trampas geológicas

Desde el punto de vista geológico se utilizan las formas físicas de las estructuras o estratos impermeables que limitan la roca yacimiento donde los hidrocarburos quedan atrapados, como el criterio más sencillo para clasificar los yacimientos. Según varios autoresⁱⁱⁱ existen diversas formas de atrapar el petróleo: por deformación local de los estratos, por variación de porosidad y reducción de permeabilidad, por combinación de pliegues y fallas, por la presencia de una discordancia o de un domo salino, entre muchas otras. Wilhelm^{iv} señala los siguientes tipos de yacimientos: trampas convexas, trampas permeables, trampas por acuñamiento, trampas salinas y trampas por intrusión; sin embargo las trampas más comunes se agrupan en tres grandes categorías.

- i. Estructurales
- ii. Estratigráficas
- iii. Mixtas (combinación de las dos anteriores)

1.2.3.1 Trampas estructurales

Las trampas estructurales se deben a procesos posteriores al depósito de los sedimentos, por ejemplo: la deformación de los estratos del subsuelo causada por fallas (fracturas con desplazamiento) y plegamientos. Hay tres formas básicas de una trampa estructural en la geología del petróleo: Anticlinal, falla y domo salino.



Las más comunes e importantes son los anticlinales, debido a que son los más fáciles de detectar y además porque contienen mas de $\frac{3}{4}$ partes de las reservas de petróleo descubiertas en el mundo. Las fallas son igualmente efectivas para el entrapamiento porque en virtud del desplazamiento de las capas ofrecen una barrera abrupta a la migración de los hidrocarburos. En las cuencas sedimentarias es difícil encontrar los dos casos aislados, siempre se presentan pliegues y fallas en combinación, lo cual aumenta las condiciones favorables para el entrapamiento.

Figura 1-3) Trampa estructural salina.

Otra trampa común que sería un ejemplo de trampa muy compleja es el domo de sal, formado por una masa de cloruro de sodio, en general de forma cilíndrica. La fuente de sal originaria se encuentra profundamente enterrada por varias capas de sal formadas por la evaporación natural del agua de mar; posteriormente éstas capas de sal siguen enterrándose por sucesivas capas de sedimentos hasta que comienzan a fluir hacia la superficie de la tierra, empujando los sedimentos y cambiándolos de su posición original. Un domo de sal puede producir varios yacimientos de petróleo por separado, a causa de una falla y de la geometría de las capas de arenisca que lo acompañan. Un ejemplo de un domo de sal se presenta en la *figura 1-3*.

En general, en las trampas estructurales, la roca del yacimiento tiene como tope una roca o capa impermeable y la geometría de su configuración permite que la acumulación de hidrocarburos ocurra en la parte más alta de la estructura; dicha capa se denomina roca sellante o simplemente sello. En el caso de los anticlinales, sólo se requiere un sello vertical, pero en las fallas deben existir sellos en el fondo y a los lados para que los fluidos queden entrapados.

Entre las rocas sellantes se encuentran: las lutitas, las evaporitas y los carbonatos. Las lutitas son las más comunes (55% de las reservas mundiales tienen este sello) y se generan normalmente en cuencas ricas en sedimentos terrígenos, donde las areniscas son las rocas yacimiento dominantes. Las evaporitas son los sellos más eficientes y se encuentran principalmente en cuencas ricas en carbonatos, pero sólo existen aproximadamente en el 33 % de las reservas de petróleo, también se desarrollan en cuencas restringidas, donde existen rocas fuentes ricas en materia orgánica. Los carbonatos son litológicamente las terceras



rocas más abundantes como sellos impermeables aunque sólo existen en el 2% de las reservas mundiales de petróleo.

1.2.3.2 Trampas estratigráficas

Son aquellas en donde el factor principal que las origina es la pérdida de permeabilidad y porosidad de la roca yacimiento debido a un cambio litológico, como por ejemplo de arena a lutita. La presencia de este tipo de trampas está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca. Pueden formarse por cambio de facies o por cambios de permeabilidad y pueden presentarse en forma de cuña alargada, encajadas entre dos estratos, (como es el caso de los lentes de arena), o bien en arrecifes rodeados de sellos impermeables a los lados y en el fondo para impedir la migración de los hidrocarburos.

Según los procesos de su evolución, las trampas estratigráficas se subdividen en dos grandes grupos: locales y regionales. Al primer grupo pertenecen las arenas que rellenan los canales fluviales, las arenas de médanos, las barreras de arena que se sedimentan a lo largo de una costa y los arrecifes calcáreos, compuestos de algas y corales, cuando estos cuerpos rocosos se sedimentan en forma repetida o cíclica sobre extensas regiones de la cuenca dan origen a las trampas regionales, que son intervalos porosos o paquetes cuya extensión es determinada por el ambiente sedimentario.

Según las trampas sean o no sean afectadas por el medio, pueden ser primarias o secundarias. Las primarias son aquellas donde la porosidad de las rocas por ellas conformadas es la misma que la que adquirieron en el momento de su formación. Las secundarias son las que ocurren como consecuencias de las modificaciones posteriores a la formación de la roca, tales son los casos de truncamiento de los estratos contra discordancias, la generación de espacios vacíos en la roca como consecuencia de la disolución de algunos minerales o la transformación de un carbonato en dolomía cristalina.

1.2.3.3 Trampas Mixtas

Este tipo de yacimiento de hidrocarburos puede estar formado por la combinación de dos o más trampas estructurales y estratigráficas en varias modalidades, cuya geometría es el resultado de una combinación de procesos tectónicos y cambios en la litología, como se muestra en la *figura 1-4*.

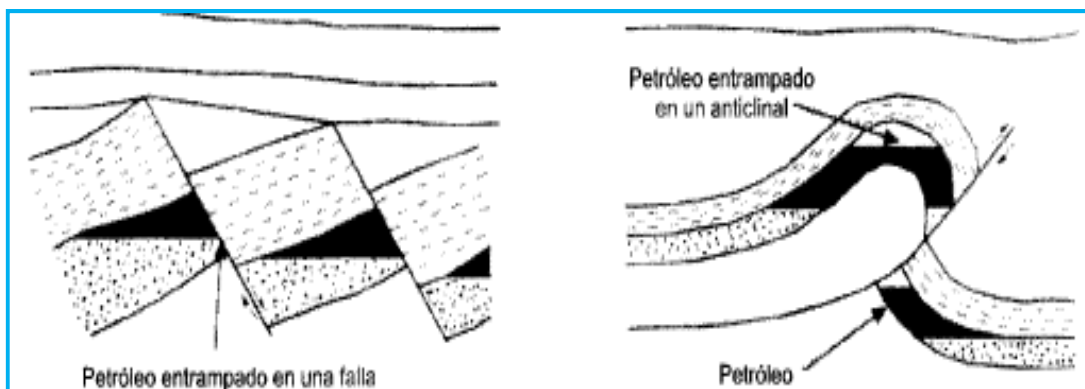


Figura 1-4) Trampas Mixtas: Izquierda) falla inclinada; Derecha) combinación anticlinal y falla.

En la parte de la izquierda se observa una acumulación de petróleo atrapado por una falla inclinada, la cual está sellada por un esquisto de barro colgante. En la parte derecha se muestra una acumulación de petróleo atrapado en un anticlinal fallado y por debajo la presencia de un corrimiento contra la pared de la falla. Ahora bien, cada tipo de trampa puede constituir por sí un yacimiento del cual se obtiene producción de gas y/o petróleo y agua.

Analizando los diferentes tipos de trampas según la producción, **Leet y Judson^v** estimaron que el 80% de la producción mundial de petróleo proviene de anticlinales, 13% de trampas estratigráficas y 1% de trampas debido a fallas. El remanente 6% de la producción proviene de trampas mixtas.

1.2.4 Clasificación según el diagrama de fase

1.2.4.1 Comportamiento de fases de los hidrocarburos

El termino fase designa cualquier porción homogénea de un sistema separada de otra por una superficie física que pueda estar presente; por ejemplo, el hielo, el agua líquida y el vapor de agua son tres fases, de hecho cada una es físicamente diferente y homogénea y existen límites definidos entre el hielo y el agua, entre el hielo y el vapor de agua y entre el agua líquida y el agua como vapor. Por eso se puede decir que se trata de un sistema de tres fases: sólido, líquido y gas.

No obstante, el término fase para la ingeniería petrolera se usa para designar un fluido que no se mezcla con los otros fluidos presentes en el yacimiento. Tal es el caso, por ejemplo del petróleo y el agua que siendo ambos líquidos, se consideran como dos fases debido a su inmiscibilidad.



Ahora bien, en un yacimiento, un fluido puede presentarse en tres fases distintas: Como líquido, gas o sólido, dependiendo de la composición de la mezcla de hidrocarburos, de la presión y temperatura inicial del yacimiento y de la presión y temperatura que existen en las condiciones de producción en superficie.^{vi}

Con el propósito de explicar cómo se comportan los fluidos en el yacimiento considerará el siguiente experimento, presentado por **Dake**ⁱⁱⁱ : Un cilindro que contiene uno de los miembros más ligeros de la serie parafínica, por ejemplo, el etano, es sometido a continuos incrementos de presión a temperatura constante, a una única presión durante todo el experimento, conocida como presión de vapor, el etano, que a presiones bajas se encontraba en una fase gaseosa, comenzara a formarse líquido; si este experimento se repite varias veces pero a diferentes temperaturas, se obtendrá lo que se llama diagrama de fases, como el que muestra la *figura 1-5*, el cual permite conocer los diferentes cambios de fases que puede experimentar el etano con los cambios de presión y temperatura.

En este diagrama se observa lo siguiente:

- i. En la parte (A) la línea que define las presiones a las cuales ocurre la transición de gas a líquido, a diferentes temperaturas, se conoce como línea de presión de vapor, la cual finaliza en el punto crítico (C), donde es imposible distinguir si el fluido es un líquido o un gas, pues las propiedades intensivas de ambas fases son idénticas. Por encima de la línea de presión de vapor, el fluido es enteramente líquido, mientras que por debajo está en la fase gaseosa.
- ii. Si el experimento anterior se repite para una componente más pesado de la serie parafínica como el heptano, los resultados serán como el mostrado en la parte (B). Al comparar A y B se observa claramente que a bajas temperaturas y presiones existe una gran tendencia del componente más pesado a permanecer en la fase líquida.
- iii. Para un sistema de dos componentes, por ejemplo: Una mezcla donde exista un 50% de etano y 50% de heptano, el diagrama de fases será similar al mostrado en la parte (C). En este caso mientras existan regiones donde la mezcla de fluidos es enteramente gas o líquido, existe también una región bien definida denominada región de dos fases, donde las fases, líquido y gaseoso coexisten. La forma de la envolvente que define a las dos fases depende de la composición de la mezcla, estando más inclinada verticalmente si el etano es el componente predominante y más horizontalmente en caso de que lo fuera el heptano.

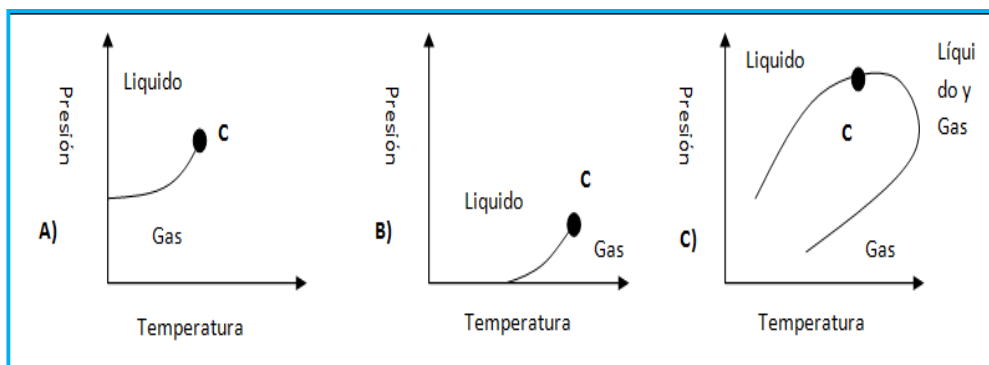


Figura 1-5) Diagrama de fases: A) Etano puro; B) Heptano puro; C) 50% de etano+50% de heptano.

Ahora bien, aunque los hidrocarburos naturales son mucho más complejos que el mostrado en la *figura 1-5*, debido a que contienen más miembros de la serie parafínica y muchas veces algunas impurezas, el diagrama de fases de todos los tipos de hidrocarburos se construye en forma similar.

1.2.5 Clasificación según el tipo de hidrocarburos

1.2.5.1 Yacimientos de petróleo

Una mezcla de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido, en condiciones de yacimiento, comúnmente se conoce como petróleo crudo, este a su vez, se sub-clasifica en dos tipos, según el líquido producido en la superficie: Petróleo negro y petróleo volátil.

1.2.5.1.1 Petróleo negro

Un petróleo negro generalmente produce en la superficie una razón gas- petróleo de 2000 SCF/STB o menos. La palabra “negro” no es quizás la más apropiada, ya que el petróleo producido no siempre es negro, sino que varía en la gama de negro a gris, con una gravedad menor de 45° API. El factor volumétrico del petróleo inicial en la formación es de dos o menor. La composición determinada del laboratorio muestra la presencia de componentes mayores que el heptano en un 30%, lo cual indica la gran cantidad de hidrocarburos pesados en este tipo de petróleos^{xv}. El diagrama de fase de un petróleo negro se presenta en la *figura 1-6* en el cual se observa lo siguiente:

- i. La temperatura crítica del crudo es mayor que la temperatura del yacimiento.
- ii. La línea vertical AC es la reducción isotérmica de la presión del yacimiento a medida que el petróleo es producido.

- iii. En el punto A el petróleo no está saturado con gas, es decir, el fluido en el yacimiento se encuentra en fase líquida. Los yacimientos en esta región (presión del yacimiento mayor que la presión de burbujeo del crudo) se denominan yacimientos no saturados.
- iv. La región de las dos fases cubre un amplio intervalo de presión y temperatura.
- v. Debido a la baja compresibilidad de los líquidos del yacimiento, la presión disminuye rápidamente con la producción, alcanzándose el punto de burbujeo A' en el cual el petróleo está saturado con gas, es decir contiene tanto gas disuelto como es posible. Si las condiciones iniciales de presión y temperatura corresponden al punto de burbujeo, el yacimiento se llama saturado. La palabra saturado se usa para indicar reducción en la presión originada la formación de una fase gaseosa.
- vi. A medida que continúa la reducción de la presión (hacia el punto B) se forma la fase de gas, y entonces coexisten en el yacimiento las dos fases: líquida y gas.

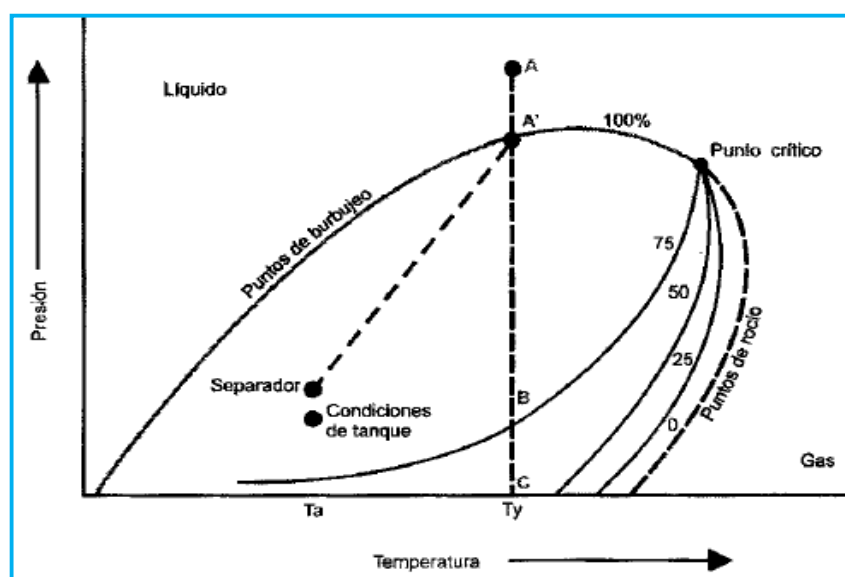


Figura 1-6) Diagrama de fases para un petróleo negro.

1.2.5.1.2 Petróleo volátil

Los petróleos volátiles son fluidos muy livianos que se presentan en fase líquida en el yacimiento, puesto que la temperatura de éste es muy cercana a la temperatura crítica del fluido. Estos petróleos exhiben una presión de saturación cercana a la del punto de burbujeo y tienen un alto grado de merma, que por lo general alcanza un 40 % del espacio poroso del hidrocarburo para una reducción de presión de sólo 10 psi. Este fenómeno se comprende fácilmente a partir del diagrama de fases que se muestra en la figura 1-7. Se observa que las líneas de calidad cercanas al punto crítico y a la temperatura del yacimiento se encuentran

muy juntas y casi paralelas al punto de burbujeo. La línea AA' representa la reducción isotérmica de la presión hasta el punto de burbujeo. Cualquier disminución de la presión por debajo de ese punto cortara rápidamente la línea de calidad del 75%, indicando el alto grado de merma de estos crudos.

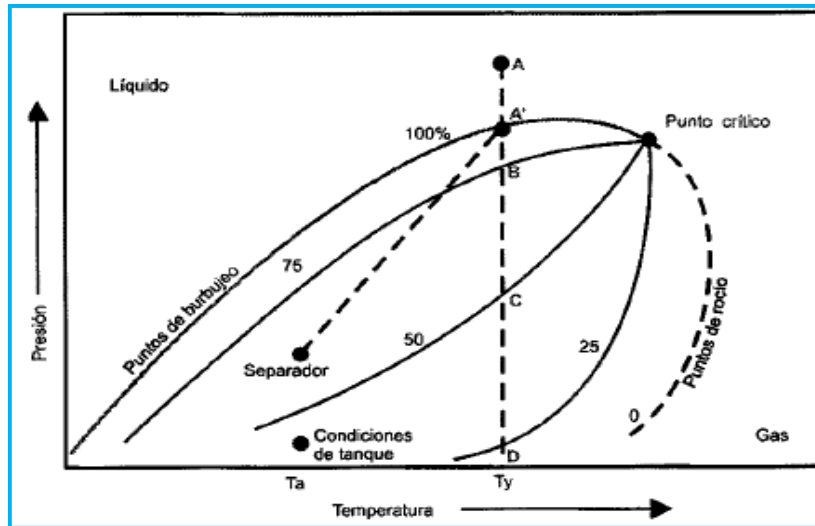


Figura 1-7) Diagrama de fases para un petróleo volátil.

1.2.5.2 Yacimientos de gas

Una mezcla de hidrocarburos que se encuentre en fase gaseosa en el yacimiento se clasifica en: gas condensado, gas húmedo y gas seco, dependiendo de sus diagramas de fase y condiciones de yacimiento.

1.2.5.2.1 Gas condensado

Los yacimientos de gas condensado producen líquidos de color claro o sin color en la superficie, con gravedades API por encima de los 50 °.

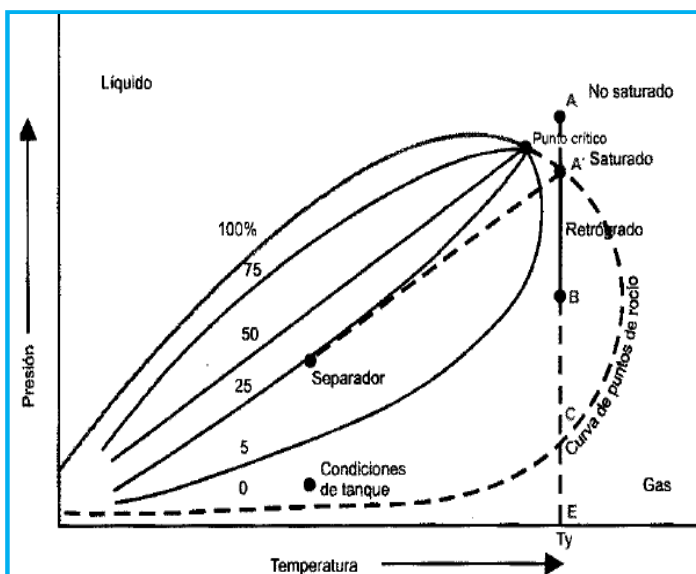


Figura 1-8) Diagrama de fases para un gas condensado.

El gas condensado contiene más



componentes pesados que el húmedo y usualmente se encuentra a profundidades mayores de 5000 pies. Un diagrama de fases típico de gas condensado se presenta en la *figura 1-8*, en el cual las condiciones del yacimiento se indican con la línea AE.

A medida que el petróleo se remueve desde el yacimiento, la presión y la temperatura decrecen gradualmente hasta alcanzar las condiciones de separador en la superficie, lo cual se representa siguiendo la línea A'-Separador. Si estas condiciones son bastantes cercanas a la curva de puntos de burbujeo, aproximadamente el 85% de petróleo producido permanece como líquido en condiciones de superficie. El remanente de los hidrocarburos es producido como gas.

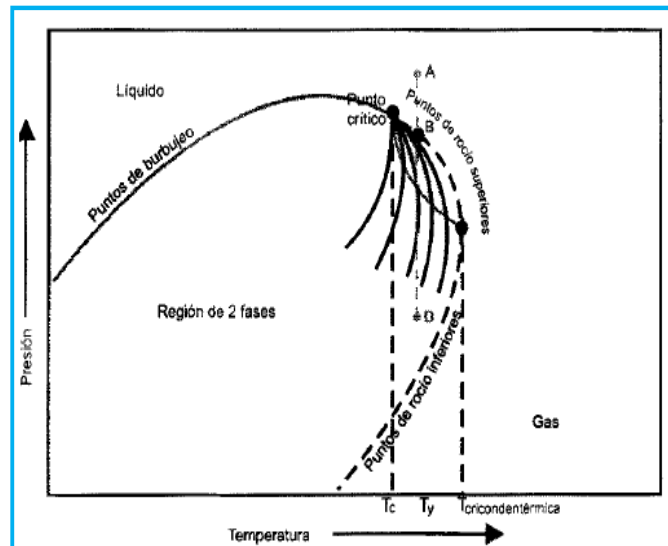
Si las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento se encuentran dentro de la envolvente (punto D, por ejemplo), como se muestra en la *figura 1-9*, se habla de yacimientos con capa de gas; en estos, originalmente existe líquido (petróleo) en equilibrio con una capa de gas en la parte superior de la estructura geológica del yacimiento. El gas se encontrará en su punto de rocío y el petróleo en el punto de burbujeo.

Figura 1-9) Diagrama de fase, yacimiento con capa de gas.

En esta figura se observa lo siguiente:

La temperatura del yacimiento está entre la temperatura del punto crítico y el punto cricondentérmico del sistema, y la presión inicialmente está por encima de la presión de rocío correspondiente a la temperatura del yacimiento. El gas denso en un yacimiento de condensado contiene líquido disuelto en cantidades que dependen de las condiciones de deposición, y de la presión y temperatura del yacimiento.

Cuando éste se encuentra en el punto A, sólo existe una fase, y a medida que la presión del yacimiento declina durante el proceso de explotación, ocurre la condensación retrógrada. Cuando alcanza el punto B en la curva de punto de rocío, comienza a formarse líquido y su cantidad incrementará a medida que la presión del yacimiento disminuye del punto B a D. Los componentes más pesados son los que comienzan a condensarse cuando la presión declina isotérmicamente a lo largo de la línea B-D. El líquido condensado moja la formación y no puede extraerse con el gas producido, en consecuencia es recomendable mantener las condiciones iniciales de presión de un yacimiento de gas condensado para que





las fracciones de líquido permanezcan como gas hasta que alcancen la superficie. Cuando se produce la transición a las condiciones del separador en la superficie, se producirán entonces más hidrocarburos líquidos.

La máxima cantidad de líquido ocurre en el punto D y debido a una posterior reducción de la presión, el líquido se revaporizará. Esta mezcla contendrá más hidrocarburos livianos y menos hidrocarburos pesados en comparación con el petróleo volátil. A medida que el yacimiento continúa en producción, la relación gas- petróleo, tiende a aumentar por la pérdida de algunos componentes pesados del líquido formado a la temperatura del yacimiento.

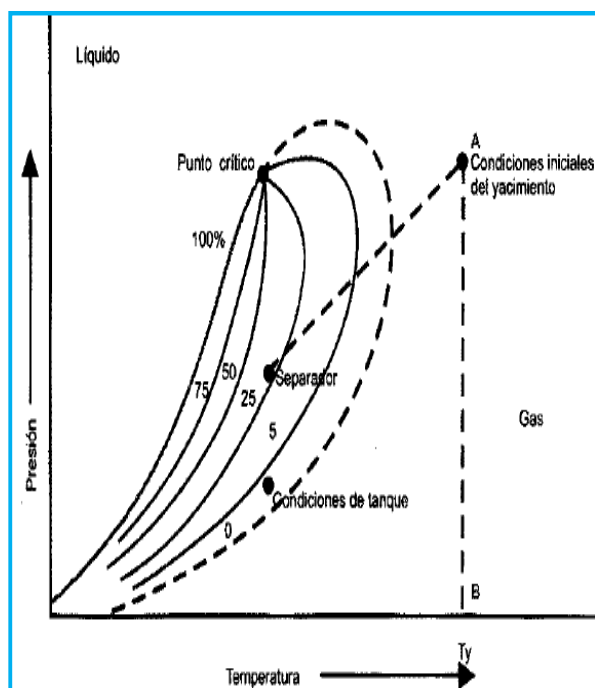
1.2.5.2.2 Gas húmedo

Un gas húmedo normalmente contiene componentes de hidrocarburos más pesados. En la figura 1-10 se muestra un diagrama de fases, donde se observa lo siguiente:

La región de dos fases es algo más extensa que las correspondientes al gas seco y el punto crítico se encuentra a una temperatura mucho mayor.

La temperatura del yacimiento (en condiciones iniciales el punto A) excede al punto cricondéntermico, de modo que en este caso, durante la explotación, el fluido del yacimiento siempre permanecerá en gas.

Las condiciones de presión y temperatura en superficie (separador) se encuentran en la región de dos fases, de modo que la fase líquida se formará o condensará a medida que el fluido es transportado hasta el separador.



La palabra húmedo en la expresión gas húmedo no significa que el gas contiene agua, sino que el gas contiene algunas moléculas de hidrocarburos más pesados que en condiciones de superficie, forman una fase líquida.

Figura 1-10) Diagrama de fases para un yacimiento de gas

1.2.5.2.3 húmedo.

Cuando se produce con una relación gas-petróleo mucho mayor que 100000 SCF/STB, al fluido se le denomina,



comúnmente, gas seco o gas natural. Este consiste fundamentalmente de metano con poca cantidad de etano y posiblemente muy pequeños porcentajes de otros componentes de hidrocarburos más pesados. También puede contener vapor de agua, que se condensará cuando las condiciones lo determinen.^{xiii}

Un diagrama de fase típico para un yacimiento de gas seco se presenta en la *figura 1-11*, en la cual se observa:

- i. Tanto en condiciones de yacimiento durante la etapa de explotación (línea isotérmica AB) como en condiciones de superficie en el separador el sistema se encuentra en fase gaseosa, fuera de la línea envolvente.
- ii. La temperatura del yacimiento es mayor que el punto cricondentérmico, al igual que la temperatura de superficie de separador, por lo que no se condensarán hidrocarburos en este sistema, ni en el yacimiento ni en la superficie.

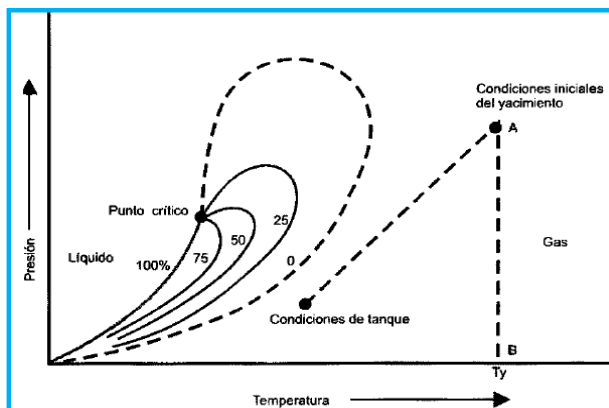


Figura 1-11) Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco.

1.2.6 Clasificación según el tipo de empuje

La cantidad de petróleo que puede ser desplazada por la energía natural asociada al yacimiento varía con el tipo de yacimiento. Por esta razón los yacimientos se clasifican en cinco amplias categorías según la principal fuente de energía.

1.2.6.1 Yacimientos con empuje por agua

Un yacimiento con empuje por agua tiene una conexión hidráulica entre él y una roca porosa saturada de agua, denominada acuífero, que puede estar por debajo de todo el yacimiento o de parte de él, como lo muestra la *figura 1-12*.

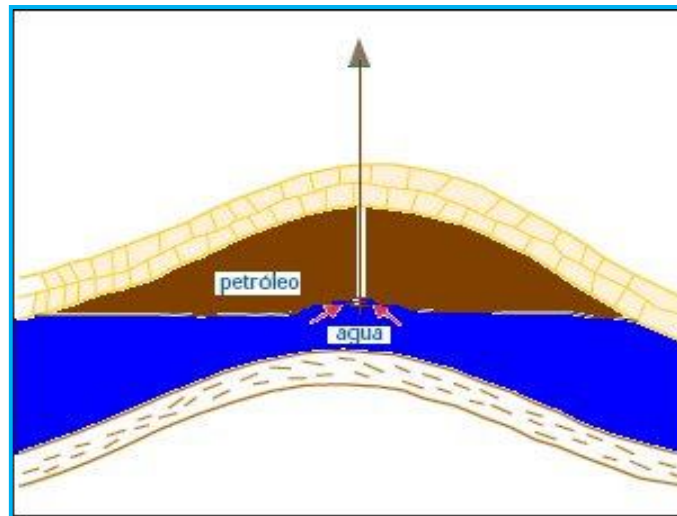


Figura 1-12) Yacimientos con empuje por agua.

El agua en un acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero. La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero. En algunos yacimientos de empuje hidráulico se pueden tener factores de recuperación de entre un 30 y 50 % del petróleo original. La geología del yacimiento, la heterogeneidad y la posición estructural son variables importantes que afectan el factor de recuperación.

La extensión del acuífero y su capacidad energética no se conoce hasta que se tienen datos de la producción, a menos que se cuente con una extensa información geológica sobre el o de otras fuentes.

Se puede obtener una medida de la capacidad del empuje con agua a partir de la presión del yacimiento a determinada tasa de extracción de los fluidos. Si manteniendo la presión del yacimiento, el acuífero no puede suministrar suficiente energía para alcanzar los gastos deseados de extracción, se puede implementar un programa de inyección de agua en el borde de este para suplementar su energía natural; este programa se denomina mantenimiento de presión con inyección de agua.

Se concluye que yacimientos con un fuerte acuífero, por su naturaleza, son invadidos por agua, no obstante su heterogeneidad puede limitar el efecto de este empuje en algunas porciones del yacimiento.

1.2.6.2 Yacimientos con empuje por gas en solución

El petróleo crudo bajo, ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos, puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión disminuye debido a la extracción de los fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo hacia los pozos productores.

La eficiencia de este mecanismo de empuje depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca, propiedades del petróleo y de la estructura geológica del yacimiento. En general, los recobros que se logran son bajos, en el orden de un 10 a 30 % del POES (Petróleo Original en Sitio), debido a que el gas del yacimiento es más móvil que la fase petróleo. A medida que la presión declina, el gas fluye a una tasa más rápida que la del petróleo, provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual se nota por el incremento de las relaciones gas-petróleo. Los yacimientos con empuje por gas en solución son usualmente buenos candidatos para la inyección de agua.

1.2.6.3 Yacimientos con empuje por capa de gas

Cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, como se muestra en la *figura 1-13*, debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido que provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas, ayudado por el drenaje por gravedad.

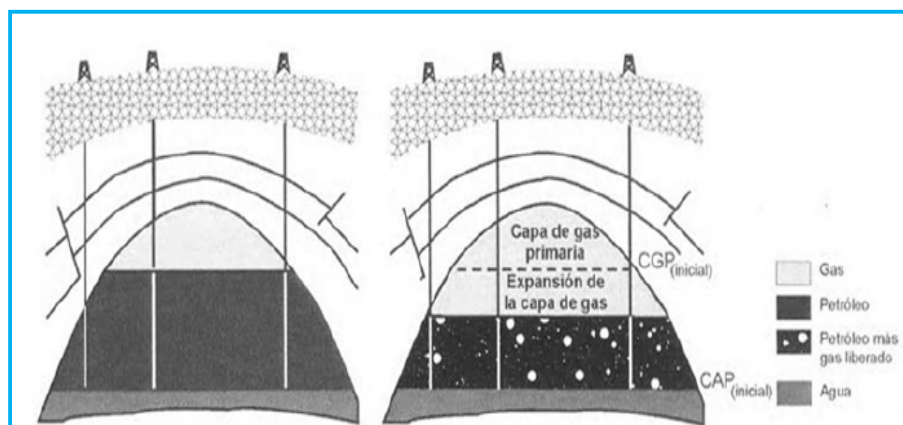


Figura 1-13) Yacimiento con empuje de gas: Izquierda: Condiciones iniciales; Derecha: En producción.

Los yacimientos con capa de gas muy grandes no se consideran como buenos candidatos para la inyección de agua; en su lugar se utiliza la inyección de gas para mantener la presión dentro de la capa. Cuando en tales yacimientos existe una zona de agua en el fondo, se puede aplicar un programa combinado de inyección de agua y gas, tal como se muestra en la *figura 1-14*. Se deben tomar precauciones con estos programas combinados de



inyección, ya que existe el riesgo de que el petróleo sea desplazado hacia la región de la capa de gas y quede atrapado al final de la invasión.

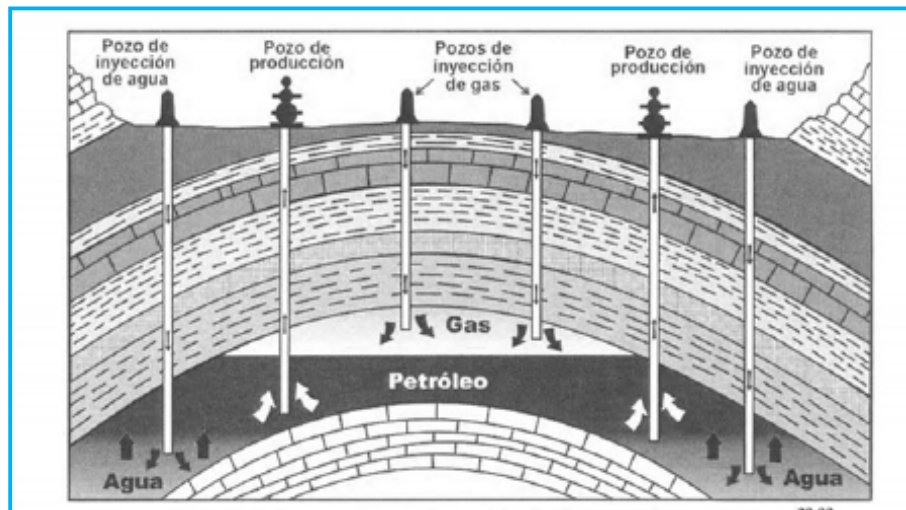


Figura 1-14) Yacimiento con empuje combinado de inyección de agua y gas.

1.2.6.4 Yacimientos con expansión de la roca y de los fluidos

Un petróleo crudo es bajosaturado cuando contiene menos gas que el requerido para saturarlo a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando es altamente bajosaturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos y como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbujeo. Entonces el empuje por gas solución se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos.

Un yacimiento bajosaturado se puede identificar por los datos de presión del yacimiento realizando un análisis de sus fluidos o mediante un análisis PVT. Estos yacimientos son buenos candidatos para la inyección de agua cuando se busca mantener alta su presión e incrementar la recuperación de petróleo.

1.2.6.5 Yacimientos con drenaje por gravedad

Este tipo de mecanismo se genera por efectos de gravedad y densidad de los fluidos que se encuentran en el yacimiento; generalmente en los yacimientos encontramos tres tipos de fluidos: agua, petróleo y gas; el gas por ser menos denso y por condiciones estructurales, junto con las características de la roca como la permeabilidad, podemos encontrarlo en la parte superior del yacimiento; dependiendo de las características del petróleo, éste generalmente se encuentra ubicado entre la capa de gas y el acuífero. Si se tiene una buena permeabilidad vertical y ésta es mayor que la permeabilidad horizontal al tener una

estructura geológica favorable, como un anticlinal, y según la disposición de los fluidos, podría obtenerse un mecanismo de segregación gravitacional. Es importante destacar que a medida que la presión en el yacimiento disminuye se libera el gas disuelto en el petróleo, lo que mejora aún más este tipo de recuperación ya que el gas funciona como una especie de émbolo empujando el aceite hacia zonas de menor presión como los pozos; igualmente si se tiene un acuífero relacionado al yacimiento que mantenga el nivel de presión en el yacimiento el empuje de petróleo será mayor. Otro aspecto importante es la inclinación de los estratos; a mayor inclinación el petróleo se desplazará mucho más rápido si la permeabilidad de la roca lo permite; es por esto que este mecanismo de producción es uno de los mecanismos que tiene mayor factor de recuperación ya que puede combinar varios tipos de mecanismos.

1.3 Pozo

Es un agujero que se hace en la roca para comunicar el yacimiento con la superficie a través de tuberías de revestimiento, tuberías de producción y accesorios, como lo muestra la *figura 1-15*, con el fin de establecer un flujo continuo de hidrocarburos entre la superficie y el yacimiento.

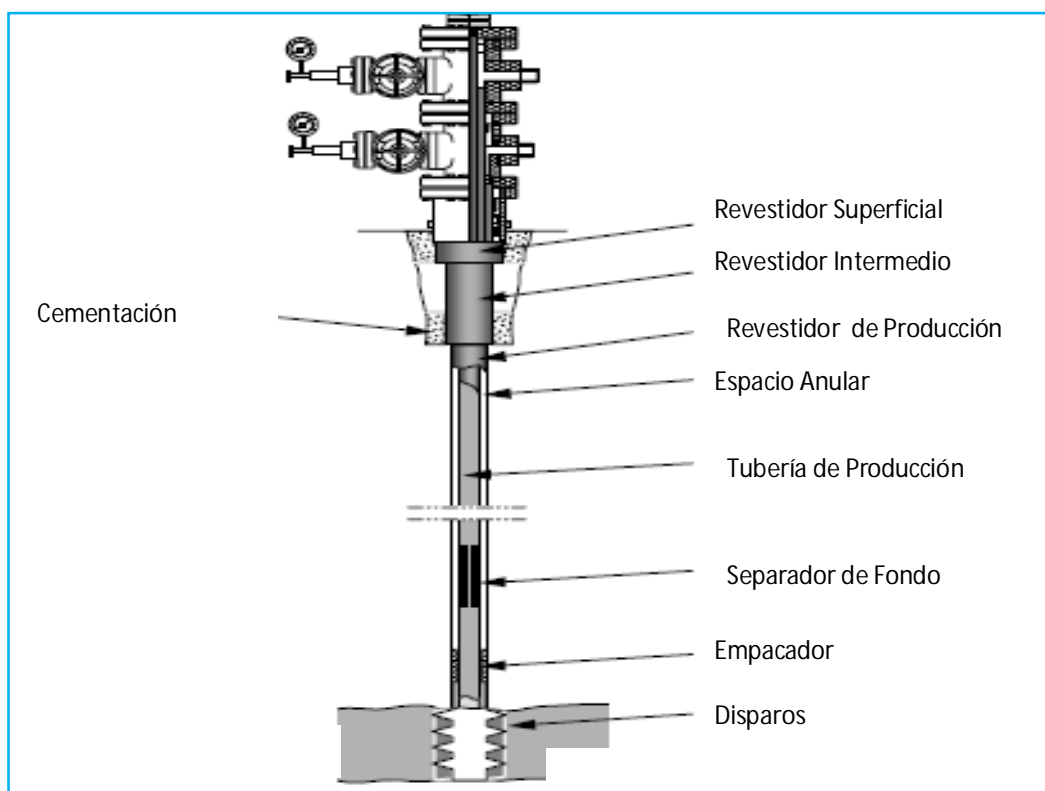


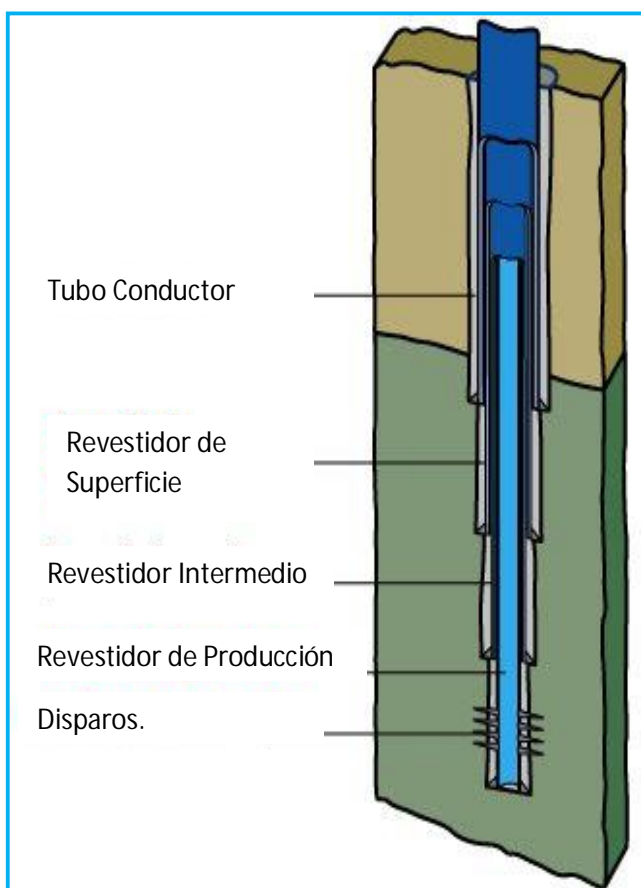
Figura 1-15) Elementos mecánicos de un pozo.

1.3.1 Tuberías de revestimiento

Las tuberías de revestimiento son tuberías especiales que se introducen en el agujero ya una vez perforado, las cuales son cementadas para lograr la protección del agujero y posteriormente permitir el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, tal como se muestra en la *figura 1-16*. La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos.^{xii}

Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están:^{vii}

- i. Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación
- ii. Suministrar un control de las presiones de formación
- iii. Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños
- iv. Confinar la producción del pozo a determinados intervalos



Las tuberías de revestimiento se fabrican con acero de la más alta calidad y bajo estrictos controles de seguridad en los procesos de fabricación. Son del tipo sin costura, obtenido por fusión en horno y soldado eléctricamente.

Figura 1-16) Tipos de revestidores de un pozo petrolero.



El API (Instituto Americano del Petróleo) ha desarrollado especificaciones para el diseño de tuberías de revestimiento, aceptadas internacionalmente por la industria petrolera. Entre las especificaciones incluidas para las tuberías de revestimiento y las conexiones están las características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas de control de calidad. En los diseños se deben tomar en cuenta tales especificaciones para minimizar la posibilidad de fallas.

La capacidad de la sarta seleccionada para resistir esfuerzos y cargas bajo determinadas condiciones es un factor muy importante para la seguridad, economía en la perforación y posterior producción del pozo.

La sarta de revestimiento representa un alto porcentaje de la inversión total de un pozo, por lo tanto, no se justifica pagar más por resistencia o calidad de lo que es realmente necesario. Los factores técnicos corresponden al diámetro, peso, longitud, tipo de unión o rosca, material utilizado, condiciones de carga, naturaleza de la formación y método de fabricación, por mencionar algunos. La tubería debe tener una superficie lo mas lisa posible, tanto en el interior, para evitar que las herramientas o equipos, se atoren cuando se realiza la corrida de cualquier herramienta, como en el exterior, para reducir la fricción entre la tubería y las paredes del hoyo; debe ser hermética para eliminar la entrada de fluidos al pozo; y resistir la corrosión.

1.3.1.1 Tipos de revestidores

El número de sarts de revestimiento que se colocan en un pozo es función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y la profundidad objetivo.

Las diferentes sarts de revestimiento que se pueden colocar en un pozo son:

- i. Conductor marino, tubería hincada o pilote de fundación
- ii. Revestidor conductor
- iii. Revestidor de superficie
- iv. Revestidor intermedio
- v. Revestidor de producción
- vi. Camisa, Liner intermedia o protectora
- vii. Camisa, Liner de producción
- viii. Tie back
- ix. Tubería de producción

1.3.1.1.1 Conductor marino, tubería hincada o pilote de fundación

Es la primera sarta de revestimiento que se utiliza en la perforación con el objetivo de proteger el suelo superficial no consolidado y blando, asegurando la estabilidad de la



superficie donde es colocado el equipo de perforación y guiar la sarta de perforación y las subsecuentes tuberías de revestimiento dentro del hoyo.

Son clavados con martillos hidráulicos o vibratorios, y el nombre que se le da a esta sarta está relacionado al tipo de operación que se realiza:

- i. Conductor marino: Perforación costa fuera superficial
- ii. Pilote de fundación: Perforación costa fuera submarina
- iii. Tubería hincada: Perforación en tierra

1.3.1.1.2 Revestidor conductor

Se utiliza para apoyar formaciones no-consolidadas, proteger acuíferos de la contaminación y revestir cualquier depósito poco profundo de gas. El revestidor es usualmente cementado a la superficie en tierra y al lecho marino en costa fuera. Ésta es la primera sarta a la que se le instala una columna de válvulas preventoras. La profundidad de asentamiento varía entre 150 y 250 pulgadas.

Sus principales funciones son:

- i. Evitar que las formaciones someras no-consolidadas se derrumben dentro del hoyo.
- ii. Proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y los tanques de superficie.
- iii. Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación de fluido de perforación.
- iv. Permite la instalación de un sistema de preventores.

1.3.1.1.3 Revestidor de superficie

Tiene como objetivo fundamental proteger las formaciones superficiales de las condiciones de perforación más profunda. La profundidad de asentamiento varía entre 300 y 350 metros dependiendo del área operacional y generalmente se cementan hasta la superficie.

Entre sus funciones más importantes están:

- i. Evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce.
- ii. Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo hoyo.
- iii. Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo, por esta razón se cementa hasta superficie.



1.3.1.1.4 Revestidor intermedio

Esta sarta provee seguridad contra arremetidas para la perforación más profunda y aísla formaciones problemáticas que pudieran dañar la seguridad del pozo o impedir operaciones de perforación. Una sarta de revestimiento intermedio es comúnmente colocada cuando es probable que un pozo encuentre influjo o pérdida de circulación en el agujero descubierto, proveyendo de esta manera protección contra arremetidas al mejorar la fuerza del pozo. La altura del cemento es determinada por el requisito del diseño de sellar cualquier zona de hidrocarburos y de flujos de sal. El tope del cemento no necesita estar dentro de la sarta de revestimiento superficial.

1.3.1.1.5 Revestidor de producción

Es la sarta de revestimiento a través la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar acabo muchas reparaciones y terminaciones. Este revestidor se coloca hasta cubrir la zona productiva y proporciona un refuerzo para la tubería de producción durante las operaciones de producción del pozo. Por lo general no se extiende hasta la superficie y es colgada en la sarta de revestimiento anterior a ella. La profundidad de asentamiento es la profundidad del pozo.

Las principales funciones son:

- i. Aislar formaciones o yacimientos para producir selectivamente
- ii. Evitar la migración de fluido entre zonas
- iii. Servir de aislamiento al equipo de control que se instalará para manejar la producción del pozo

1.3.1.1.6 Camisa o “liner” intermedia

Las camisas intermedias son sartas que no se extienden hasta la superficie y se cuelgan de la anterior sarta de revestimiento. El propósito de está sarta es prevenir problemas de pérdida de circulación cuando se requieren altos pesos de lodo. Proporciona la misma protección que el revestidor intermedio.

1.3.1.1.7 Camisa o “liner” de producción

Este tipo de tubería se coloca en la sección interior del revestidor de producción. Su uso principal se realizará en pozos exploratorios debido a que se pueden probar las zonas de interés sin el gasto de una sarta completa. Luego, si existe una producción comercial de hidrocarburo, se puede conectar la sarta a la superficie. En la mayoría de los casos se corre con una herramienta especial en el tope del mismo que permite conectar la tubería y extenderla hasta la profundidad del pozo.



En general, los liners de producción son colocados para:

- i. Terminar el pozo a menor costo
- ii. Permitir un conducto de producción más grande para proveer un rango de elección para la tubería
- iii. Debido a limitaciones del equipo de perforación.

1.3.1.1.8 Tie Back

Los liners de producción generalmente se conectan hasta la superficie (en el cabezal del pozo) usando una sarta de revestimiento “tie back” cuando el pozo es completado. Esta sarta se conecta al tope del liner con un conector especial.

El tie back aísla el revestidor usado que no puede resistir las posibles cargas de presión si continúa la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del liner al cabezal del pozo. También permite aislar un revestimiento gastado que no puede resistir incrementos de presión o aislar revestimientos intermedios en casos de incrementos de producción.

1.3.1.2 Propiedades de la tubería de revestimiento

La tubería de revestimiento esta usualmente especificada por las siguientes propiedades:

- i. Diámetro exterior y grosor de pared.
- ii. Peso por unidad de longitud.
- iii. Grado de acero.
- iv. Tipo de conexión.
- v. Longitud de la junta.

1.3.1.2.1 Diámetro exterior y grosor de la pared

El diámetro exterior se refiere al cuerpo de la tubería y no a los coples, el diámetro de los coples es importante ya que determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento.

El grosor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la barrena que puede ser corrida a través de la tubería.

La tolerancia permitida en lo que se refiere a diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la barrena que puede ser corrida a través de la tubería.

La tolerancia permitida en lo que se refiere a diámetro exterior y grosor de la pared es dictada por la norma API Spec.5CT. Como regla general:



Diámetro exterior de la TR $\geq 4.5''$	Resistencia + 1.00 %, - 0.50 %
Diámetro exterior de la TR $\leq 4.5''$	Resistencia +- .031%
Grosor de la pared	Resistencia – 12.05%

1.3.1.2.2 Peso por unidad de longitud

El peso nominal de la tubería de revestimiento es utilizado principalmente para identificar tubería de revestimiento durante el ordenamiento. Los pesos nominales no son exactos y están basados en el peso teórico calculado de una tubería con roscas, de 20 pies de longitud.

1.3.1.2.3 Grado de acero

Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

API define nueve grados de acero para tuberías de revestimiento:

H40 J55 K55 C75 L80 N80 C95 P110 Q125

El número de la designación da el mínimo de API para el esfuerzo de resistencia o cadencia, en miles de psi. Por lo tanto una tubería de revestimiento L80 tiene un esfuerzo de resistencia de 80,000 psi.

La letra da una indicación sobre el tipo de acero y el tratamiento que recibió durante su fabricación.

1.3.2 Tuberías de producción

Se denomina aparejos de producción al conjunto de accesorios que se introducen al pozo mediante tuberías de producción para que los hidrocarburos producidos por los intervalos abiertos fluyan a la superficie.

Los objetivos básicos de un aparejo de producción son:

- i. Maximizar la rentabilidad de la inversión hecha en el pozo.
- ii. Construir un medio sencillo de instalar, operar y mantener, que garantice con seguridad el flujo hacia la superficie de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.
- iii. Ser un elemento confiable y versátil que pueda adaptarse de manera eficiente al comportamiento cambiante del pozo durante la vida productiva del mismo.
- iv. Proporcionar seguridad y control subsuperficial del pozo.

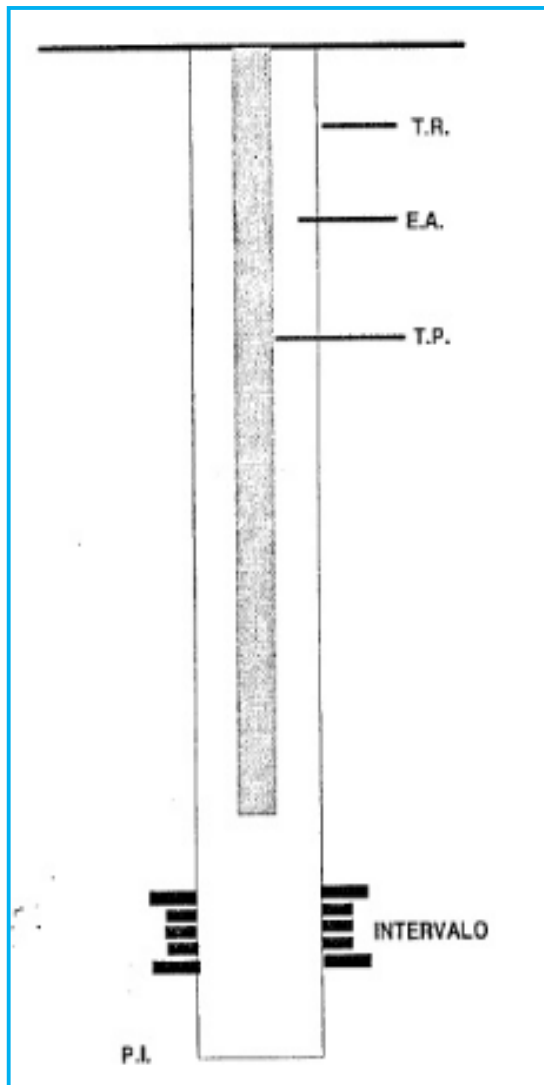


1.3.2.1 Aparejos de producción para pozos fluentes

El diseño de este aparejo está sujeto a las condiciones de flujo de los intervalos productores, así como a los programas futuros de intervalos del pozo y a su estado mecánico; dependiendo de los accesorios que integran el aparejo será el tipo de instalación.

1.3.2.1.1 Fluyente sin empacador

Aparentemente es el sistema más sencillo y barato; únicamente está constituido por la tubería de producción sin accesorios. Este tipo de aparejo permite explotar el yacimiento por la tubería de producción y espacio anular. Como lo muestra la *figura 1-17*.



Normalmente produce por la tubería de producción mientras el espacio anular se utiliza como medio directo para controlar el pozo o inyectar químicos sin necesidad de operar ningún accesorio. Se debe tener en consideración que los fluidos están en contacto permanente con la tubería de revestimiento de explotación, la cual sufre daños irreparables por efecto de la concentración de esfuerzos y la constante presencia corrosiva de los fluidos.

Figura 1-17) Aparejo de producción fluyente sin empacador.

Sin embargo, las terminaciones con tubería franca constituyen una alternativa que puede argumentarse con base en los siguientes elementos.

- i. Reducción del costo y tiempo de instalación.
- ii. Control directo del pozo sin necesidad de manipular accesorios con línea.
- iii. Eliminar posibles fugas a través del empacador o de los accesorios.
- iv. Probabilidad de hacer disparos de producción sobre la tubería de revestimiento en condiciones desbalanceadas con fluidos ligeros que evitan el daño de la tubería.
- v. No imponen ninguna restricción al flujo.
- vi. Este diseño es factible de ser utilizado en zonas donde no existen presiones anormales y los fluidos producidos no contengan CO₂, H₂S y H₂O.

1.3.2.1.2 Fluyente sencillo

Está constituido por un empacador recuperable o permanente, una válvula de circulación y la tubería de producción; el flujo de gas y aceite se controlan por medio de un estrangulador colocado en el árbol de válvulas. *La figura 1-18 muestra los elementos del aparejo de producción fluyente sencillo.*

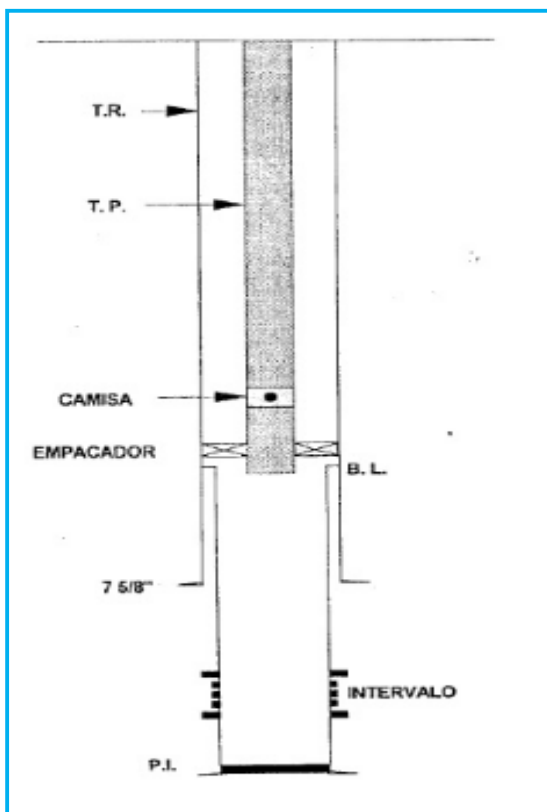


Figura 1-18) Aparejo de producción fluyente sencillo.

Ventajas de aparejos con empacador:

- i. Proteger la T.R. y el cabezal de presiones excesivas y de efectos corrosivos
- ii. Permitir la implementación de un sistema de recuperación secundaria



- iii. En operaciones de acidificación o fracturamiento confinan los efectos del ácido.

1.3.2.1.3 Fluyente sencillo selectivo

Este sistema consta de un empacador permanente inferior, dos camisas y un empacador intermedio entre las dos camisas; los fluidos que aporta pueden combinarse selectivamente explotando los dos intervalos simultáneamente o aislando uno de ellos. La *figura 1-19* muestra un aparejo sencillo selectivo.

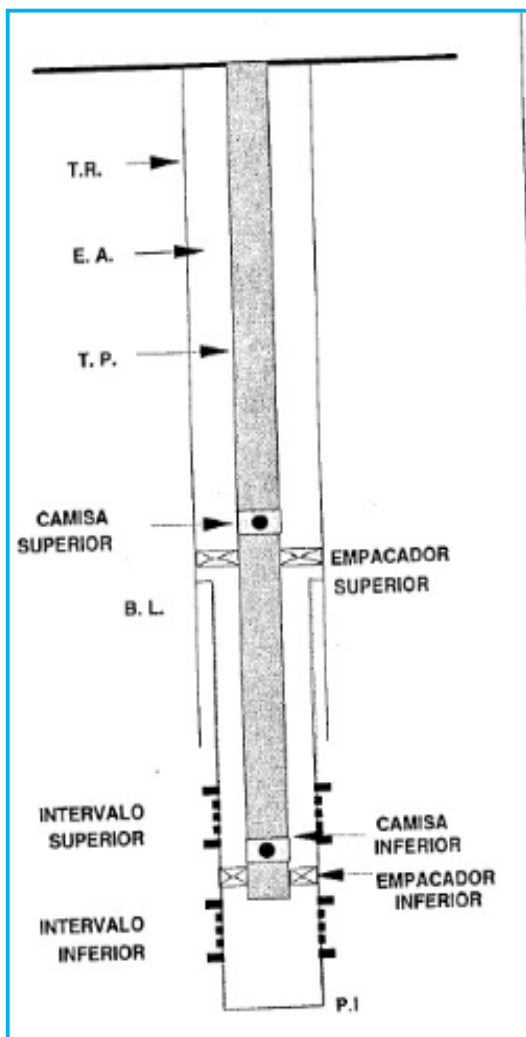
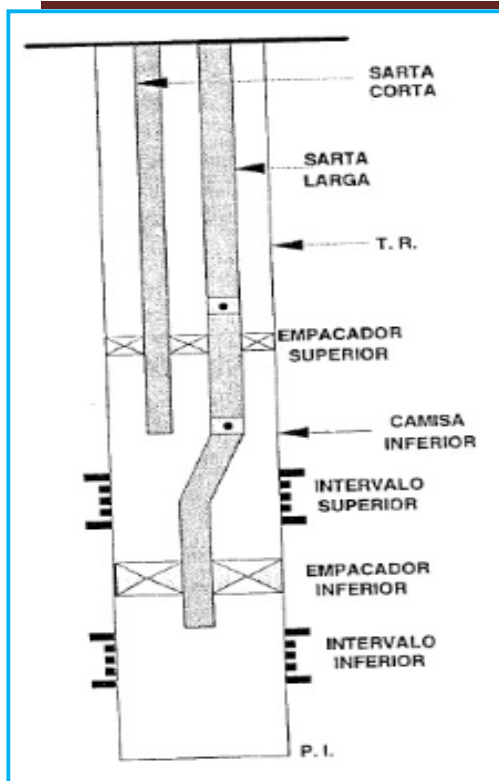


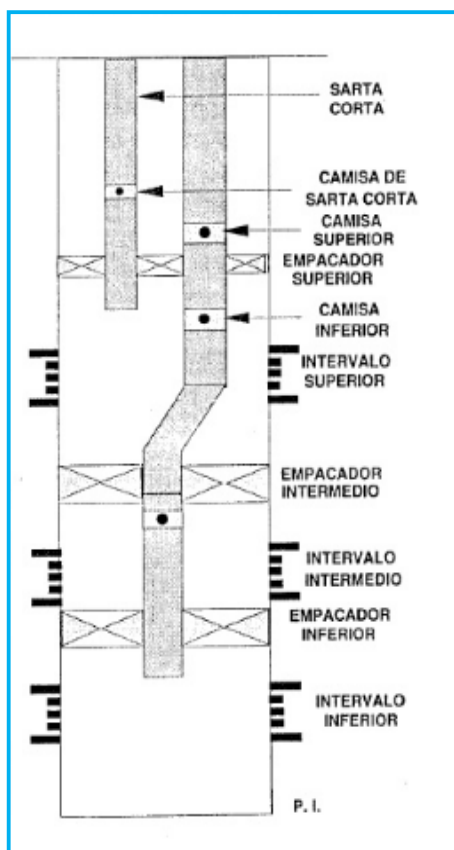
Figura 1-19) Aparejo de producción fluyente sencillo selectivo.



1.3.2.1.4 Fluyente doble

Está formado por dos empacadores; uno permanente inferior y otro recuperable de doble terminación superior, dos camisas o válvulas de circulación y dos tuberías de producción. Se denomina sarta larga a la sección por donde aporta fluidos el intervalo inferior y sarta corta por donde fluyen el aceite y gas del intervalo superior; las tuberías pueden ser de igual diámetro o diferente. La *figura 1-20* muestra un aparejo de producción fluyente doble.

Figura 1-20) Aparejo de producción doble.



1.3.2.1.5 Fluyente doble selectivo

Este tipo de aparejo utiliza tres empacadores: inferior permanente, intermedio y recuperable doble, así como accesorios: usa dos camisas o válvulas de circulación y dos tuberías de producción denominando sarta larga a la sección por donde aporta el intervalo inferior e intermedio y sarta corta a la sección por donde fluyen el aceite y gas del intervalo superior; las tuberías pueden ser de igual o diferente diámetro, la *figura 1-21* muestra un aparejo doble selectivo.

Figura 1-21) Aparejo de producción doble selectivo.



1.3.2.2 Aparejo de producción con bombeo neumático

Este aparejo de producción es un diseño artificial de explotación, empleado en pozos donde la presión del yacimiento no es la suficiente para elevar y hacer llegar el aceite a superficie; este sistema está basado en la energía del gas comprimido en el espacio anular, siendo esta la fuerza principal que hace elevar el aceite.

Hay diferentes tipos de aparejos para el bombeo neumático, que son:

- i. Perforación de un orificio en la tubería de producción.
- ii. Perforación de la tubería de producción con insertos.
- iii. Aparejos con válvulas montadas en mandriles acoplados a la tubería de producción.

Actualmente el tercero tipo es el más utilizado, debido a que con las válvulas se puede regular la presión, y el flujo; se pueden remover y reacondicionarse para volver a utilizar. Existen dos métodos de bombeo neumático que son, el bombeo neumático continuo y el intermitente. . La *figura 1-22* muestra un aparejo de bombeo neumático.

1.3.2.2.1 Bombeo neumático continuo

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión de fondo permite una diferencial de presión suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca el gasto deseado.

Para realizar esto se usa una válvula en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie. Este método se usa en pozos con alto índice de productividad ($IP > .05$ bl/día/lb/pg²) y presión de fondo fluyendo relativamente alta (columna hidrostática del orden del 50% o más en relación con la profundidad del pozo).

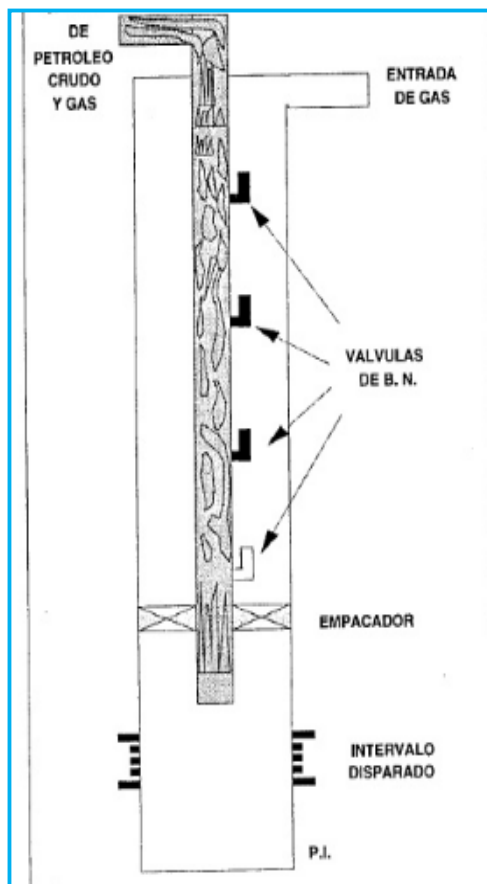


Figura 1-22) Aparejo de bombeo neumático.



1.3.2.2.2 Bombeo neumático intermitente

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión; el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la tubería de producción a través de una válvula que va insertada en la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la tubería de producción, éste es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de “resbalamiento” del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, sólo una parte del volumen de aceite inicial se recuperará en superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación. Después de que la válvula se cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

1.3.2.2.3 Clasificación de las válvulas de bombeo neumático

Las válvulas de bombeo neumático se clasifican en:

i. Válvulas desbalanceadas

Una válvula desbalanceada tiene la característica de abrir a una presión superior de apertura y luego cerrar con una presión más baja, es decir las válvulas de este tipo se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

ii. Válvulas balanceadas

Una válvula balanceada tiene la característica principal de no estar influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o abierta. Esto se debe a que la presión en la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo, esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión.

El equipo de bombeo neumático se subdivide en dos ramas:

- i. Equipo superficial.
- ii. Equipo subsuperficial.



1.3.2.2.4 Equipo superficial

Conjunto de elementos mecánicos colocados en superficie, con el objetivo de regular y controlar todo el equipo para poner en operación el sistema de bombeo neumático.

i. Árbol de válvulas:

Es un conjunto de válvulas que se instala en la parte superior del pozo con el propósito de proveer control sobre los fluidos producidos por el pozo mediante válvulas; este se fija mediante bridas al cabezal del pozo, y se le llama árbol de navidad debido a que las válvulas y tuberías hacen que se asemeje al adorno navideño.

ii. Línea de descarga:

Es una tubería que sirve para conducir los fluidos del árbol de válvulas a la estación de separación, las cuales tienen la capacidad de transportar aceite, gas, agua y cualquier tipo de impureza.

iii. By-pass:

Elemento mecánico, hecho de acero de alto grado, que sirve comunicar la tubería de revestimiento y el espacio anular, el cual es colocado en el árbol de válvulas.

iv. Línea de inyección:

Es la tubería o tuberías por las cuales se transporta el gas que se va a utilizar para el suministro del bombeo neumático. Entre sus funciones está la de medir y controlar la inyección de una manera segura.

1.3.2.2.5 Equipo subsuperficial

Elementos mecánicos en el interior del pozo, los cuales se encargan de elevar la producción.

i. Tubería de producción:

Es el elemento mecánico por el cual la producción es conducida a la superficie, la cual se sujeta de la bola colgadora.



ii. Válvulas de inyección:

Es el elemento que nos permite la inyección de un determinado volumen de gas a través del espacio anular a la tubería de producción.

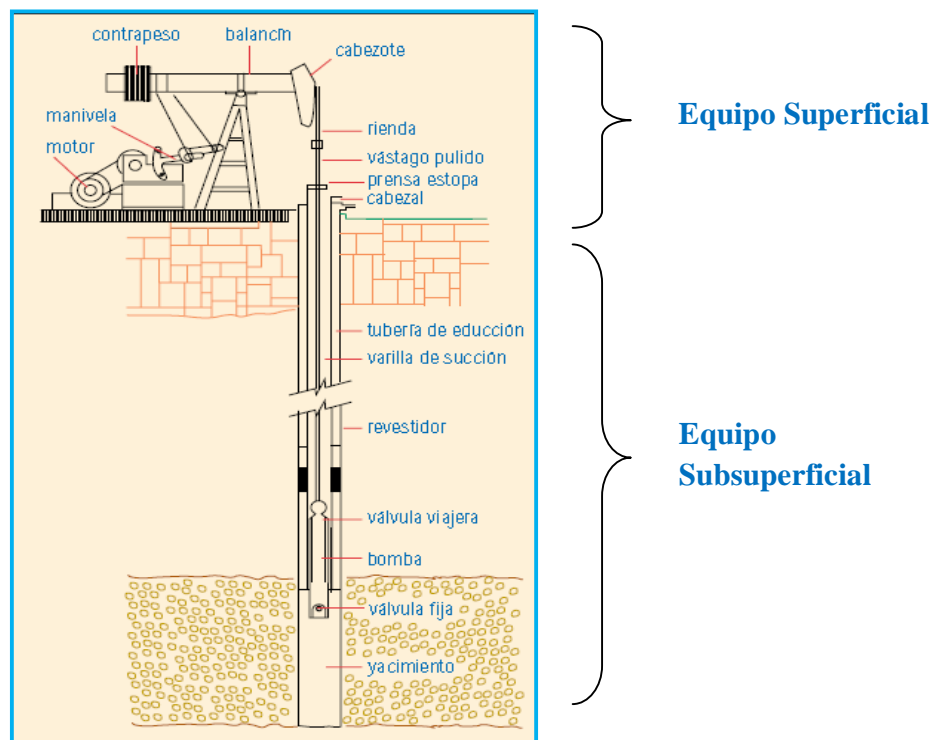
iii. Empacador:

Dispositivo mecánico, cuya función principal es aislar el espacio que hay entre el exterior de la tubería de producción y el interior de la tubería de revestimiento.

1.3.2.3 Aparejo de producción con bombeo mecánico

El bombeo mecánico es uno de los métodos de levantamiento artificial más antiguos; el cual es usado para la producción tanto de crudos pesados como de extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos livianos. El método consiste en la instalación de una bomba de acción recíproca que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranes y bandas; el movimiento rotativo en la unidad de superficie se convierte en un movimiento recíproco en el subsuelo. La *figura 1-23* muestra las partes del bombeo mecánico tipo balancín.

Figura 1-23)
Esquema del mecanismo de un bombeo mecánico.





El equipo de bombeo mecánico se subdivide en dos ramas:

- i. Equipo superficial.
- ii. Equipos subsuperficial.

1.3.2.3.1 Equipo subsuperficial

El equipo subsuperficial está compuesto por:

- i. Tubería de producción.

Es una serie de tubos que se usan para transportar el fluido y al mismo tiempo sirve de guía a la sarta de varillas de succión que acciona la bomba.

- ii. Varillas de succión.

Es el enlace entre la unidad de bombeo instalada en superficie y la bomba del subsuelo; sus principales funciones son transmitir energía, soportar las cargas y accionar la bomba de subsuelo.

- iii. Bomba subsuperficial.

Como su nombre lo indica, es el elemento mecánico encargado de enviar los fluidos a la superficie; es el primer elemento que se debe considerar al diseñar una instalación de bombeo mecánico para un pozo, ya que del tipo, tamaño y ubicación de la bomba depende el resto de los componentes.

Existen varios tipos de bombas:

- Bomba de tubería: Son aquellas en las cuales el barril forma parte integral de la tubería.
- Bomba insertable: Es un ensamble completo de bombeo que va dentro del pozo, sobre la sarta de varillas. Sólo el niple de asentamiento va con la sarta de la tubería de producción a la profundidad de bombeo deseada.

La bomba subsuperficial está compuesta por:

- Barril: Es una pieza cilíndrica en la cual se almacena el fluido.
- Émbolo o pistón: Es el elemento movable dentro de la bomba; su diámetro determina la capacidad de desplazamiento, su función en el sistema es bombear de

manera indefinida. Está compuesto básicamente por anillos y sellos especiales y un lubricante especial.

- Válvula viajera: Está ubicada en el pistón, permite la entrada del fluido del barril hacia el pistón en su descenso y posteriormente hace un sello hermético en la carrera ascendente permitiendo la salida del crudo hacia la superficie.
- Válvula fija de tipo bola y asiento: Permite el flujo de petróleo desde el pozo hasta el barril de la bomba; al iniciar el pistón su carrera ascendente y cerrar el paso el fluido dentro del sistema bomba-tubería, cuando se inicia la carrera descendente del pistón.
- Anclaje o zapata: Es la combinación de las partes reunidas inferiormente para obtener el anclaje de la bomba y efectuar un sello hermético.
- Filtro de gas: Consiste en un tubo ranurado o perforado, colocado bajo la zapata de anclaje, con el objetivo de separar el gas del líquido antes de la entrada del fluido a la bomba.

La *figura 1-24* muestra los elementos de una bomba subsuperficial.

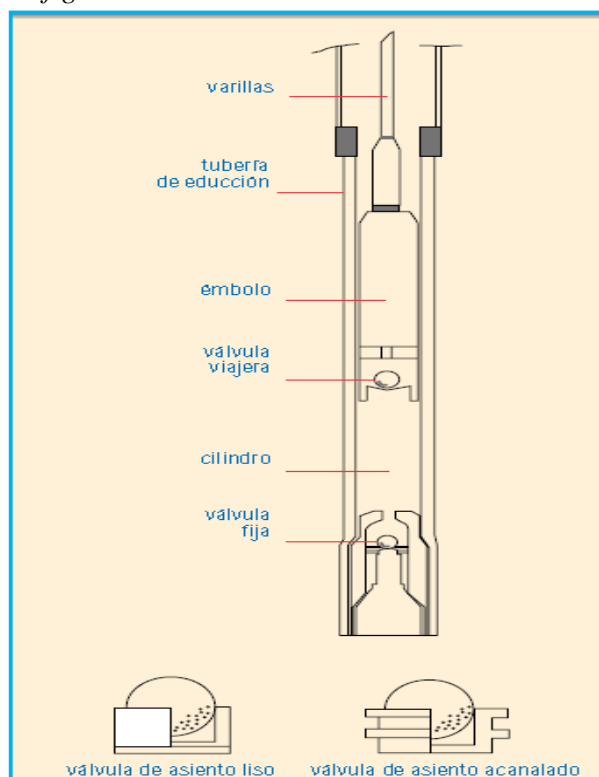


Figura 1-24) Partes de una bomba succión.



1.3.2.3.2 Equipo superficial

El equipo superficial está compuesto por:

- i. Motor.

Es el encargado de suministrar la energía necesaria a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Los motores pueden ser eléctricos o de combustión interna.

- ii. Caja de engranaje.

Se utiliza para convertir la energía del momento de rotación, a energía de momento de rotación alto de baja velocidad.

- iii. Manivela.

Es la responsable de transmitir el movimiento de la caja de engranaje o transmisión a la biela del balancín, que está unida a ellos por pines.

- iv. Contrapeso.

Se utiliza para balancear las fuerzas que se originan sobre el motor durante la carrera ascendente y descendente del balancín, a fin de reducir la potencia máxima efectiva y el momento de rotación.

- v. Estopero.

Consiste en una cámara cilíndrica que contiene los elementos del empaque que se ajustan a la barra pulida, permitiendo sellar el espacio existente entre la barra pulida y la tubería de producción, para evitar el derrame de crudo.

- vi. Varilla pulida.

Se encarga de soportar el peso de la sarta de succión, de la bomba y del fluido dentro de la tubería.

1.3.2.3.3 Tipos de unidades de bombeo mecánico

Actualmente hay varios tipos de unidades de bombeo, que se aplican dependiendo de las características del pozo donde se van a instalar.

- i. Unidad convencional.

Es la más conocida y popular por sus ventajas económicas, fácil operación y mantenimiento. El movimiento rotatorio del motor es transmitido por medio de bandas a la caja de transmisión, la cual reduce la velocidad a través de un sistema de engranajes, este



movimiento más lento es comunicado a la sarta de succión mediante el acople de unas bielas.

ii. Unidad Mark II.

Es un diseño que parte del modelo convencional; se caracteriza por ser capaz de soportar más fluido sin necesidad de sobrecargar el equipo, aunque es más costoso manufacturar su estructura y requiere mayor contra-balance. El balanceo de esta unidad se hace en la manivela y su requerimiento adicional resulta de las necesidades de contrarrestar el balance estructural originado por su geometría de fabricación.

iii. Unidad aero-balanceada.

Se caracteriza por utilizar un cilindro con aire comprimido en lugar de pesas de hierro; su costo de transporte e instalación es más económico que el de unidades convencionales, por lo cual puede ser usada cuando es necesario mover con frecuencia la unidad; el costo de mantenimiento del cilindro de aire, pistón compresor y controles neumáticos, lo hacen ser la unidad más costosa en cuanto a operaciones, pero son más resistentes a cargas que las convencionales.

La *figura 1-25* muestra los tres tipos de unidades para bombeo mecánico.

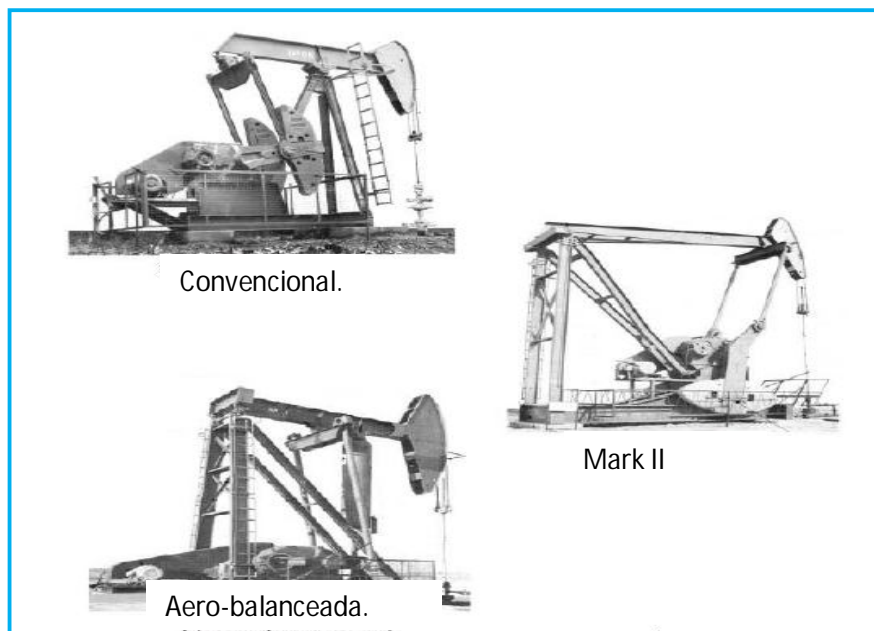


Figura 1-25) Tipos de unidades de bombeo mecánico.



1.3.2.4 Aparejo de producción con bombeo electrocentrífugo (BEC)

El bombeo electrocentrífugo sumergido ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico, que en la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción, tiene ventajas y desventajas; por diversas razones no siempre puede resultar el mejor. Un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrocentrífugo sumergido debe evitar características que afecten su funcionamiento, como altas relaciones gas-aceite, altas temperaturas, presencia de arena en los fluidos producidos y un medio ambiente de operación agresivo, que son factores que limitan la eficiencia del aparejo.

Entre las características únicas de este sistema está su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo.

El sistema básico del BEC se compone de una bomba centrífuga de varias etapas, separador de gas, sección de sellos, cable de alimentación, motor de inducción trifásico y un panel de control eléctrico instalado en la superficie, como lo muestra la *figura 1-26*.

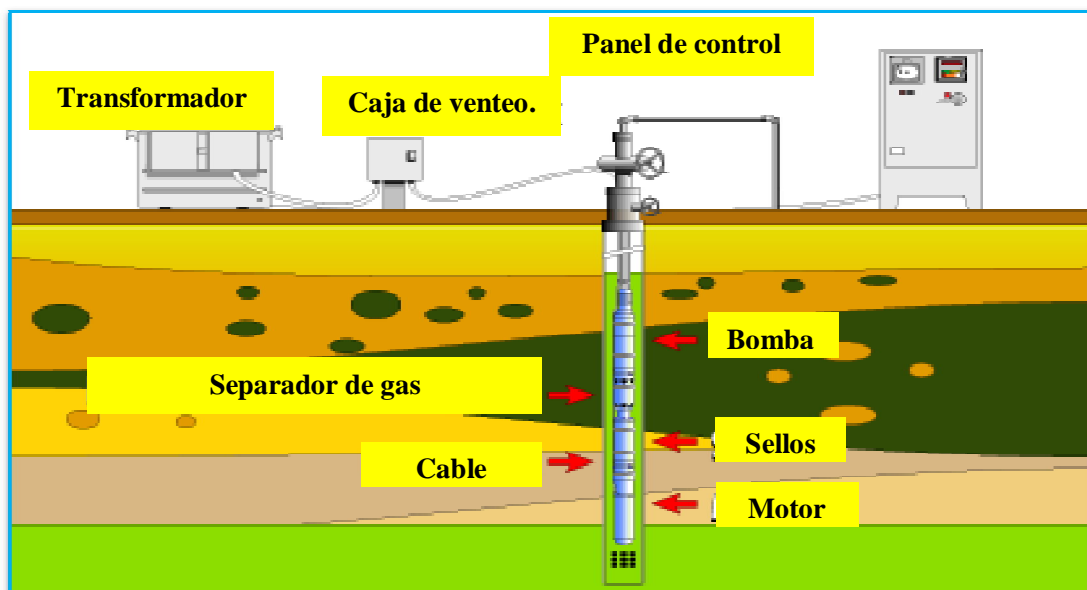


Figura 1-26) Aparejos de producción de bombeo electrocentrífugo.



Los componentes del sistema de bombeo electrocentrífugo se dividen en dos grupos de acuerdo a su ubicación:

- i. Equipo superficial.
- ii. Equipo subsuperficial.

1.3.2.4.1 Equipo superficial

Es el conjunto de mecanismos que se instala en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular todas las variables involucradas, para poner el sistema en operación.

- i. Bola colgadora.

Dispositivo de metal, cubierto de neopreno, que se coloca sobre el árbol de válvulas; tiene la función de mantener sostenida la tubería de producción, permitir el paso de ésta y del cable de alimentación del motor, además de brindar integridad a las instalaciones superficiales, aislando el espacio entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción y evitando el flujo de fluidos a la superficie.

- ii. Caja de venteo.

La caja de venteo es colocada entre el cabezal del pozo y el transformador; la instalación de este elemento se debe principalmente a razones de seguridad, debido a que el gas puede viajar por los espacios que quedan entre los cables de alimentación, debido a su trenzado, por lo que en la caja de venteo los conductores quedan expuestos a la atmósfera evitando la posibilidad de cualquier explosión.

- iii. Tablero de control.

Elemento mecánico-electrónico, que controla y monitorea todos los elementos subsuperficiales con interacción en superficie. Actualmente, la constitución de un tablero de control integra lo más avanzado en electrónica para aumentar la eficiencia de operación del BEC; el tablero de control está conformado por:

- Botón de arranque.
- Elementos de protección contra cortocircuito y sobrecarga: los elementos de protección más empleados son los fusibles y los protectores magneto-térmicos denominados comúnmente como breaks.



iv. Transformador.

El transformador es un aparato con el cual se puede convertir una tensión alterna en otra más alta o más baja. El transformador es muy importante debido a que suministra el voltaje óptimo al motor subsuperficial.

v. Variador de frecuencia.

Este elemento superficial es uno de los elementos más importantes que componen el BEC, gracias a que con el hecho de modificar la frecuencia de la corriente alterna se puede administrar un yacimiento.

Los variadores de frecuencia rectifican la tensión alterna convirtiéndola en tensión continua, después vuelven a convertir de tensión continua a tensión alterna pero ahora con la posibilidad de modificar tanto la tensión como la frecuencia.

Las modificaciones de la tensión y la frecuencia se ven reflejadas en el nivel de fluidos producidos; si se incrementa la frecuencia, se incrementa la velocidad del motor, y como consecuencia aumenta el volumen de fluidos producidos.

1.3.2.4.2 Equipo subsuperficial

Es el conjunto de mecanismos que se alojan en el interior del pozo y que al ser puestos en operación contribuyen para que el pozo logre elevar su producción a la superficie, continuando de esta manera su explotación.

i. Motor eléctrico.

El motor eléctrico es colocado en la parte inferior del aparejo; recibe energía eléctrica de la superficie mediante un conductor de cobre y su principal función es comunicarle la potencia necesaria a la bomba subsuperficial para que ésta mediante las etapas, eleve los fluidos a la superficie.

El motor empleado por los sistemas de BEC, se compone de tres partes fundamentales:

- a) Rotor.
- b) Estator.
- c) Carcasa.

El estator es la parte estacionaria del motor, está hecho de cientos de laminaciones delgadas unidas entre sí, el devanado del estator está montado dentro de la carcasa, mientras que el rotor está hecho de laminaciones de acero aisladas entre sí y apiladas, obteniendo un núcleo



sólido, éste encaja dentro del estator y la carcasa consiste de un armazón y dos tapas en los extremos, los cuales alojan los cojinetes.

El motor eléctrico, por razones de seguridad, está lleno de aceite dieléctrico, el cual tiene cuatro funciones básicas:

- a) Igualar la presión entre el interior del motor y el pozo.
- b) Proporcionar lubricación a los elementos internos del motor.
- c) Proporcionar un medio de enfriamiento.
- d) Proporcionar integridad por medio del aceite dieléctrico.

El motor es refrigerado por la transferencia de calor generado internamente a la producción del líquido que fluye por el exterior del motor; por lo tanto, es fundamental que la velocidad del fluido que pasa por el motor se mantenga; esta velocidad está en función del valor de la conductividad térmica del fluido de producción y de la pérdida de calor requerida por el motor.

ii. Protector o Sellos

En la mayoría de las aplicaciones, la sección de los sellos o protectores se instala entre la bomba y el motor; la sección de protección es básicamente un conjunto de cámaras de protección conectadas en serie o en algunos casos en paralelo, las cuales realizan las siguientes funciones básicas.

- Evitar que los fluidos del pozo entren en contacto con el aceite dieléctrico del motor. Si el aceite dieléctrico entra en contacto con los fluidos producidos por la formación puede causar fallas prematuras eléctricas o mecánicas, ya que las propiedades de lubricación del aceite dieléctrico al entrar en contacto con los fluidos de la formación disminuyen.
- Permitir la expansión y contracción térmica del aceite del motor.
- Soportar las cargas por empuje axial de la bomba.
- Conectar la bomba subsuperficial con el motor, mediante las flechas de acero.

Existen varios tipos de protectores:

- Protectores tipo laberíntico.

Este diseño cuenta con una interfaz directa entre el fluido del pozo y el aceite del motor. El protector tipo laberíntico está configurado para tener varios volúmenes concéntricos que forman una ruta de comunicación en tipo U. Hay varios puntos débiles en la aplicación de este tipo de protectores: en primer lugar, como hay una interfaz directa entre el fluido dieléctrico y los fluidos producidos, esto permite que el aceite dieléctrico debido al contacto con los fluidos producidos degrade paulatinamente la rigidez eléctrica del aceite dieléctrico,



en segundo lugar los gases pueden penetrar en el aceite dieléctrico del motor, lo cual puede causar problemas de corrosión y pérdidas de aceite dieléctrico si hay una descompresión súbita; y, en tercer lugar, el volumen efectivo del laberinto disminuye a medida que la cámara está inclinada, por lo tanto no se recomienda instalar este tipo de protectores laberínticos en pozos con desviaciones superiores a 30 grados de la vertical.

La *figura 1-27* muestra la sección de los sellos para el bombeo electrocentrífugo.

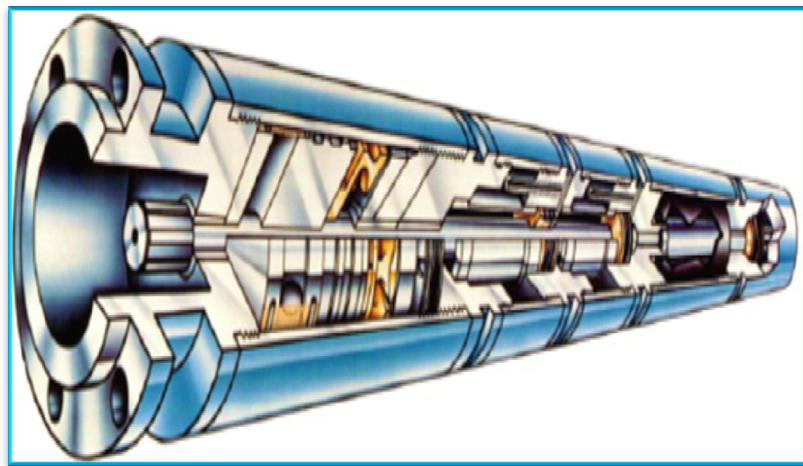


Figura 1-27) Sección de sellos.

- Protectores tipo bolsa

Este protector es una bolsa de elastómero o caucho, que también se conoce como vejiga; la bolsa de elastómero o caucho forma un sello entre el aceite del motor y el líquido del pozo, el cual también permite la compensación de la presión por la expansión y contracción en esta zona anular. Este tipo de protector se recomienda para pozos desviados. El material de la vejiga debe ser resistente a los fluidos del pozo y a las sustancias químicas inyectadas.

- Protectores mecánicos



Un sello mecánico generalmente se encuentra en la parte superior de cada cámara de protección; la parte giratoria está sellada en el eje, la parte fija está sellada en el componente fijo de la sección de sellado de la cámara. Una vez que la unidad empieza a girar, una película de fluido hidrodinámico se desarrolla en la cara, esta película se lleva la carga y evita que el fluido del pozo pueda cruzar.

iii. Separador de gas

Las tomas de la bomba original eran sólo agujeros taladrados en la base de la bomba, mientras el uso de la bomba electrocentrífuga se ampliaba en todo el mundo, las bombas empezaron a experimentar problemas al ingerir el gas libre que producía el pozo; el gas libre ocupa espacio útil en la etapa y reduce la eficiencia volumétrica de la bomba, lo cual se traduce en menos producción esperada, y si la etapa está totalmente llena de gas, está dejará de enviar fluidos a superficie; por lo tanto surgió la necesidad de crear elementos que ayudaran a superar esta problemática. Los primeros diseños de separadores de gas se basaron en la canalización de los fluidos del pozo a bajos gastos y en invertir la dirección de éstos en la bomba, lo cual permitió que un determinado volumen de gas fuera aventado al espacio anular y que sólo el líquido entrara en la bomba.

Actualmente existen dos tipos de separadores.

a) Centrífugos.

El principio básico de este tipo de separadores es el de separar los fluidos mediante el uso de la fuerza centrífuga, debido a la diferencia de densidades entre el gas y el líquido.

Debido a la fuerza centrífuga, el líquido se desplaza hacia la pared del separador y el gas permanece en el centro del mismo.

b) Convencionales.

Este tipo de separadores invierte el sentido del flujo, lo cual permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular.

iv. Bomba subsuperficial.

La función de la bomba es añadir energía o transferir presión al fluido para que éste fluya desde el pozo a las instalaciones superficiales, al gasto deseado. Esto se logra impartiendo energía cinética al fluido por medio de la fuerza centrífuga y después convirtiéndola a energía potencial bajo la forma de presión.



Las bombas están constituidas por varias etapas, (como lo muestra la *figura 1-28*); estas son las componentes que le dan la presión a los fluidos para llegar a la superficie. Se componen de un impulsor giratorio y un difusor estacionario; las etapas se apilan en serie para aumentar gradualmente la presión y así elevar el fluido y obtener el gasto deseado. El líquido fluye hacia el centro del impulsor y a medida que pasa por la pared del difusor se convierte en un fluido a presión; se repite el proceso al entrar el fluido al próximo impulsor y difusor; este proceso continúa hasta que el fluido pasa a través de todas las etapas.

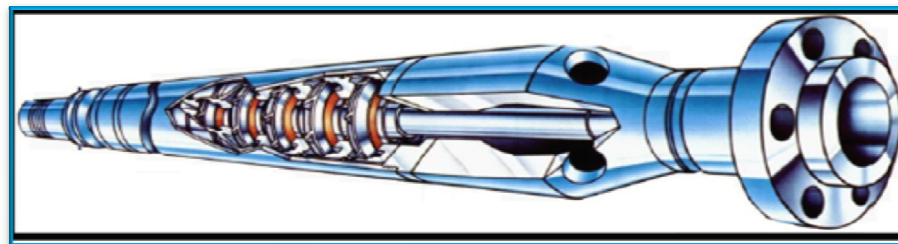


Figura 1-28) Bomba subsuperficial.

Hay dos tipos de etapas:

- a) Etapa de flujo mixto.

En las etapas de flujo mixto, el fluido se acelera diagonalmente hacia adentro y hacia fuera. Este diseño permite una aceleración tanto axial como radial del fluido al mismo tiempo; los álabes de este tipo de etapa están a 45 grados, por lo cual son muy eficaces para la producción de altos gastos.

- b) Etapa de flujo radial.

En la etapa radial el fluido es acelerado horizontalmente por el impulsor rotatorio a través de la abertura del álabe; luego, abruptamente gira 180 grados hacia arriba cuando encuentra la pared del difusor. Esta etapa está diseñada para manejar bajos gastos. La presión que envía los fluidos a la superficie, es generada en su totalidad por la fuerza centrífuga. El impulsor tiene sus álabes con un ángulo cercano a los 90 grados.



v. Cable

El cable del bombeo eléctrico sumergible transmite la energía requerida por el motor desde la superficie hasta la profundidad de la colocación de la bomba. Por lo general el cable se sujeta a la tubería de producción por debajo del motor, ya que el cable no está diseñado para soportar su propio peso.

El cable está constituido por tres fases, (como lo muestra la *figura 1-29*), diseñado específicamente para soportar abuso mecánico y fluidos corrosivos; estos se pueden fabricar en configuraciones redondas o planas con aislamientos de diferentes materiales y armaduras de metal para los diferentes entornos de aplicación.

Actualmente las características del cable para una operación confiable deben ser:

- a) Conductores trenzados con los espacios que quedan entre el trenzado aislados con goma.
- b) Un material aislante incrustado alrededor de cada tres conductores.
- c) Una envoltura de aislamiento alrededor de cada conductor.
- d) Una envoltura de goma alrededor de los tres conductores.
- e) Una capa aislante de tela.
- f) Una película de laca resistente al aceite sobre la capa de tela aislante.
- g) Un recubrimiento de algún material metálico.



Figura 1-29) Cables para la transmisión de energía a la bomba subsuperficial.

El objeto de rellenar el espacio dejado por el trenzado es evitar el flujo de fluidos a la superficie y la migración de gas.



1.3.2.5 Aparejo de producción con cavidades progresivas

El sistema de bombeo por cavidades progresivas debe ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo por su inversión inicial relativamente baja, bajo costo de instalación, operación y mantenimiento, bajo impacto visual, y muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico en el pozo.

En general, el sistema de cavidades progresivas es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial, y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo.

Los componentes del sistema de bombeo por cavidades progresivas se dividen en dos grupos de acuerdo a su ubicación:

- i. Equipo superficial.
- ii. Equipo subsuperficial.

La *figura 1-30* muestra los elementos superficiales y subsuperficiales de un bombeo de cavidades progresivas.

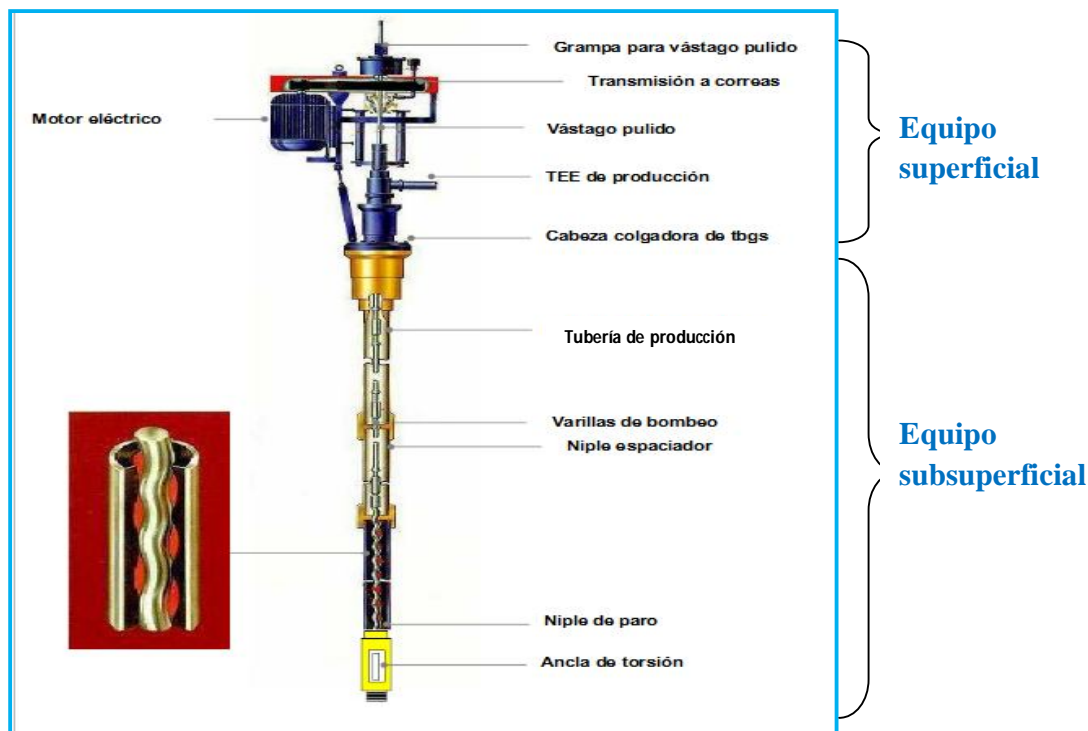


Figura 1-30) Aparejos de producción de bombeo de cavidades progresivas.

1.3.2.5.1 Equipo superficial

i. Cabezal de rotación.

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico); que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y una serie de empaques para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Hay diferentes tipos de cabezales de acuerdo a las condiciones de operación del pozo. La *figura 1-31* muestra los diferentes tipos de arreglos de cabezales disponibles en la industria.

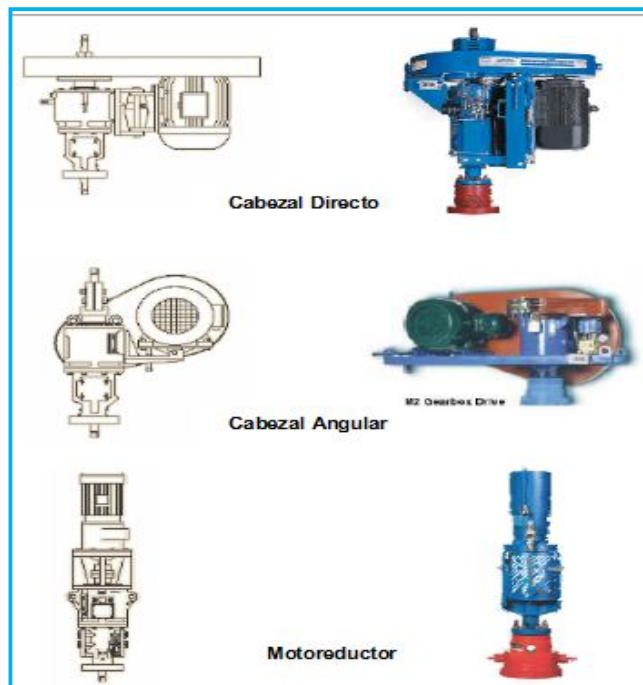


Figura 1-31) Arreglos de cabezales de rotación disponibles en la industria.

ii. Sistema de transmisión.

Como sistema de transmisión se conoce al dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos de sistemas de transmisión tradicionalmente utilizados:

- a) Sistema con poleas.
- b) Sistema de transmisión a engranajes.
- c) Sistema de transmisión hidráulica.



En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

iii. Sistema de frenado

El sistema de frenado es una parte muy importante del sistema debido a que de éste depende la integridad física del pozo y de los trabajadores.

Cuando un sistema de bombeo de cavidades progresivas repentinamente se para, la sarta de varillas libera energía girando en sentido inverso a su roscas; esto se debe a la tensión acumulada durante su operación, adicionalmente a esta se suma la energía producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y en el espacio anular en el momento de la parada. Durante este proceso se pueden alcanzar velocidades de rotación muy altas, lo cual puede causar daños severos al equipo de superficie, como el desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea, por lo cual la industria ha desarrollado diferentes tipos de frenos.

- Freno de accionamiento por fricción

Está compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro en sentido inverso. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 hp.

- Freno de accionamiento hidráulico

Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj. Al ocurrir el paro del sistema el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada.



1.3.2.5.2 Equipo subsuperficial

i. Estator

Es un cilindro de acero revestido internamente con un elastómero sintético moldeado en forma de dos hélices, adherido fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso muy especial.

Un estator se obtiene por la inyección de un elastómero a alta temperatura y alta presión entre la camisa de acero y el núcleo. Este núcleo, negativo del perfil interno del estator, es similar a un rotor de lóbulos. Antes de la inyección del elastómero, se recubre con un adhesivo la superficie interna de la camisa de acero, después se vulcaniza el elastómero, se enfría y se contrae, lo que permite extraer el núcleo.

ii. Elastómero

El elastómero constituye el elemento más delicado de la bomba de cavidades progresivas y de su adecuada selección depende en gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación.

El elastómero reviste internamente al estator y en sí es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente; esta propiedad se conoce como resiliencia y es la que hace posible que se produzca interferencia entre el rotor y el estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba.

Los elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

Los elastómeros más utilizados en la aplicación de bombeo de cavidades progresivas poseen bases nitrílicas, hidrogenación catalítica o fluoelastómeros.

Las características más deseables de los elastómeros son:

- a) Buena resistencia química a los fluidos a transportar.
- b) Buena resistencia térmica.
- c) Capacidad de recuperación elástica.
- d) Adecuadas propiedades mecánicas, especialmente resistencia a la fatiga.



iii. Rotor

El rotor está suspendido y es girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Éste consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, torneada a precisión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.

iv. Niple de paro

El niple de paro es un tubo de pequeña longitud que se instala bajo el estator y cuyas funciones principales son:

- a) Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
- b) Brindar un espacio libre al rotor, de manera que se permita la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema.
- c) Impedir que el rotor o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse una rotura o desconexión de estas últimas.
- d) Servir de punto de conexión para accesorios tales como anclas de gas, filtros de arena y elementos anti torque.

v. Ancla de gas

La eficiencia volumétrica de las bombas de cavidades progresivas, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior.

“Anclas de gas” es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de pozo; , la separación gas- líquido ocurre fuera del ancla, desviándose el gas al espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción y el líquido enviado a la bomba; sin embargo, las anclas de gas no son 100% eficientes por lo que una porción del mismo es arrastrado a su interior y de allí a la bomba; hay ocasiones que se colocan dos anclas de gas para tener mejor eficiencia en el proceso de bombeo.

1.3.2.6 Aparejo de producción con bombeo hidráulico

El bombeo hidráulico es tal vez uno de los sistemas menos aplicados en la industria petrolera, aunque fue ampliamente implementado y difundido en los años 60 y 70s. El bombeo hidráulico comparado con el mecánico y el neumático es relativamente nuevo, pues su etapa de desarrollo se remonta a 1932, y hasta nuestros días ha alcanzado un grado de perfeccionamiento y una eficiencia tal que en muchos casos puede competir con cualquier otro método conocido.



El bombeo hidráulico se basa en un principio sencillo: “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”.

Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad subsuperficial en el fondo del pozo. El pistón motor está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

Los componentes que conforman el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico pueden clasificarse en dos grandes grupos:

- i. Equipo superficial.
- ii. Equipo subsuperficial.

1.3.2.6.1 Equipo superficial

- i. Tanques de almacenamiento

Cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, desde los cuales se suministra al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo, es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y de equipos de limpieza de sólidos separadores o tratadores. Estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.

Asimismo se tiene un tanque separador de fluidos, donde el crudo de potencia mezclado y la producción regresan de los pozos con el crudo que la bomba toma de la parte superior del tanque.

- ii. Múltiples de control

Cuando se opera una cantidad apreciable de pozos desde una batería central, se suele usar un múltiple de control para dirigir los flujos directamente a cada uno de los pozos.

Medidores de flujo globales o individuales para cada pozo se pueden instalar en el múltiple de control del fluido de potencia.

- iii. Válvula de control.

Una válvula de control de presión constante regula la presión en el lado común del fluido de potencia del múltiple. Esta presión generalmente es mayor que la presión más alta



requerida por cualquiera de los pozos. La válvula de control de flujo constante rige la cantidad de fluido de potencia que se necesita en cada pozo cuando se emplea una bomba reciprocante.

- iv. Unidad de potencia.

La potencia que requiere el sistema para la inyección del fluido motor es proporcionada por una unidad constituida por una bomba reciprocante del tipo triplex vertical y accionada por un motor eléctrico o de combustión interna.

1.3.2.6.2 Equipo subsuperficial

- i. Sistema de fluido motor.

En los sistemas de bombeo hidráulico, el fluido motor se transmite a la bomba de subsuelo y a la vez lubrica todas las partes móviles de la misma. El transporte del fluido motor y de fluido producido se realiza a través de un sistema de tuberías que dependen del tipo de sistemas de fluido o de potencia, bien sea de fluido cerrado o de fluido abierto.

- ii. Sistema de fluido cerrado.

En este caso el fluido motor no se mezcla con el pozo, lo cual hace necesario el uso de tres tuberías en el fondo del pozo: una para inyectar el fluido de potencia, una de retorno del mismo y otra del fluido de producción.

- iii. Sistema de fluido abierto.

En el sistema abierto, el fluido motor se mezcla con el fluido del pozo, lo cual hace necesario el uso de dos tuberías en el fondo: una para inyectar el fluido de potencia y otra para el retorno de la mezcla.

- iv. Bombas hidráulicas.

Las bombas hidráulicas subsuperficiales constituyen el principal componente del sistema en el fondo del pozo; estas bombas utilizan un pistón accionado por varillas y dos o más válvulas de retención. La bomba puede ser de acción simple o de doble acción. Las bombas de acción simple desplazan el fluido hasta la superficie, en el recorrido ascendente o en el descendente (no en ambos).

La bomba de doble acción tiene válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón. Por esta razón, esta bomba desplaza el fluido hasta la superficie en ambos

recorridos, ascendente y descendente, con la acción combinada de apertura y cierre de las válvulas de succión y de descarga.

La *figura 1-32* muestra los componentes de un sistema de bombeo hidráulico.

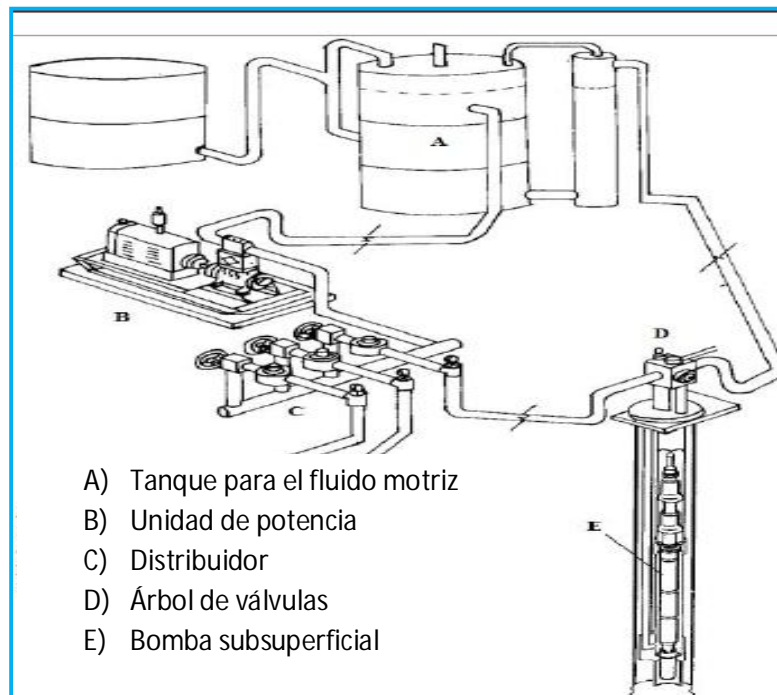


Figura 1-32) Componentes principales de un bombeo hidráulico.

1.4 Cabezal del pozo

Es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo; provee la base para el asentamiento mecánico de los elementos superficiales, proporcionando las siguientes funciones. La *figura 1-33* muestra la configuración de un cabezal de pozo.

- i. Suspensión de las tuberías de revestimiento y tuberías de producción.
- ii. Capacidad para instalar preventores cuando se está perforando.
- iii. Capacidad para instalar el árbol de válvulas (árbol de navidad) el cuál controla el flujo del pozo.

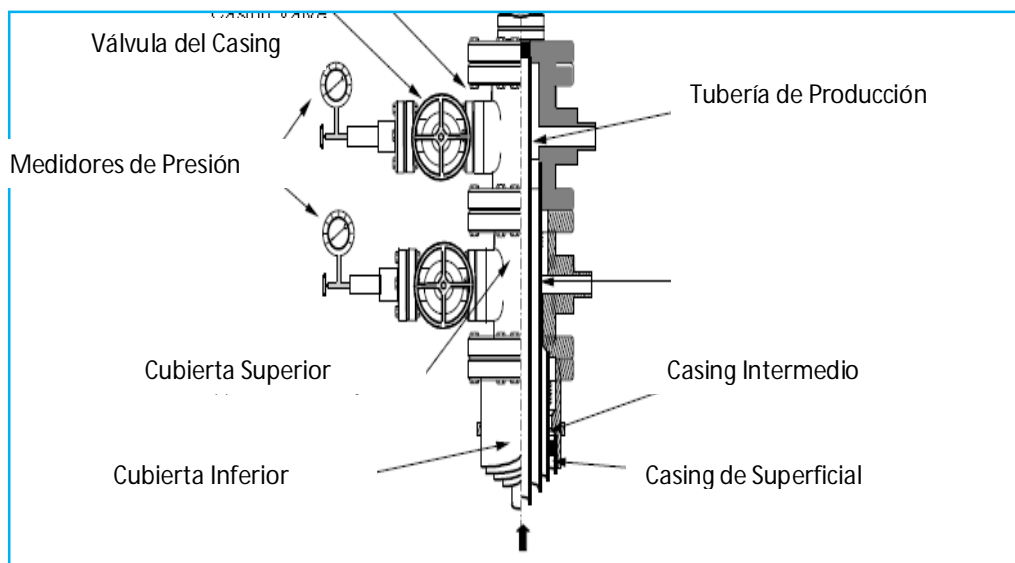


Figura 1-33) Elementos mecánicos de un pozo.

Los cabezales están construidos bajo la norma API 6^a. Esta norma es el estándar reconocido en la industria que aplica a los cabezales de pozos y árboles de navidad; fue creada para proveer un medio seguro, dimensional y funcionalmente intercambiable, la norma contempla requerimientos detallados para la fabricación de equipos para la suspensión de tubulares, válvulas y conectores utilizados en las locaciones de pozos petroleros y de gas los cuales contienen y controlan la presión y el fluido.^{xi}

Para seleccionar un cabezal se emplea un determinado nivel de especificación del producto (PSL por sus siglas en inglés Product Specification Levels), el cual se basa en un análisis cuantitativo del riesgo, que es una aproximación formal y sistemática para identificar eventos potencialmente peligrosos estimar la probabilidad de los accidentes que se pueden desarrollar, así como las consecuencias en las personas, equipo y el medio ambiente.

El estándar internacional PSL establece cinco niveles de especificación de producto:

PSL1 PSL2 PSL3 PSL3G PSL4

El PSL define diferentes niveles de documentación o niveles de requerimientos técnicos, los cuales podrían estar especificados para un producto. Generalmente estos niveles representan prácticas industriales para varias condiciones de servicio. La *figura 1-34*, muestra como se puede seleccionar el apropiado nivel de especificación para los componentes de los cabezales del pozo.

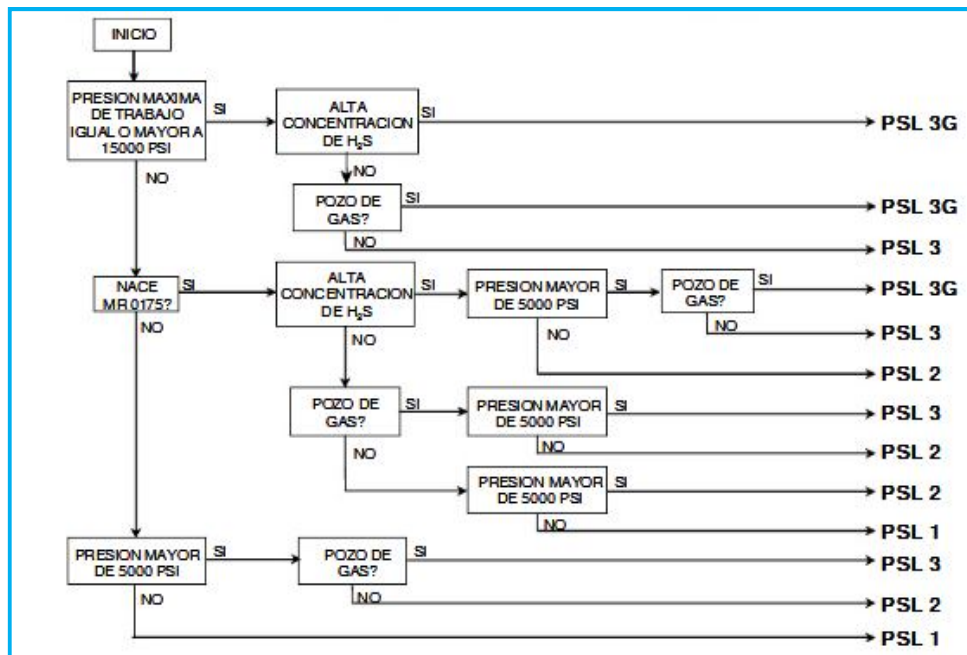


Figura 1-34) Nivel de especificación de los componentes del pozo.

1.5 Árbol de válvulas

Es un conjunto de válvulas que se instala en la parte superior del pozo con el propósito de proveer control sobre los fluidos producidos por el pozo mediante válvulas, este se fija mediante bridas al cabezal del pozo, y se le llama árbol de navidad debido a que las válvulas y tuberías hacen que se asemeje al adorno navideño (como lo muestra la *figura 1-35*).

1.6 Tubería de descarga

Son tuberías de acero, que tienen la función de transportar los fluidos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de la batería de separadores, a la planta de tratamiento o a los tanques de almacenamiento.

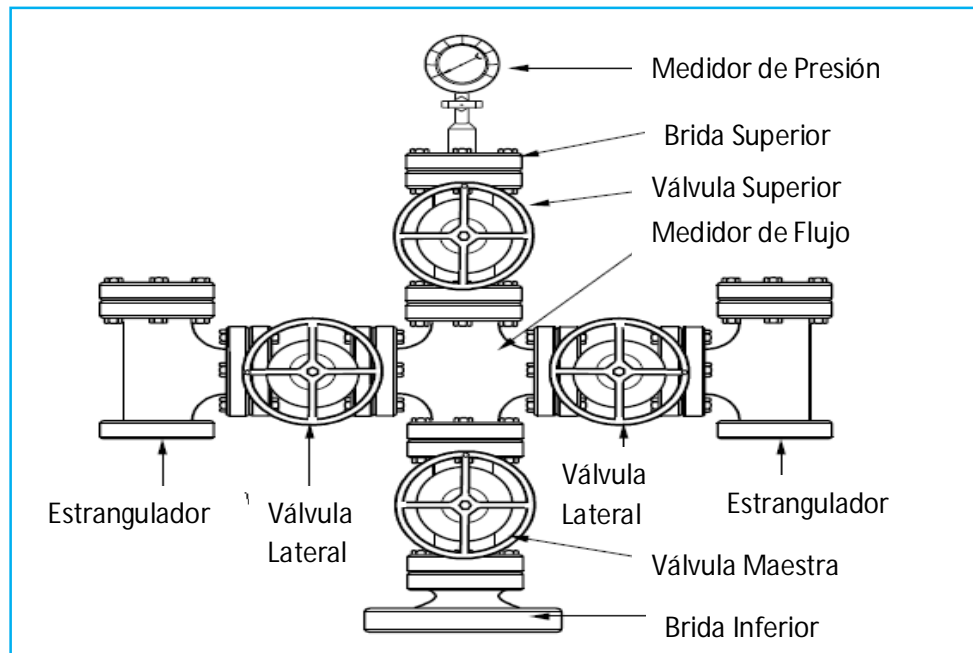


Figura 1-35) Elementos del árbol de navidad.

1.7 Estrangulador

Dispositivo mecánico que se utiliza en los pozos para provocar una restricción al flujo, para controlar la producción de agua y arena proveniente del yacimiento y así evitar problemas superficiales de producción de arena, desgaste en los elementos superficiales y subsuperficiales, arenamiento del pozo y conificación de agua o gas, por mencionar algunos.

Al instalar un estrangulador en la línea de flujo superficial, la restricción de éste provocará un aumento de la presión en el cabezal (P_{wh}) y con ello un aumento de la presión fluyente en el fondo del pozo (P_{wf}) disminuyendo el diferencial de presión a través del área de drenaje del yacimiento, la producción será menor que la obtenida cuando se producía sin estrangulador. Mientras más pequeño sea el diámetro del estrangulador, menor será el gasto de producción del pozo y mayor la presión de la cabeza del pozo.

1.7.1 Tipos de estranguladores

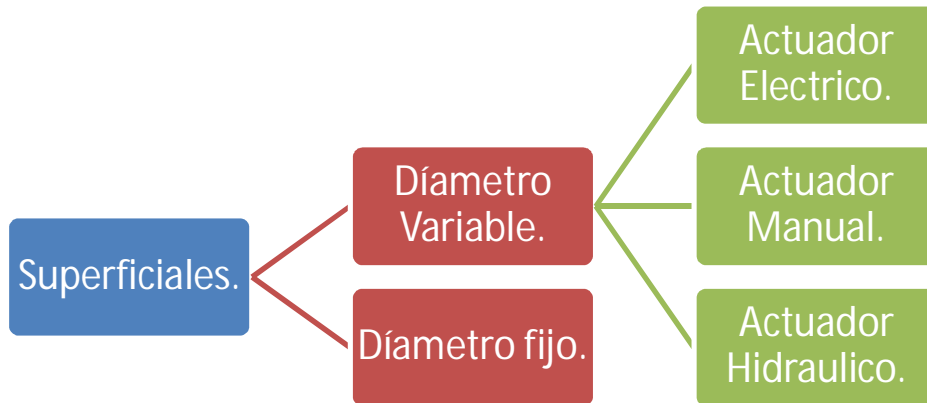


Figura 1-36) Tipos de estranguladores.

1.7.1.1 Estrangulador de diámetro fijo

Está diseñado de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo, denominado comúnmente porta-estrangulador, del que deben ser extraídos de forma manual para cambiar su diámetro. Las marcas más conocidas en la industria son los Cameron, FMT, EPN y FIP, por mencionar algunas.

La *figura 1-37* muestra un estrangulador de diámetro fijo, y se indican las direcciones del flujo.

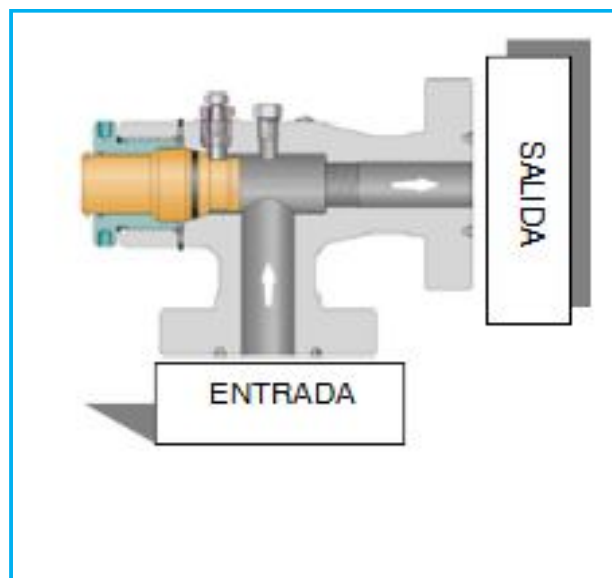


Figura 1-37) Estrangulador de diámetro fijo.

1.7.1.2 Estrangulador de diámetro variable

En este tipo de estrangulador se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene. La modificación del diámetro se realiza mediante un dispositivo mecánico, el cual opera de la siguiente manera: una aguja contenida dentro del estrangulador se mueve con respecto a su asiento a fin de poder variar la cantidad de flujo. La *figura 1-38* muestra un estrangulador de diámetro variable, con actuador manual.

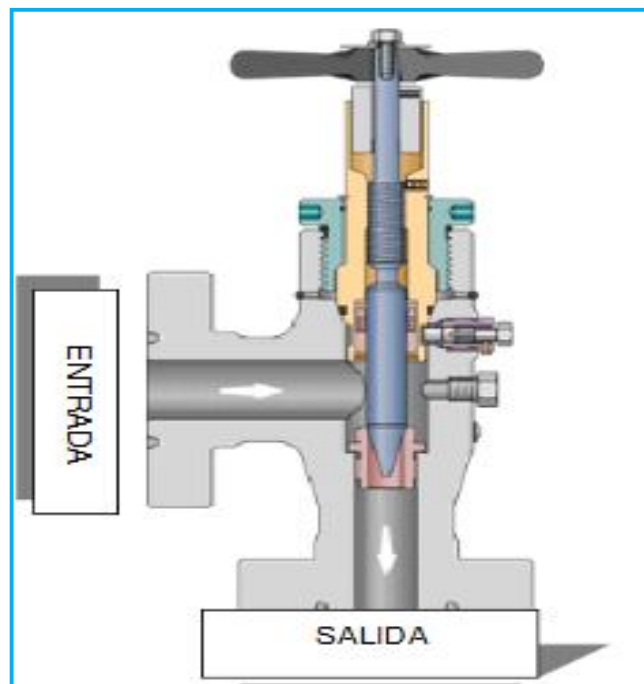


Figura 1-38) Estrangulador de diámetro variable con actuador manual.

1.7.1.3. Actuadores

Un actuador es un dispositivo capaz de transformar energía hidráulica, neumática o eléctrica en la activación de un proceso con la finalidad de generar un efecto sobre un proceso automatizado. Éste recibe la orden de un regulador o controlador y en función a ella genera la orden para activar un elemento final de control como, por ejemplo, una válvula.

Los actuadores hidráulicos, neumáticos y eléctricos son usados para manejar aparatos mecatrónicos. Por lo general, las actuadores hidráulicos se emplean cuando lo que se necesita es potencia y los neumáticos son simples posicionamientos. Sin embargo los hidráulicos requieren mucho equipo para suministro de energía, así como de mantenimiento periódico. Por otro lado, las aplicaciones de los modelos neumáticos también son limitadas desde el punto de vista de precisión y mantenimiento.



En la industria petrolera los actuadores pueden ser:

- i. Manuales

El actuador es un volante de metal, el cual se puede girar para variar el tamaño de la restricción o aumentarlo, de acuerdo a las necesidades del pozo.

- ii. Hidráulico o eléctrico

En el actuador hidráulico, la energía que se necesita para modificar el diámetro de la restricción, se obtiene mediante el uso comúnmente de nitrógeno líquido a una determinada presión. En los actuadores eléctricos se emplea una señal eléctrica rectificadora, para evitar retrasos en la señal.

1.7.1.4. Partes de un estrangulador ajustable

A continuación se muestra cada una de las partes que componen un estrangulador ajustable.

- i. Cuerpo.
- ii. Base.
- iii. Empaque.
- iv. Vástago o barra maestra.
- v. Seguro.
- vi. Empaque.
- vii. Anillo de retén.
- viii. Stemp packing.
- ix. Casquete de aleación de acero
- x. Bola de nylon.
- xi. Tornillo de mano.
- xii. Medidor de apertura del estrangulador.
- xiii. Tornillo de ajuste del medidor.
- xiv. Rueda de mano
- xv. Arandela.
- xvi. Tuerca hexagonal.
- xvii. Punto de lubricación.

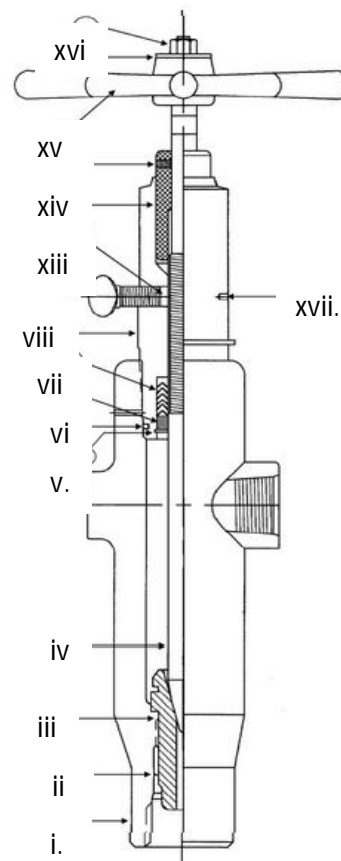


Figura 1-39) Componentes de un estrangulador ajustable.



1.8 Separador

Es una pieza del equipo de tratamiento de crudo en superficie, la cual permite la separación, medida y muestreo de los fluidos que se extraen del subsuelo.

El separador cuenta con componentes mecánicos internos que ayudan en la separación de los fluidos que se ven afectados en primera instancia por la fuerza de gravedad, estos elementos internos ayudan a disminuir en gran medida el tiempo de retención que se requiere para una separación efectiva de los fluidos.

En el separador, los fluidos se separan naturalmente debido a los efectos de la gravedad y de la diferencia de densidad entre los componentes del flujo entrante; las partículas más pesadas del flujo van al fondo, mientras que las más livianas permanecen en la superficie; el gas sube y el líquido tenderá a permanecer en el fondo del separador. La separación es básicamente un proceso natural que se genera por la retención de los fluidos el tiempo suficiente y a una muy baja velocidad mientras el proceso de separación ocurre.

Cerca del 95% de la separación gas-líquido ocurre dentro del separador instantáneamente. La densidad relativa entre el gas y el líquido está típicamente en una relación de 1 a 20 por lo que la separación es rápida; usualmente toma únicamente unos pocos segundos, sin embargo algunos líquidos permanecen en el gas en forma de una mezcla fina, este líquido deberá ser separado del gas con la ayuda de elementos mecánicos para que la separación sea completa.

El separador tiene una entrada principal de fluidos, en las líneas de salida se coloca un medidor de orificio para registrar el volumen de gas que se genera en el proceso, mientras que unas turbinas de desplazamiento positivo se instalan en las salidas de agua y crudo para el cálculo efectivo de volúmenes; se instalan adicionalmente elementos de control, que permiten regular las condiciones de operación de acuerdo a los volúmenes producidos, presiones y temperaturas, tales como controladores de presión y de nivel, además de elementos de seguridad que buscan proteger la integridad de las personas y el equipo.

Los tres tipos principales de separadores utilizados en la industria petrolera son los verticales, horizontales y esféricos, los cuales ofrecen determinadas ventajas y desventajas dependiendo de los fluidos a manejar.



1.8.1 Separador vertical. (Como lo muestra la figura 1-40)

Ventajas:

- i. Es más fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de cualquier material sólido.
- ii. El control del nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.
- iii. Debido a que el nivel de líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para el flujo de pozos que se produce por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos de líquido que entren al separador.
- iv. Hay menor tendencia de revaporización de líquidos.

Desventajas:

- i. Son más costosos que los horizontales.
- ii. Son más difíciles de instalar que los horizontales.
- iii. Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

1.8.2 Separador horizontal. (Como lo muestra la figura 1-41)

Ventajas:

- i. Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- ii. Son más económicos que los verticales.
- iii. Son más fáciles de instalar que los verticales.
- iv. Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma; para ello donde queda la interfaz gas-líquido se instalan placas rompedoras de espuma.

Desventajas:

- i. No son adecuados para manejar fluidos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, debido a que es difícil realizar la limpieza de este tipo de separadores.
- ii. El control de nivel de líquido es más crítico que el de los separadores verticales.

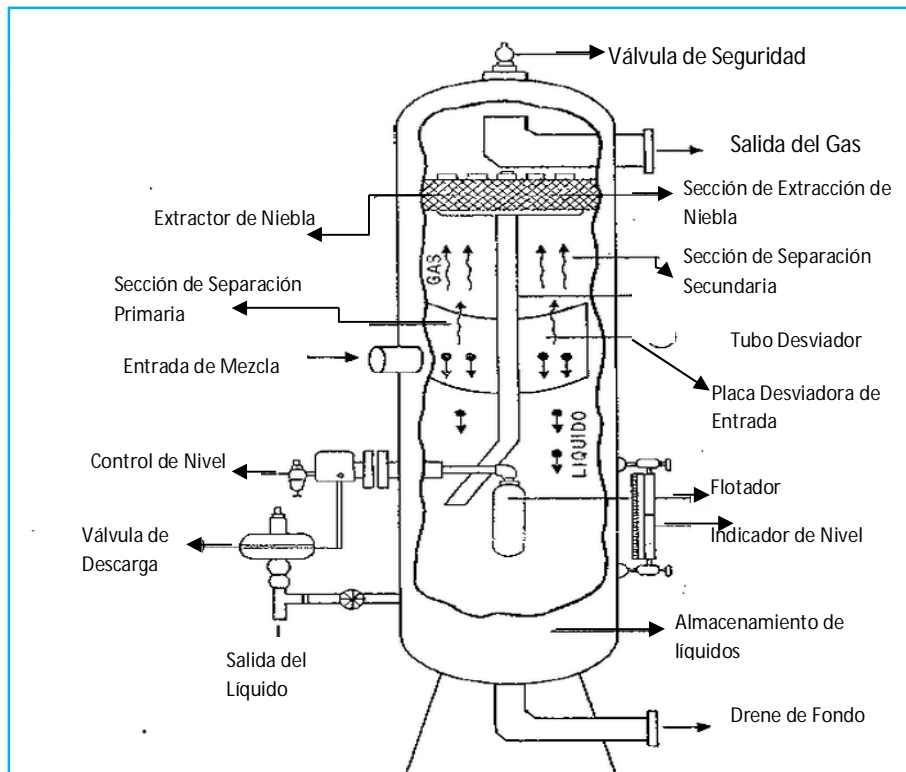


Figura 1-40) Esquema de un separador vertical.

1.8.3 Separador esférico. (Como lo muestra la figura 1-42)

Ventajas: ^{viii}

- i. Más baratos que los horizontales o verticales.
- ii. Más compactos que los horizontales y los verticales, por lo que se usan en plataformas costa fuera.
- iii. Los diferentes tamaños disponibles lo hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

Desventajas:

- i. Tienen un espacio de separación muy limitado.



Figura 1-41) Esquema de un separador horizontal.



Figura 1-42) Esquema de un separador esférico.



1.9 Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de aceite o gas para su uso posterior o comercialización. Los tanques de almacenamiento se clasifican en:

- i. Cilíndricos horizontales.
- ii. Cilíndricos verticales de fondo plano.

Los tanques cilíndricos horizontales generalmente son de volúmenes relativamente bajos, debido a que presentan problemas por fallas de corte y flexión, por lo general se usan para almacenar volúmenes pequeños. Los tanques cilíndricos verticales de fondo plano permiten almacenar grandes cantidades volumétricas con un costo bajo, con la limitante que sólo se pueden usar a presión atmosférica o presiones internas relativamente pequeñas. Estos tipos de tanque se clasifican en:

- i. De techo fijo.
- ii. De techo flotante.
- iii. Sin techo.

El diseño y cálculo de los tanques de almacenamiento se basa en la publicación que realiza el “Instituto Americano del Petróleo”, al que esta institución designa como “ESTÁNDAR A.P.I. 650” para tanques de almacenamiento a presión atmosférica y “ESTÁNDAR A.P.I. 620” para tanques de almacenamiento sometidos a presiones internas. El estándar A.P.I. 620 sólo cubre aquellos tanques en los cuales se almacenan fluidos líquidos y están contruidos de acero con el fondo uniformemente soportado por una cama de arena, grava, concreto y asfalto. Diseñados para soportar una presión de operación atmosférica o presiones internas que no excedan el peso del techo por unidad de área, operar a una temperatura no mayor a 93°C y que no sean usados para servicios de refrigeración.

De acuerdo al estándar, A.P.I. 620, los tanques se clasifican de acuerdo al tipo de techo, lo que proporcionará el servicio recomendable para estos.

Techo fijo: Se emplean para contener productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros (no inflamables) como son : agua, diesel, asfalto o petróleo crudo por mencionar algunos, debido a que al disminuir la columna del fluido se va generando una cámara de aire que facilita la evaporización del fluido, lo que es altamente peligroso.



Los techos fijos se clasifican en:

- i. Techos auto-soportados.
- ii. Techos soportados.

Techo flotante: Se emplea para almacenar productos con alto contenido de volátiles como son: alcohol, gasolinas y combustibles en general.

Este tipo de techo fue desarrollado para reducir la cámara de aire, o espacio libre entre el espejo del líquido y el techo, además de proporcionar un medio aislante para la superficie del líquido y reducir la velocidad de transferencia de calor al producto almacenado durante periodos en que la temperatura ambiental es alta, evitando así la formación de gases (su evaporización), y consecuentemente, la contaminación del medio ambiente; al mismo tiempo que se reducen los riesgos al almacenar productos inflamables.

1.10 Sistemas de seguridad

El propósito de los sistemas de seguridad es proteger al personal, medio ambiente y a las instalaciones; el objetivo principal de los sistemas de seguridad es evitar el derrame de los hidrocarburos en cualquier proceso y reducir al mínimo los efectos adversos de esos derrames si se presentan. Esto se puede lograr si se tiene implementado lo siguiente:

- i. Control automático por sensores.
- ii. Medidas de protección autónomas.
- iii. Cierres de emergencia.

Un ejemplo de esto es el sistema supervisorio de control y adquisición de datos (SCADA), el cual permite el control y monitoreo de los sistemas de transporte de aceite y gas en tiempo real los 365 días del año, las 24 horas del día.

Dentro de su estrategia tecnológica y de seguridad, PEMEX diseñó en 1994 e inició en 1997 la construcción y implementación del sistema de vanguardia SCADA, que permitió una operación más flexible, confiable y segura en la red nacional de gasoductos y oleoductos, al preservar la integridad física de los ductos y la proteger al medio ambiente, así como a centros urbanos y comunidades.^{ix}

Este sistema permite contar con equipos e instrumentos para garantizar condiciones seguras de transporte y poder accionar en forma remota y oportuna las válvulas de seccionamiento en caso de emergencia; este sistema monitorea las condiciones operativas (presión, flujo, temperatura, composición) en tiempo real, lo cual permite tomar decisiones operativas para evitar cualquier tipo de adversidad.

1.11 Dimensionamiento del sistema integral de producción

Para diseñar un aparejo de producción es necesario tener en cuenta el estado mecánico del pozo, (diámetros de las tuberías de revestimiento, profundidad de anclaje del empacador, profundidad de intervalos, por mencionar algunos), el cual debe cumplir con los requerimientos de presión interna y externa, colapso, tensión, esfuerzos axiales, elongación, compresión y los cambios físicos que sufren los aparejos de producción: Efectos de pistón, alabeo helicoidal, aglobamiento, térmico y contracción.

1.11.1 Análisis de sistemas de producción

El movimiento o transporte de los fluidos producidos por el pozo requiere de energía para superar las pérdidas por fricción en el sistema y elevar los productos a la superficie. El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes en los cuales se tienen pérdidas de presión. ^x

Las posibles pérdidas de presión que presenta un sistema integral de producción, en cada componente que lo integra, son representadas en la *figura 1-43*.

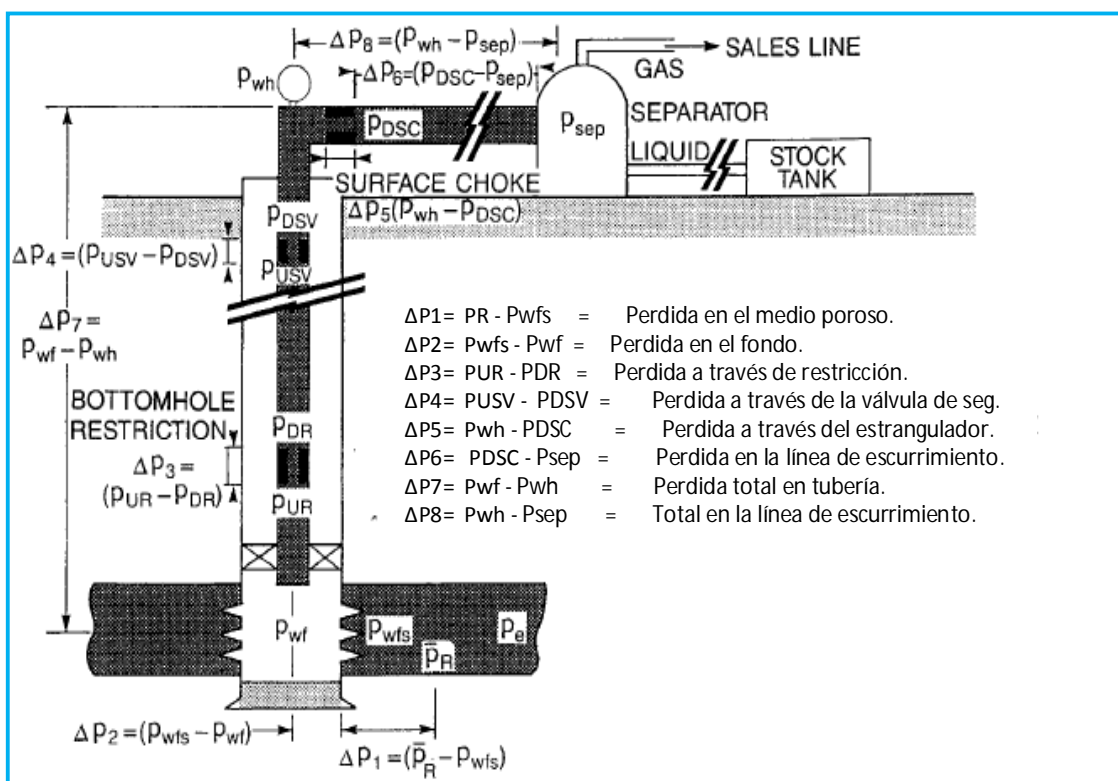


Figura 1-43) Posibles caídas de presión en un sistema integral de producción.



La caída de presión total en el sistema, a cualquier tiempo, equivale a la presión inicial de los fluidos contenidos en el yacimiento al momento de poner en producción el pozo menos la presión final con la que llegan los fluidos a la superficie o punto de análisis.

Estos cambios de presión son la suma de los cambios ocurridos en cada uno de los componentes del sistema. El cambio de presión a través de cualquiera de ellos varía con los gastos de producción, los cuales deberán ser controlados por los componentes seleccionados. La selección y medida de los componentes individuales es importante ya que un cambio o variación de presión en uno de ellos genera cambios en los demás, sobre todo si tomamos en cuenta que los fluidos son compresibles. Por lo tanto, la caída de presión en un componente no sólo depende del gasto sino también de la presión promedio del yacimiento. El diseño final del sistema de producción no puede ser separado del comportamiento del yacimiento y de las tuberías de manera independiente. La cantidad de aceite y gas fluyendo dentro del pozo desde el yacimiento depende de la caída de presión en el sistema de tuberías, y de la cantidad de fluidos que pasan a través de éstas, por lo que todo el sistema de producción deberá ser analizado como una sola unidad.

El gasto de producción de un pozo, muchas veces puede ser restringido por los cambios de un componente del sistema. Si el efecto de cada componente en el sistema total puede ser separado, el rendimiento de cada uno de ellos puede ser optimizado de la manera más económica. La experiencia ha demostrado la gran cantidad de dinero que puede ser derrochado en las estimulaciones de formaciones, cuando en realidad, el problema de la capacidad de producción del pozo se encontraba en el diámetro de tuberías pequeñas.

Estas prácticas han demostrado que no sólo se gasta dinero al sobre diseñar los equipos sino que también se reduce el gasto al tener que soportar la columna ejercida por los líquidos sobre el yacimiento, y sea necesaria una instalación temprana de un sistema artificial de producción.

Uno de los componentes más críticos del sistema es la tubería, pues un 80% de la energía disponible es consumida en el movimiento de fluidos desde el fondo a la superficie a través de ella.

Por lo tanto, la selección del diámetro óptimo de la tubería es uno de los pasos más importantes en el proceso de diseño del conjunto ya terminado, debido a que el costo de la tubería es muy alto, llegando a representar el 40% del costo total de la terminación del pozo.

Un método para analizar un pozo el cual permite determinar la capacidad de producción y una combinación de componentes, es descrito a continuación. Estos métodos permiten determinar puntos de excesiva resistencia al flujo o a cambios de presión en alguna parte del sistema.

1.11.2 Sistema de análisis de aproximados

Los sistemas de análisis aproximado, llamado “Análisis Nodal”, se han aplicado por muchos años para realizar el análisis de sistemas interactivos como: circuitos eléctricos, complejas redes de líneas de tuberías y sistemas de bombeo centrífugo.

Esta aplicación para sistemas de producción fue propuesta por Gilbert en 1954 y discutida por Nind en 1964 y posteriormente por Brown y Beggs en 1976 y 1983.

El procedimiento consiste en seleccionar un número de puntos o nodos en el pozo y dividir el sistema. La localización de nodos generalmente más usada se muestra en la *figura 1-44*.

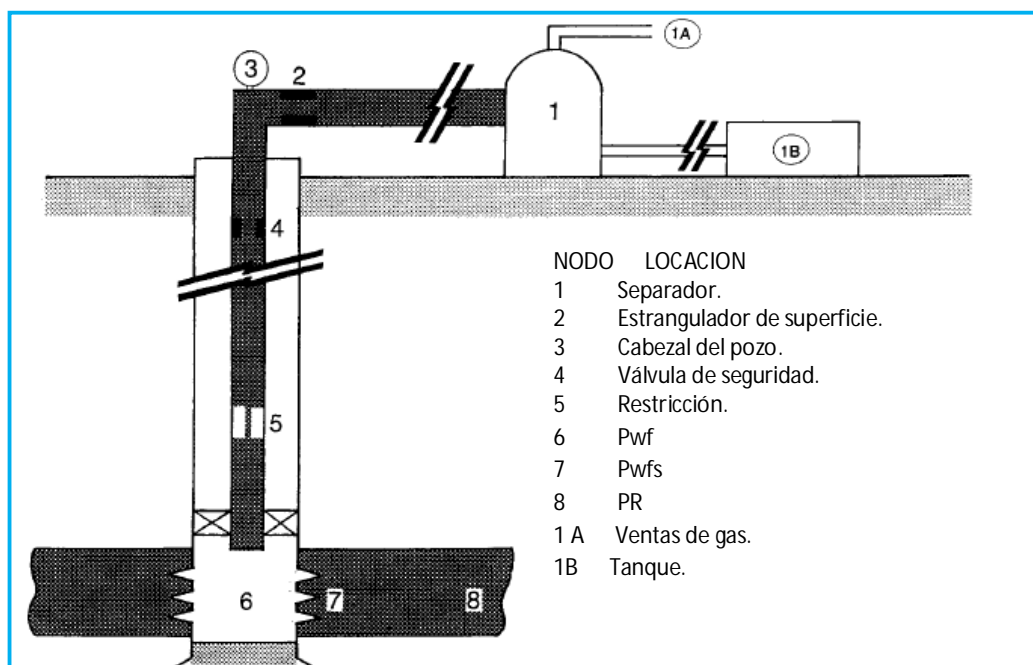


Figura 1-44) Localización de los nodos en un sistema integral de producción.

Todos los componentes arriba del nodo componen la sección de flujo, la sección fuera del flujo consiste en todos los componentes abajo del nodo.

Una relación entre el gasto y la caída de presión se debe evaluar para cada componente del sistema; se puede determinar el gasto a través del sistema satisfaciendo los siguientes requerimientos:

- i. El flujo fuera del nodo es igual al flujo dentro del nodo.
- ii. Únicamente una presión puede existir en el nodo.



En cualquier tiempo en particular en la vida del pozo, dos presiones pueden permanecer fijas y no son función del gasto: una de estas presiones es la presión promedio o la presión estática de yacimiento (PR) y la segunda presión en el sistema, es la presión de salida.

La presión de salida es usualmente la presión del separador (P_{sep}), pero si el pozo está controlado por un sistema de estrangulador de superficie la presión de salida fija debe ser la presión en la salida de la cabeza del pozo.

Únicamente el nodo es seleccionado y la presión del nodo se calcula para ambas direcciones partiendo de la presión establecida.

Entrada al nodo

$$PR - \Delta P (\text{componentes corriente arriba}) = P \text{ nodo}$$

Salida del nodo

$$P_{sep} + \Delta P (\text{componentes corriente abajo}) = P \text{ nodo}$$

La caída de presión (ΔP) en algunos componentes varía mucho con el gasto (q), al graficar estos dos parámetros, se obtiene una gráfica, que muestra la presión del nodo contra gasto, lo cual genera dos curvas, donde las intersecciones de éstas satisfacen las condiciones para la entrada y salida del nodo y establecen la capacidad de flujo para ese punto, como lo muestra la *figura 1-45*.

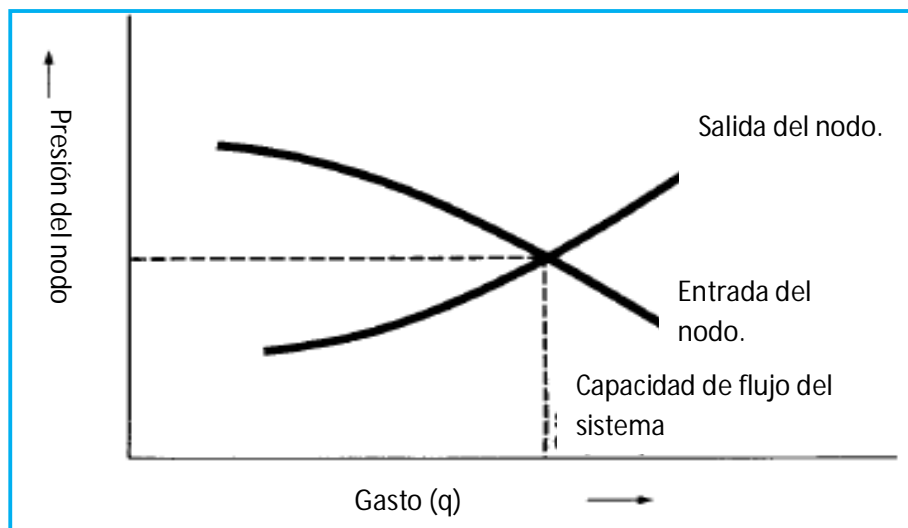


Figura 1-45) Determinación de la capacidad de flujo.

Los efectos de un cambio en alguno de los componentes pueden ser analizado, para recalculer la presión del nodo contra el gasto; usando las nuevas características de los



componentes que se han modificado, si se efectuó un cambio en los componentes corriente arriba, la curva de flujo a la salida del nodo no varía.^{xiv}

Si el cambio es hecho en los componentes corriente abajo, la curva de flujo a la entrada del nodo quedaría sin cambio; sin embargo la intersección entre las curvas variará si es una nueva capacidad de flujo o presión de nodo; las curvas también se pueden modificar si existen variaciones en las presiones fijas, lo cual puede ocurrir con la declinación de la presión del yacimiento. El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema de producción simple, el cual es mostrado en la *figura 1-46*, seleccionando la cabeza del pozo como nodo solución.

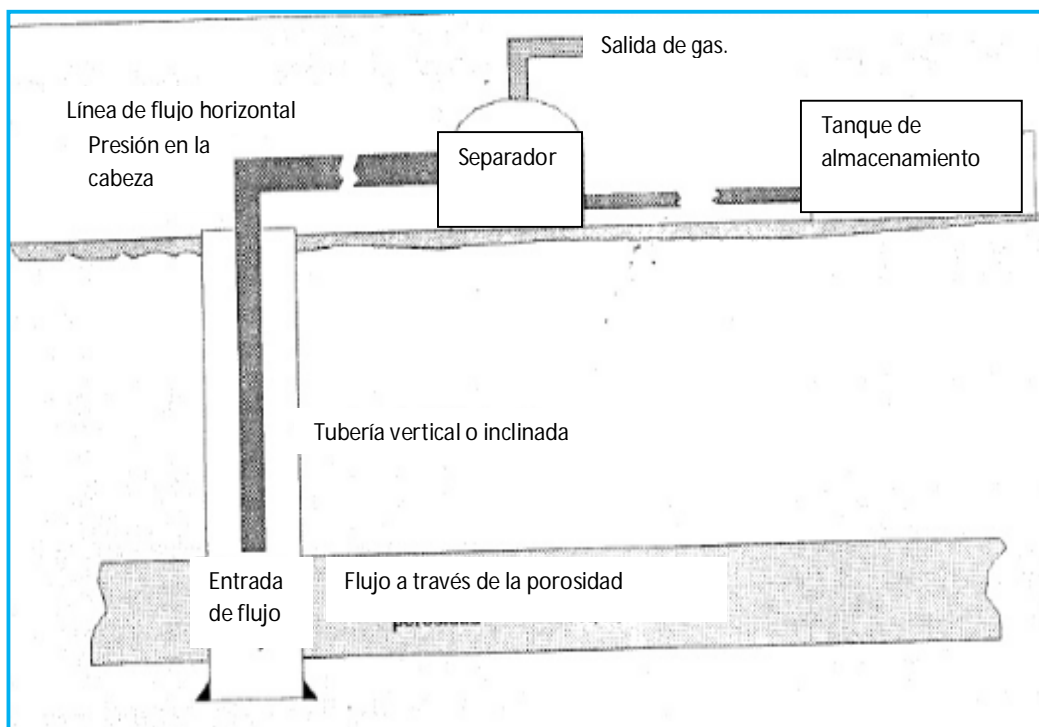


Figura 1-46) Aparejo de producción simple.

Entrada al nodo

$$PR - \Delta P \text{ restricción} - \Delta P_{\text{tub}} = P_{wh}$$

Salida del nodo

$$P_{sep} + \Delta P \text{ línea de flujo} = P_{wh}$$

El efecto de la capacidad de flujo al cambio de diámetro de la tubería se ilustra en la *figura 1-47*, el efecto de diámetros mayores en la línea de descarga reducirá la caída de presión como se observa en la *figura 1-48*.

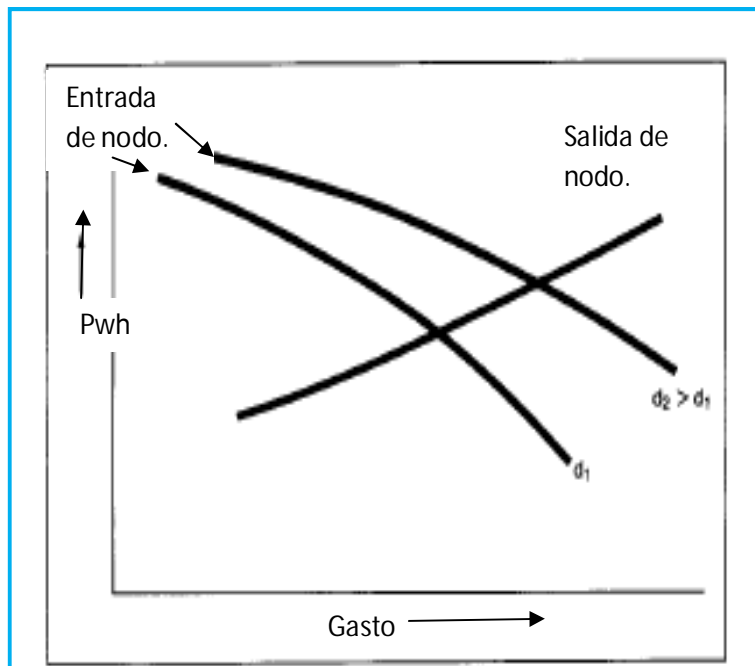


Figura 1-47) Efecto del diámetro de tubería.

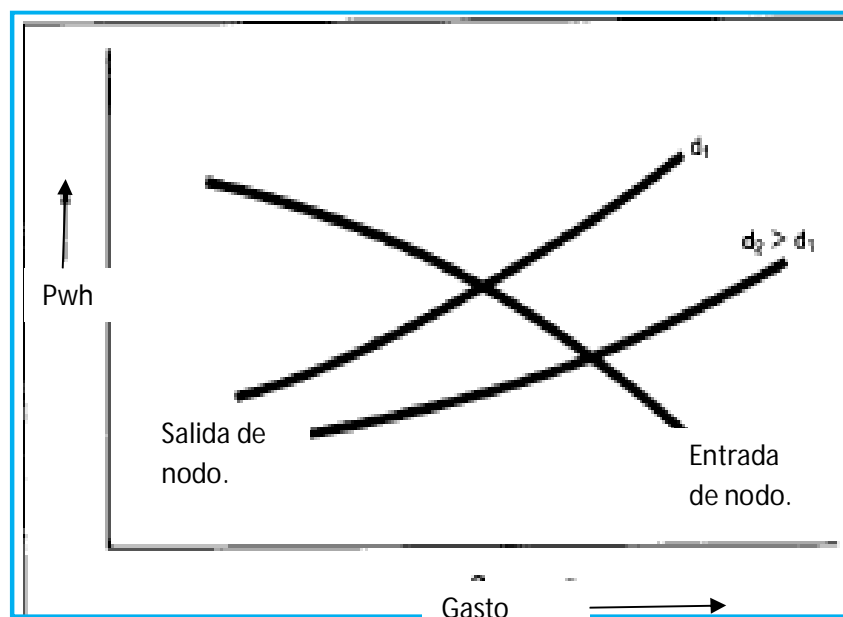


Figura 1-48) Efecto del diámetro de la línea de flujo.

El efecto de un cambio en cualquiera de los componentes del sistema puede ser identificado de esta manera; también puede determinarse la declinación en la presión del yacimiento o el cambio en la presión de separación.



El sistema nodal puede ser utilizado para analizar muchos problemas con respecto a la producción de pozos de gas y aceite. El procedimiento puede ser utilizado para ambas condiciones de flujo y sistemas de inyección. Si el efecto del método de inyección de gas puede ser expresado como una función del gasto. La lista principal de las posibles aplicaciones se lista a continuación:

- i. Selección del diámetro de la tubería.
- ii. Selección del gasto de flujo.
- iii. Diseño del estrangulador.
- iv. Diámetro de válvula de seguridad o válvula de tormenta.
- v. Análisis y existencia de restricciones de flujo anormales.
- vi. Diseño de un sistema artificial de producción.
- vii. Evaluación de estimulación de pozos.
- viii. Determinación del efecto de compresión sobre el comportamiento de la densidad de disparos.
- ix. Predicción del efecto de la declinación con respecto a la capacidad de producción.
- x. Determinación del volumen de gas a inyectar.
- xi. Relación del comportamiento del campo con el tiempo.

Ya que la selección del diámetro de la tubería depende del comportamiento del pozo es necesario predecir la respuesta del yacimiento a los cambios de presión en el mismo. La respuesta del pozo a los cambios de presión se denomina comportamiento de afluencia.

Debido a la naturaleza del flujo de fluidos en medios porosos, las relaciones entre el gasto producido y los decrementos de presión cambian con respecto al tiempo y la presión promedio del yacimiento. El diseño para la terminación de un pozo y la planeación futura requiere de métodos para predecir la producción a diferentes caídas de presión para extrapolar el comportamiento del pozo en periodos de tiempo de la vida del pozo más largos.



CAPÍTULO 2

Sistemas de producción en aguas profundas



CAPÍTULO 2

“SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS”

El incremento en la demanda de energía y el lento desarrollo de fuentes alternativas han mantenido hasta la actualidad a los combustibles fósiles como la principal fuente de energía en el mundo. En la *figura 2-1* se puede observar que aún con la declinación en la participación del petróleo como fuente de energía, pasando de 46% en 1980 a 37% en el año 2008, los hidrocarburos representan alrededor del 60% de la energía consumida en el planeta.

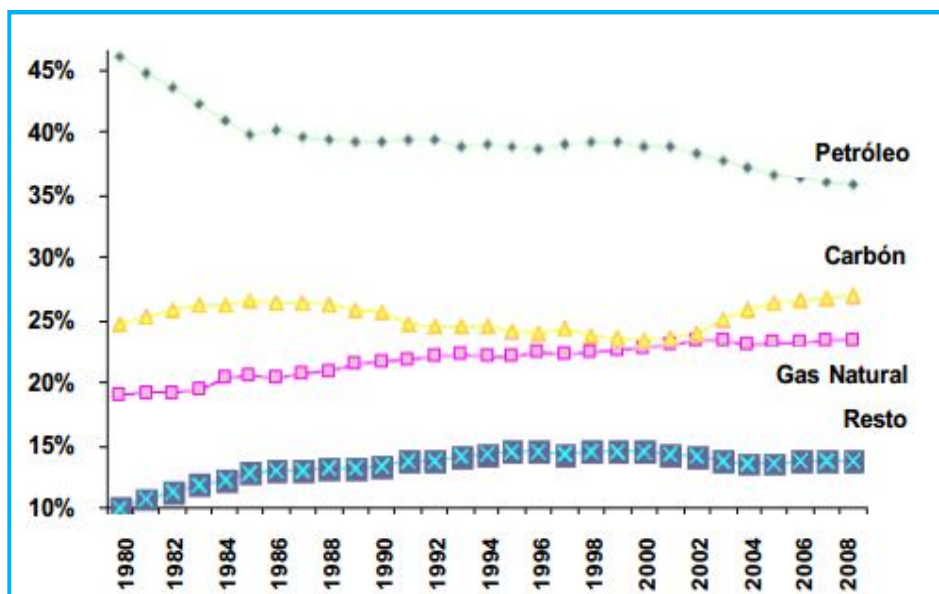


Figura 2-1) Fuentes de energía primaria en el mundo. ^x

De la producción actual de petróleo, alrededor de 82 millones de barriles por día (MMbd), la producción de yacimientos en tierra aporta 50 MMbd y el resto proviene de yacimientos costa afuera. En la *figura 2-2* se puede observar que de los 32 MMbd de petróleo obtenido de campos marinos, alrededor de 8 MMbd corresponden a yacimientos localizados en aguas profundas.

La producción de petróleo costa afuera en el mundo inicio en la década de 1930; y como puede apreciarse en la *figura 2-2*, desde entonces se ha incrementado de manera gradual de 1 MMbd en 1960 a 32 MMbd en la actualidad. De hecho, la producción de aceite y gas de los campos marinos ha mantenido su crecimiento aun después de que en décadas pasadas la producción proveniente de yacimientos en tierra alcanzó su mayor nivel e ha iniciado su proceso de declinación.

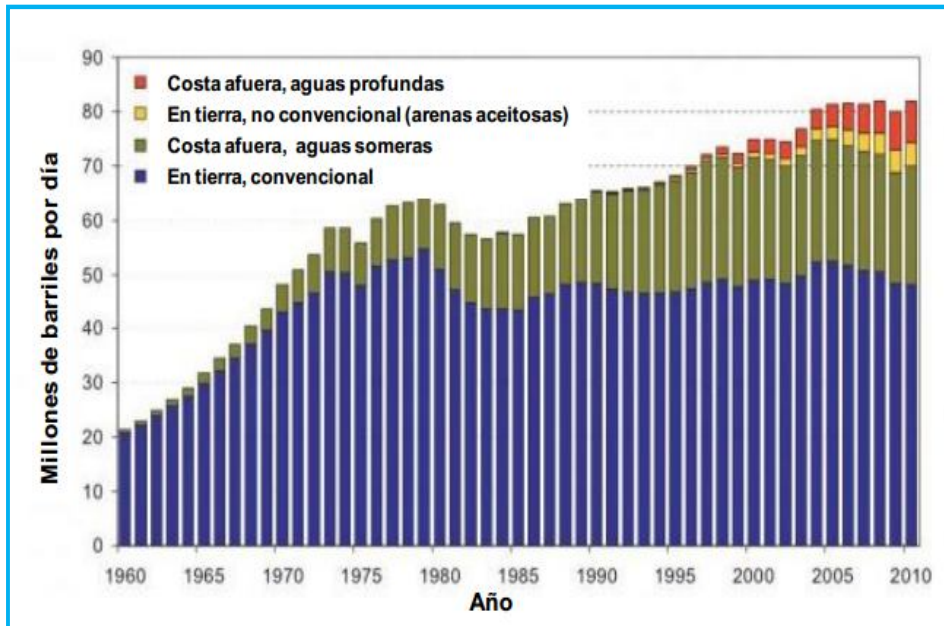


Figura 2-2) Producción global de petróleo, en tierra y en mar.^{xi}

En la figura 2-3 se muestra la variación histórica de las aportaciones a la producción total de las principales regiones del mundo y sus respectivos niveles de consumo. En esta figura se puede apreciar que los países del Medio Oriente tienen la mayor tasa de producción pero el menor nivel de consumo de petróleo; el caso contrario se presenta para los países de la región Asia-Pacífico, América del Norte y Europa.

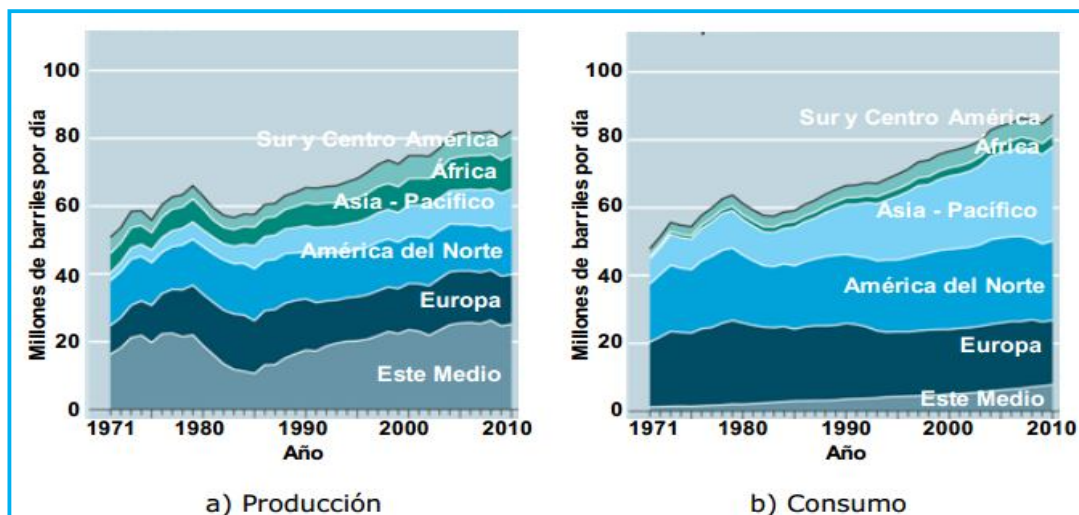


Figura 2-3) Historia de la producción y consumo de petróleo en el mundo.^{xii}



En México, la explotación de hidrocarburos costa afuera inició a finales de los años setentas con el descubrimiento del campo Cantarell, logrando este sector una aportación máxima al total de la producción de alrededor de 3 MMbd en el 2002, año a partir del cual inició su declinación. En la *figura 2-4* se muestra la variación de la producción de petróleo en México entre los años 1983 a 2010.



Figura 2-4) Producción de petróleo en México.^{xiii}

La producción global de aceite y gas dentro de los continentes incluyendo a México, ha tenido una caída de hasta 10 MMbd con respecto a su máximo valor histórico de 54 MMbd logrado en 1979ⁱⁱ. Esta situación ha motivado a la industria del petróleo a incursionar en el mar, cada vez en aguas más profundas en la búsqueda de nuevos yacimientos, se ha logrado la perforación de pozos en tirantes de agua mayores a 3000 m y de producción en 2934 m, como el pozo Tobago en el Golfo de México, *figura 2-5*.

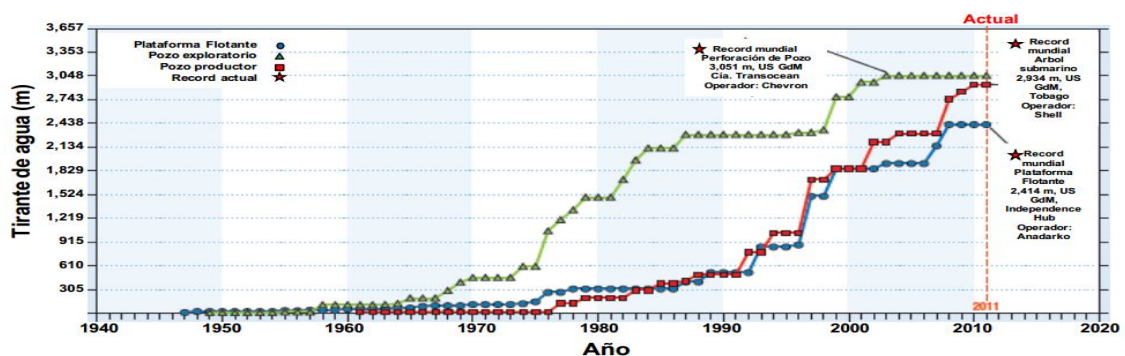


Figura 2-5) Avance en tirante en la perforación de pozos y producción de petróleo.^{xiv}

Datos recientes indican que más de la mitad de los descubrimientos efectuados durante los últimos diez años corresponden a yacimientos costa afuera, aportando los campos en aguas profundas y ultra-profundas el 41% de las nuevas reservas ⁱⁱⁱ. En los últimos cinco años se han efectuado hallazgos de campos gigantes o de tamaño significativo con reservas de aproximadamente 41 mil MMbd en aguas profundas de Brasil, Estados Unidos, Angola, Australia, India, Nigeria, Ghana y Malasia.

La explotación de hidrocarburos costa afuera representa un tercio de la producción mundial y se estima que esta tendencia se incrementará al continuar en la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas localizados en aguas profundas y ultra-profundas; por lo tanto es importante conocer las tecnologías utilizadas en la industria para satisfacer la demanda de hidrocarburos.

2.1 ¿Qué son aguas profundas?

Se refiere a la exploración y explotación de regiones ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros, medidos desde el espejo de agua hasta el lecho marino, y que lleguen hasta máximo 1500 metros; superando los 1500 metros se consideran aguas ultra-profundas *figura 2-6*.

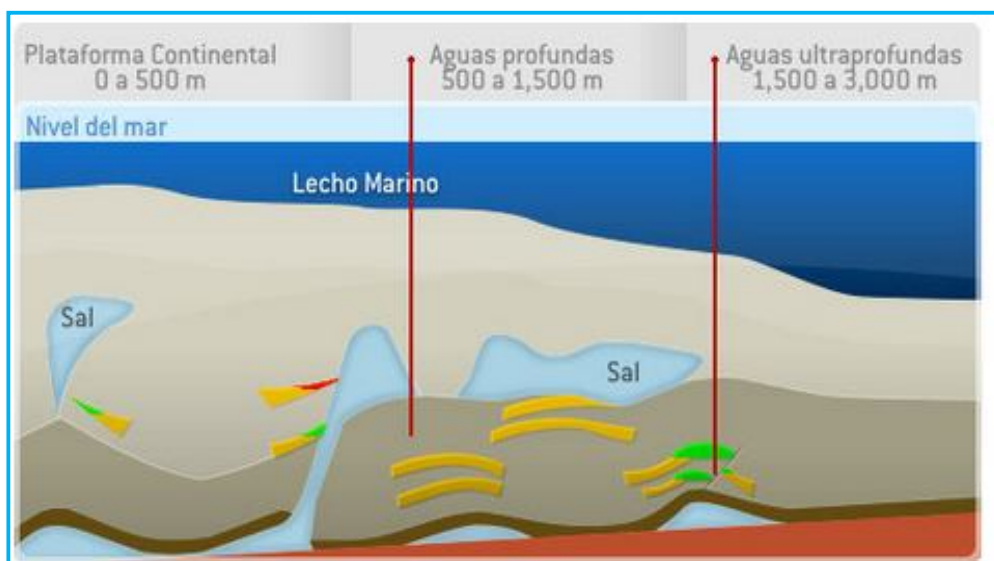


Figura 2-6) Definición de aguas profundas y ultra-profundas.

2.2 Localización de aguas profundas en México

El área prospectiva de Aguas Profundas en México se localiza en el Golfo de México, tiene una extensión de alrededor de 575,000 Km² y fue dividida en cinco sectores, como lo muestra la *figura 2-7*.



Figura 2-7) Localización de las principales zonas de hidrocarburos en aguas profundas en México.^{xv}

2.3 Estimación de petróleo en aguas profundas

Los trabajos de exploración llevados a cabo en Pemex por más de setenta años han permitido estimar el potencial petrolero de México e identificar las principales cuencas petroleras, como lo muestra la *figura 2-8*.

A partir de información geológica y geofísica obtenida, se han descubierto distintas cuencas petroleras, destacando la parte profunda del Golfo de México, que a diferencia de las demás, se encuentra poco explorada y cuenta con las mejores expectativas para encontrar nuevas reservas.^{viii}

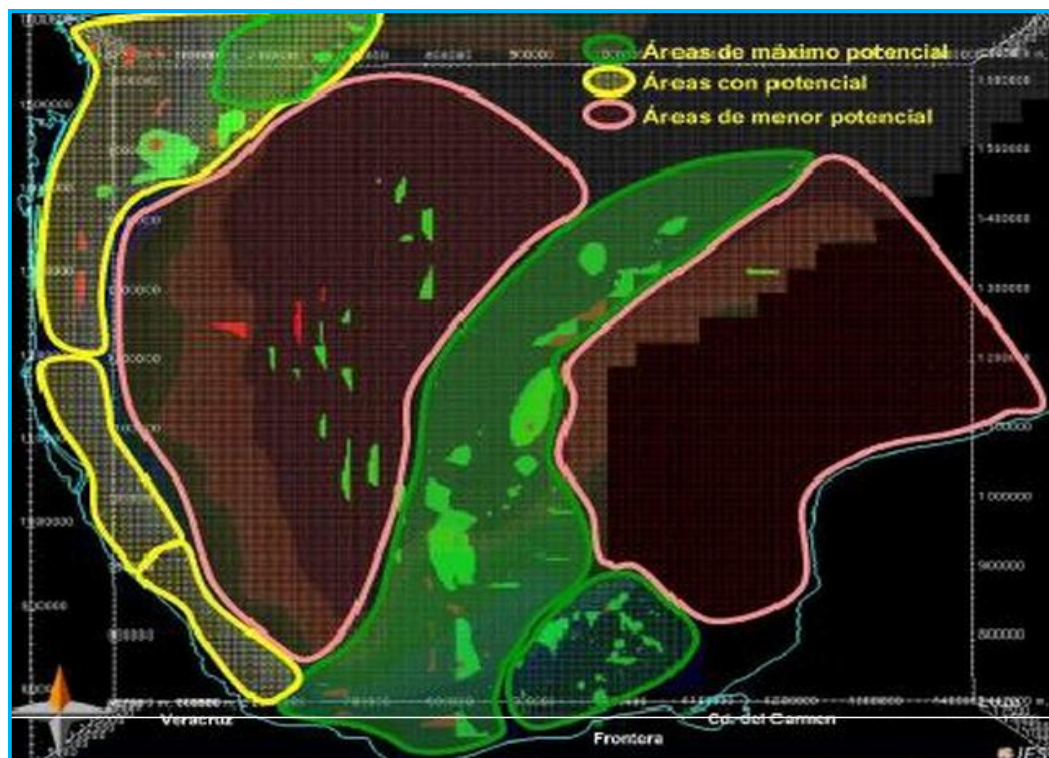


Figura 2-8) Principales áreas de interés en México.^{xvi}

2.4 Principales retos al operar en aguas profundas

Los principales retos que enfrenta Pemex para materializar las metas en términos de incorporación y producción en aguas profundas son:^{ix}

- i. Recursos humanos: Se requiere fortalecer las capacidades y habilidades de los recursos humanos en disciplinas críticas para la exploración y desarrollo en aguas profundas.
- ii. Exploración: Resulta fundamental descubrir y desarrollar reservas en aguas profundas, adquirir habilidades para la exploración de prospectos subsalinos y aumentar la probabilidad de éxito exploratorio mediante un mejor procesamiento e interpretación de sísmica.
- iii. Explotación: Se requiere el diseño y construcción de infraestructura de producción en tirantes de agua mayores a 500 metros, que permitan la puesta en operación en el año 2012-2013, así como el diseño de pozos de alta productividad (desviados y horizontales).



- iv. Tecnología: Es fundamental acelerar el desarrollo de habilidades críticas para la exploración y desarrollo de campos en aguas profundas mediante convenios tecnológicos, visualización subsalina, diseño e instalaciones submarinas con apoyo de la robótica y metodologías para asegurar el flujo de hidrocarburos a bajas temperaturas.
- v. Financiamiento: Es fundamental contar con modelos novedosos de financiamiento para disponer con oportunidad de recursos económicos.

2.5 Principales dificultades al explotar yacimientos en aguas profundas

Las principales dificultades a las que se enfrenta Pemex para materializar las metas en términos de explotación de yacimientos en aguas profundas son:

- i. Corrientes marinas: Las fuertes corrientes marinas originan movimiento de estructuras, induciendo vibración en tuberías y fatiga en los componentes del equipo de perforación.
- ii. Cambios de temperatura: Debido a los diferentes grados de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones perforadas, el bombeo del fluido de perforación es complicado.
- iii. Aspectos críticos al inicio de la perforación: Al atravesar formaciones someras, se presentan flujos de agua de alta presión, flujos de gas y presiones anormales.
- iv. Operación remota: La instalación submarina se tiene que realizar a través de robots, ya que el ser humano no puede llegar a esas profundidades.
- v. Instalaciones submarinas: Son necesarias para la producción, como los arboles mojados; esto demanda la aplicación de nuevas tecnologías para la separación en el fondo del mar, bombeo de hidrocarburos y un alto grado de automatización y empleo de robótica.
- vi. La geometría de los yacimientos en aguas profundas podría ser diferente a la conocida en aguas someras, lo que dificulta su exploración y explotación.
- vii. La infraestructura para producir hidrocarburos en aguas profundas presenta retos tecnológicos y de administración. Se necesitan instalaciones submarinas muy complejas y el uso de nuevas tecnologías.



2.6 Principales riesgos en aguas profundas

Existen tres tipos de riesgos principales al desarrollar proyectos en aguas profundas. La combinación de estos factores genera que los proyectos en aguas profundas sean de alto riesgo.^v

- i. Riesgos geológicos: son debidos a la complejidad de las estructuras geológicas y a la dificultad de identificar yacimientos en algunos casos la presencia de cuerpos salinos deterioran las imágenes del subsuelo y disminuye la probabilidad de descubrir yacimientos en estos ambientes.
- ii. Riesgos de operación: flujos de agua somera y flujos de gas que pudieran provocar reventones durante la perforación; corrientes submarinas y oleaje que ponen en riesgo las instalaciones de perforación e infraestructura de producción; disponibilidad de equipos de perforación, instalación y mantenimiento que incrementan los costos y retrasan las operaciones.
- iii. Riesgos financieros: la exposición de capital debido a los altos costos de exploración, desarrollo y explotación de campos hace que sea riesgoso invertir en yacimientos que se encuentran en aguas profundas.

2.7 Sistemas submarinos de producción

Un sistema se define como un conjunto de elementos dinámicamente relacionados entre sí con el fin de lograr un objetivo. Cada elemento del sistema cumple una función especial de tal forma que si un elemento por más pequeño que sea, es afectado, todo el sistema deja de funcionar, provocando deficiencias en el objetivo planeado.

Ahora bien, un sistema submarino de producción es el conjunto de conexiones, tuberías y equipos submarinos que tiene como objetivo llevar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la superficie; ya sea a embarcaciones de procesamiento, plataformas fijas o semisumergibles o unidades de procesamiento en tierra.

Los sistemas submarinos de producción proporcionan soluciones innovadoras y tecnológicas, desarrollando una explotación de hidrocarburos eficiente y segura.

En los sistemas submarinos de producción se deben tomar en cuenta diferentes áreas que en conjunto logran establecer y evaluar los diferentes escenarios de explotación mediante estudios de factibilidad técnicos y económicos, seleccionando el mejor esquema de explotación del campo e incluyendo la mejor decisión de instalar o no los equipos



submarinos distribuidos sobre el lecho marino bajo, una arquitectura previamente establecida.

Los sistemas submarinos de producción se definen como los equipos, líneas y componentes que se localizan en el lecho marino, y permiten la producción de crudo y gas de campos localizados en aguas profundas, llevando el crudo a centros de proceso (plataformas fijas o sistemas flotantes de producción) o a instalaciones en tierra.

Un sistema submarino de producción se clasifica en las siguientes especialidades:

- i. Sistemas del pozo
- ii. Equipamiento submarino: Son aquellos equipos, conexiones, accesorios y herramientas que se instalan sobre el lecho marino y a lo largo del tirante de agua, con el fin de transportar los hidrocarburos desde el pozo hasta la superficie; optimizando costos, de tal manera que confluya la producción de uno o varios pozos, y se respete el diseño de la arquitectura submarina seleccionada para la explotación del campo.
- iii. Sistemas de control: Son aquellos equipos, accesorios e instrumentación específicamente diseñados con el fin de controlar la operación de arboles, estranguladores, válvulas, sensores de presión-temperatura, medidores submarinos, flujo y presión de la inyección de químicos, por mencionar algunos; además sirven para conducir datos, protocolos de comunicación e infraestructura requeridos en superficie.
- iv. Aseguramiento de flujo

Cada una de estas especialidades son áreas de conocimiento profundo, que en conjunto permiten diseñar los sistemas submarinos de producción y definir la arquitectura marina. La *figura 2-9* muestra la arquitectura de un sistema de producción submarino.

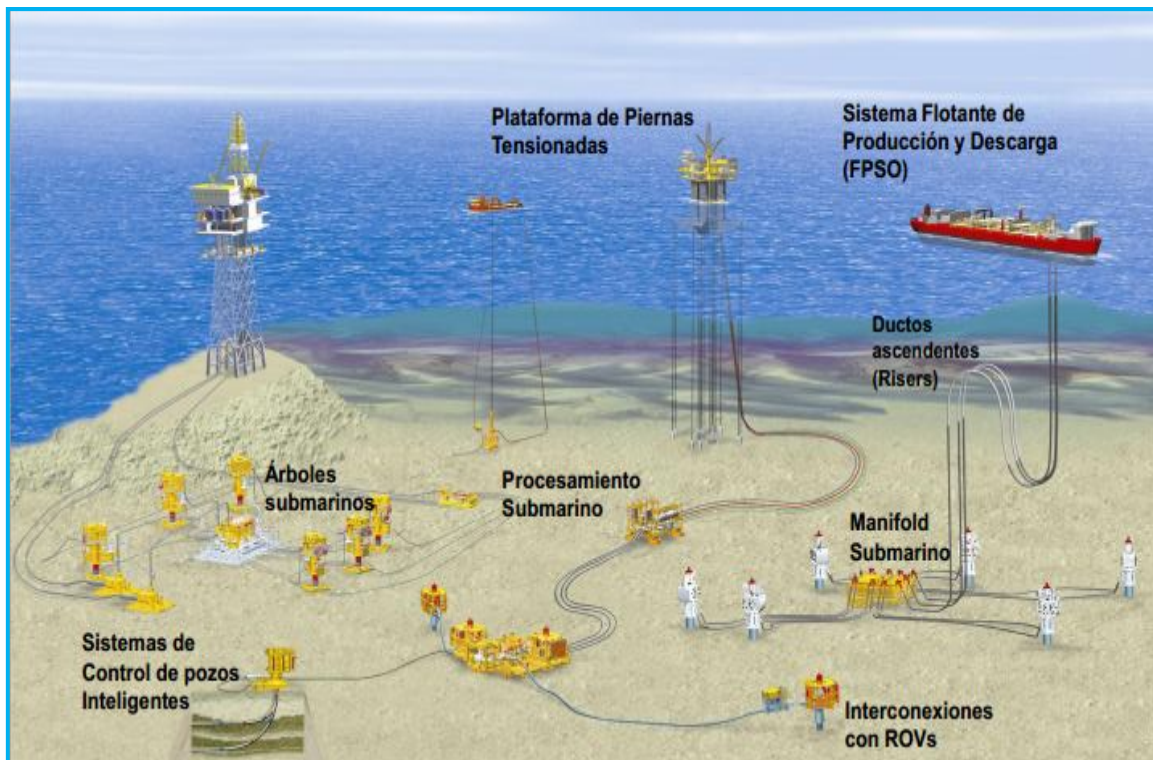


Figura 2-9) Arquitectura de un sistema de producción en aguas profundas.

Los elementos que componen al sistema de producción submarino se numeran a continuación los cuales describiremos brevemente.

- i. Árboles submarinos
- ii. Riser
- iii. Cabezal submarino
- iv. Colgador de tubería
- v. Jumper
- vi. Manifolds
- vii. Umbilicales
- viii. SDU y UTA
- ix. Líneas de flujo
- x. ROVS

A continuación se describe cada uno de ellos.

2.7.1 Árboles submarinos

Este es en esencia un juego de válvulas, tuberías, conectores y otros componentes, que interactúan con la finalidad principal de controlar y contener el flujo del producto a explotar. En el diseño de un árbol entran muchas diferentes variables; las principales son definidas por el tipo de fluido a transportar, la temperatura, la presión, el tirante de agua, la presencia de hidratos o parafinas, etc. Otras características son definidas por la compañía que opera el equipo: presión máxima de operación, tipos de equipos de control, herramientas de intervención y tiempo de respuesta deseado de las válvulas.

Existen dos diferentes tipos de árboles mojados:

- i. **Árbol horizontal:** El año de 1992 fue el año en que se introdujo por primera vez el árbol horizontal el cual permite la intervención del pozo sin necesidad de remover el árbol, ya que las válvulas están localizadas en línea horizontal y no en línea vertical. Así se reserva un acceso libre para herramientas de intervención. En la *figura 2-10* se puede observar un árbol horizontal.



Figura 2-10) Árbol de producción horizontal de la compañía FMC Technologies Inc.

- ii. **Árbol vertical:** En general, los árboles verticales se instalan después de bajar la tubería de producción, por lo que si se requiere realizar algún tipo de reparación, el árbol puede recuperarse sin remover la terminación. La principal limitación de este tipo de árbol es la dificultad que implica la intervención del pozo después de realizar la instalación de éste. En la *figura 2-11* se puede observar un árbol vertical.



Figura 2-11) Árbol de producción vertical de la compañía FMC Technologies Inc.

Actualmente hay tres compañías líderes en el mercado de los árboles submarinos, FMC, Cameron y Schlumberger. Dentro de los productos que ofrece la compañía Cameron en sus catálogos, se encuentra la tecnología Modular Subsea And Integrated Completions, la cual se basa en construir sistemas de producción prediseñados para proporcionar ventajas de tiempo y ahorro de dinero, y que brindan una flexibilidad inmediata.

Esta tecnología modular sirve para estandarizar los sistemas, incluso en el nivel más bajo de componentes, proporcionando cientos de opciones para ofrecer la funcionalidad buscada en los árboles submarinos.

2.7.2 Riser

Tubería que permite la comunicación entre las instalaciones superficiales y submarinas, y que sirve para transportar los fluidos a la superficie. Los riser actualmente se clasifican en cuatro tipos:

- i. **Rígido**
Este tipo de Riser se caracteriza porque su estructura, como su nombre lo dice es totalmente rígida; este tipo de Risers fue el primero en utilizarse, pero son muy costosos y pesados.

ii. Flexible

Los riser flexibles son estructuras compuestas, caracterizadas por presentar baja rigidez a la flexión comparada con su rigidez axial, y están constituidos por los siguientes elementos, como lo muestra la *figura 2-12*.



Figura 2-12) Riser flexible típico.

- Carcasa interna: previene el colapso de la capa termoplástica interna en el caso de caída de presión. La carcasa está compuesta de placas delgadas laminadas en frío, enroladas con un ángulo próximo a 90° .
- Capa termoplástica interna: esta capa es un componente de sello.
- Armadura de presión (espiral zeta): La función principal de esta espiral es soportar las cargas debidas a la presión interna. Sin embargo, esta capa también proporciona resistencia contra cargas radiales como la presión externa, tiene un ángulo de enrolamiento cercano a los 90° . Debido a que la espiral zeta y la carcasa interna pueden resistir las cargas de presión, éstas son denominadas armaduras de presión.
- Capa termoplástica intermedia: Esta capa es utilizada en risers dinámicos para reducir la fricción entre las capas de resistencia a la presión y la armadura de tensión.

- Armadura de tensión con doble entrelace: Estas capas proporcionan resistencia a las cargas axiales y a la torsión. Generalmente estas capas son fabricadas de alambres planos de acero con una sección transversal de forma rectangular y son colocadas en ángulos que varían de 25° a 55° . A estas capas se les aplica una lubricación con el fin de reducir la fricción y el desgaste.
- Capa termoplástica externa: Esta capa protege las capas metálicas contra la corrosión y la abrasión y también liga las armaduras interiores.

Los riser flexibles, en comparación a los rígidos, ofrecen las siguientes ventajas:

- Flexibilidad.
- Prefabricación.
- Almacenamientos de grandes longitudes en carretes.
- Costos reducidos de transportación e instalación.

Sin embargo, sus costos tanto de operación como de instalación se incrementan rápidamente con el tirante de agua.

Los riser flexibles pueden tener diferentes tipos de configuraciones, como las muestra la *figura 2-13*, las cuales dependen principalmente de la profundidad de instalación, el tipo de flujo, espacio disponible y evitar el mínimo esfuerzo.

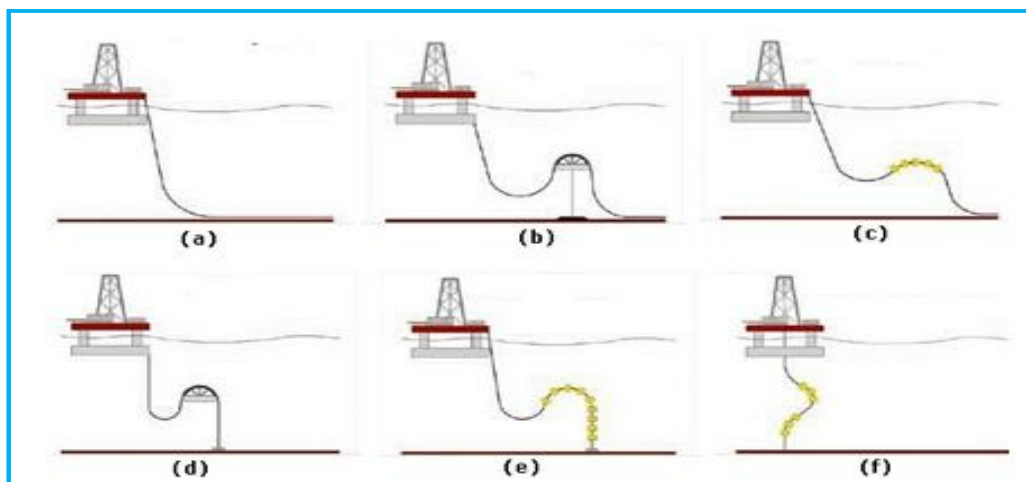


Figura 2-13) Configuraciones estándares y alternaticas de risers: (a) free hanging; (b) lazy s; (c) lazy wave; (d) steep s; (e) steep wave y (f) chinese lantern.

iii. Catenaria

Este riser es el más simple y su estructura está conformada por una tubería de acero colgada en forma de catenaria, como lo muestra la *figura 2-14*, el riser

está conectado a una unidad flotante mediante una junta flexible de tensión de acero o de titanio para absorber el movimiento angular generado por la plataforma.

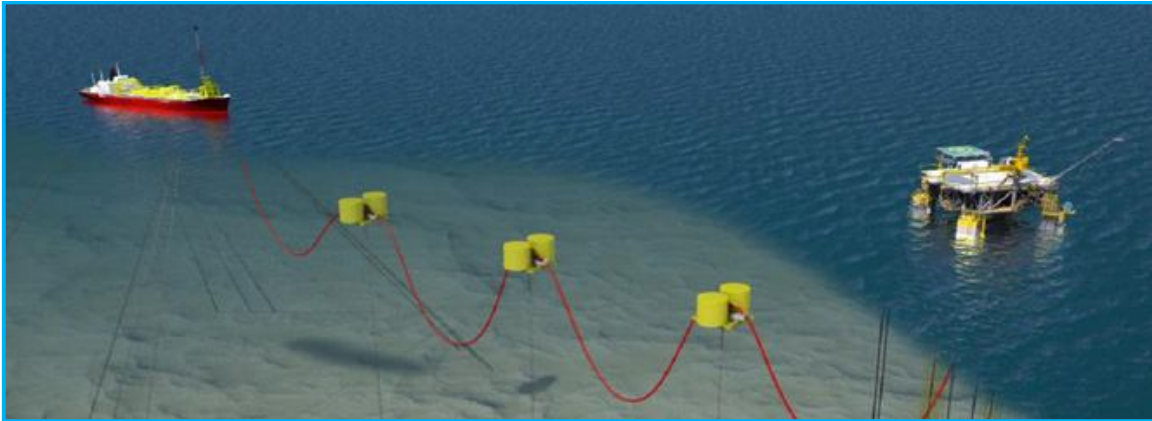


Figura 2-14) Riser en forma de catenaria.

iv. Híbrido

Los Risers híbridos están integrados por una torre desplantada en el lecho marino, la cual llega hasta una profundidad donde ya no afecta el oleaje, alojándose en la torre la tubería rígida de conducción la cual es conectada al SPF por medio de una tubería flexible. La *figura 2-15* muestra un riser híbrido.

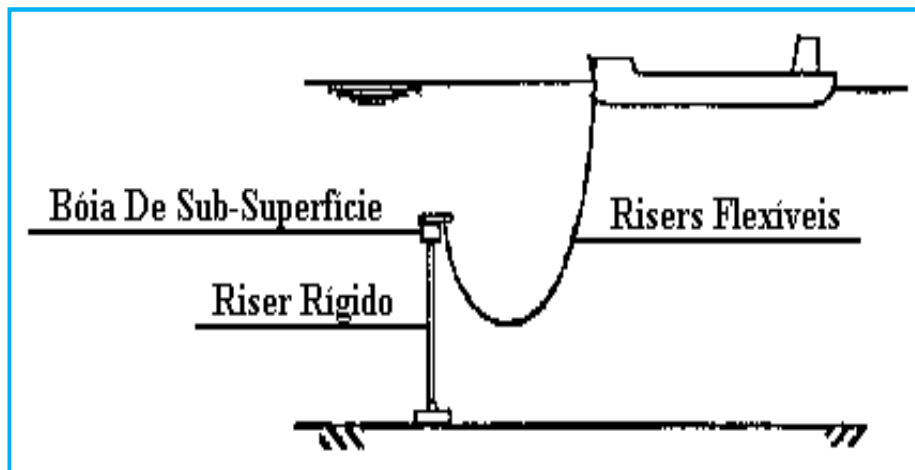


Figura 2-15) Riser híbrido.

2.7.3 Cabezal submarino

Herramienta que permite conectar el árbol submarino de producción y el pozo; soporta la tubería de producción y de revestimiento para la producción de hidrocarburos. La *figura 2-16* muestra un cabezal de un pozo instalado en aguas profundas del Mar del Norte.

Las principales funciones son:

- i. Mantener el control de la presión del yacimiento.
- ii. Sellar y soportar al árbol de producción submarino.
- iii. Proporcionar soporte y sello al colgador de la tubería.



Figura 2-16) Cabezal submarino instalado en un pozo del Mar del Norte.

2.7.4 Colgadores de tubería

Elemento mecánico que permite asentar, sellar y asegurar la tubería de producción. Este elemento va acoplado en línea recta con la estructura del árbol de válvulas. Tiene como funciones principales:

- i. Dirigir la producción del pozo al árbol
- ii. Lograr un soporte para la tubería de producción
- iii. Soportar las cargas ejercidas por los cambios de presión y temperatura
- iv. Sellar el espacio anular a través de un sello en agujero durante cualquier tipo de intervención al pozo



- v. Provee un puerto de control de paso para todas las operaciones en el fondo del pozo incluyendo SCSSV (Surface Controlled Subsurface Safety), inyección de químicos , operaciones en pozos inteligentes y sensores.
- vi. Sirve de punto para la instalación de taponos o sellos para aislar el agujero de producción durante operaciones de instalación o reparación.

2.7.5 Jumper

El jumper es un elemento que permite acoplar dos elementos del sistema de producción. El jumper más común es el que acopla el árbol de producción con el manifold o alguna línea de producción. La *figura 2-17* muestra cómo se empieza realizar la instalación de un jumper.

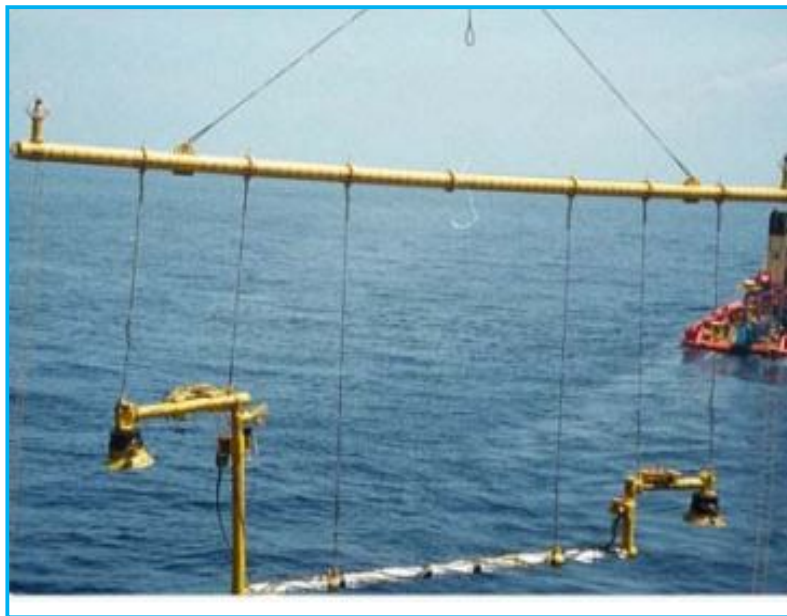


Figura 2-17) Jumper tipo U.

2.7.6 Manifolds

Es un conjunto submarino de tuberías, válvulas e instrumentos de vigilancia, montados en una estructura metálica, que se usa para recibir y distribuir los fluidos provenientes de dos o más pozos, reduciendo así el número de líneas para el transporte o distribución de los fluidos.

Debido a que en este elemento mecánico convergen más de dos líneas de producción, los manifolds están equipados con válvulas para bloquear la producción en caso de cualquier accidente, las válvulas empleadas en este tipo de mecanismos normalmente son accionadas mediante energía eléctrica con un sistema hidráulico de respaldo.



Los elementos mecánicos que conforman un manifold son:

- i. Cimentación: elemento que realiza la nivelación del equipo con el lecho marino.
- ii. Conectores: es el elemento que se conecta al hub localizado en la parte superior o lateral del mismo.
- iii. Marco estructural: tiene la finalidad de proteger y soportar la serie de tuberías y válvulas, el cual al mismo tiempo sirve para transmitir las cargas de las conexiones a la cimentación y proporciona el medio para colocar la protección catódica.
- iv. Hubs: son los puntos de conexión del manifold y sirven para realizar la interconexión con los pozos y las líneas de flujo de cada pozo.
- v. Pigging loop: elemento que aloja los diablos, utilizados en el mantenimiento del sistema.
- vi. Válvulas: elemento mecánico que sirve para dirigir el flujo de o hacia cada pozo.
- vii. Medidor de flujo: elemento que permite determinar el volumen de producción de un pozo.

2.7.7 PLET

PLET, por sus siglas en inglés PIPE LINE END TERMINATION, es la estructura que realiza la interface y punto de conexión entre las líneas de producción de arboles o manifolds vía jumpers y el sistema de acceso principal. La *figura 2-18* muestra la estructura de un PLET.



Figura 2-18) Estructura PLET.



2.7.8 PLEM (Pipe Line and Manifold)

Es un equipo colector-distribuidor, que se caracteriza por la entrada o salida de más de dos tuberías, permitiendo dirigir fluidos de uno, dos o más árboles submarinos; se conecta directamente a la línea de flujo submarina. La *figura 2-19* muestra un PLEM con 6 líneas de flujo.

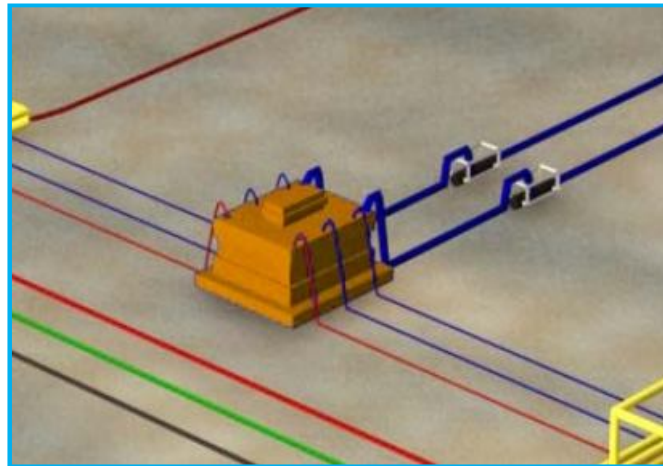


Figura 2-19) Estructura PLEM.

2.7.9 Líneas umbilicales

Las líneas umbilicales son componentes de control para conectar la superficie con el equipo submarino, y transportar los fluidos de control y químicos, así como proporcionar energía eléctrica y señales desde superficie para controlar los dispositivos instalados en el fondo marino. La *figura 2-20* muestra la estructura de una línea umbilical

Las líneas umbilicales están compuestas por:

- i. Tubo de acero: permite resistir las condiciones de operación en aguas profundas (altas presiones).
- ii. Manga termoplástica: está formada por tres capas que son: tubo central, una capa para la concentración y una funda exterior.
- iii. Cable eléctrico: está conformado por cables trenzados de cobre, con un aislante especial, que transmiten la energía eléctrica desde la superficie, para accionar cualquier elemento en el subsuelo; también permiten la lectura de información de transductores de presión y temperatura, y la operación de las válvulas.

- iv. Cable de fibra óptica: empleado para mejorar la transmisión de datos, y es de vital importancia para las operaciones más críticas.



Figura 2-20) Cable umbilical para aplicaciones offshore de la empresa Lapp Muller.

2.7.10 Líneas de flujo

Las líneas de flujo permiten la salida de la producción hacia instalaciones de almacenamiento. Es común confundir los términos Flowline(línea de flujo) y Pipeline (Tubería), una línea de flujo se define como el medio a través del cual viajan los fluidos producidos en fase multifásica desde un árbol submarino de producción a un manifold y una tubería se refiere al medio por el cual se dirigen los fluidos a una terminal de almacenamiento o exportación.

2.7.11 ROVs

Un ROV (acrónimo del inglés Remote Operated Vehicle, vehículo operado a distancia) es un robot submarino no tripulado, conectado a un barco en la superficie por medio de un cable largo. La energía y las órdenes se envían mediante un mando a distancia a través del cable, a través del cable se transmiten también los datos de cámaras fotografías y sensores. Los ROVs pueden llevar una gran variedad de brazos manipuladores para realizar trabajos en las profundidades. La *figura 2-21* nos muestra un ROV en operación

Las actividades que puede realizar un ROV son:

- i. Fijar y desconectar líneas.
- ii. Alinear equipos
- iii. Acoplar conexiones para manifolds
- iv. Instalar jumpers,PLETs y manifolds.

- v. Supervisar cualquier tipo de operación.



Figura 2-21) ROV.

2.8 Sistemas de producción costa afuera

Para efectuar actividades de producción más allá de la costa, la industria petrolera internacional ha utilizado exitosamente las plataformas fijas, las torres flexibles, los sistemas submarinos y los sistemas flotantes. La *figura 2-22* muestra los sistemas de producción de hidrocarburos costa afuera.



Figura 2-22) Sistemas de producción de hidrocarburos en el mar.



En aguas someras (tirantes menores a 300 m) es viable desde el punto de vista técnico fijar una plataforma al fondo marino, siendo este el motivo para denominarlas plataformas fijas. Las columnas que soportan las cubiertas con los equipos e instalaciones de producción pueden ser de concreto o de acero, se extienden en forma de piernas desde la plataforma superficial hasta el suelo marino; son fijadas con pilotes o estructuras masivas de concreto. Las ventajas de las plataformas fijas son su alta estabilidad y capacidad de carga, así como sus bajos movimientos ante las acciones meteorológicas y oceanográficas del viento, oleaje, corrientes marinas y mareas. Estas características les permiten manejar grandes cantidades de producción y utilizar árboles de control de pozos sobre sus cubiertas y risers de acero verticales, los cuales en conjunto permiten reducir los costos de la infraestructura y del mantenimiento e intervención de los pozos productores.

Las plataformas fijas dejan de ser una alternativa viable en aguas intermedias (tirantes mayores a 300 metros) y profundas (tirantes mayores a 500 metros) ya que no es costeable construir e instalar plataformas fijas con subestructuras tan pesadas y largas para apoyarse en el fondo marino. Sin embargo, existen varias plataformas operando en aguas intermedias estadounidenses, como la plataforma COGNAC en 312 metros y la BULLWINKLE, poseedora del récord de aplicación, en 412 metros de tirante de agua.^{ix}

En la *figura 2-23* se presentan las 7 plataformas con mayor altura en el mundo, todas ellas operando en aguas intermedias estadounidenses. De acuerdo con los registros de la Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement, Estados Unidos cuenta con 3080 plataformas fijas en el Golfo de México.

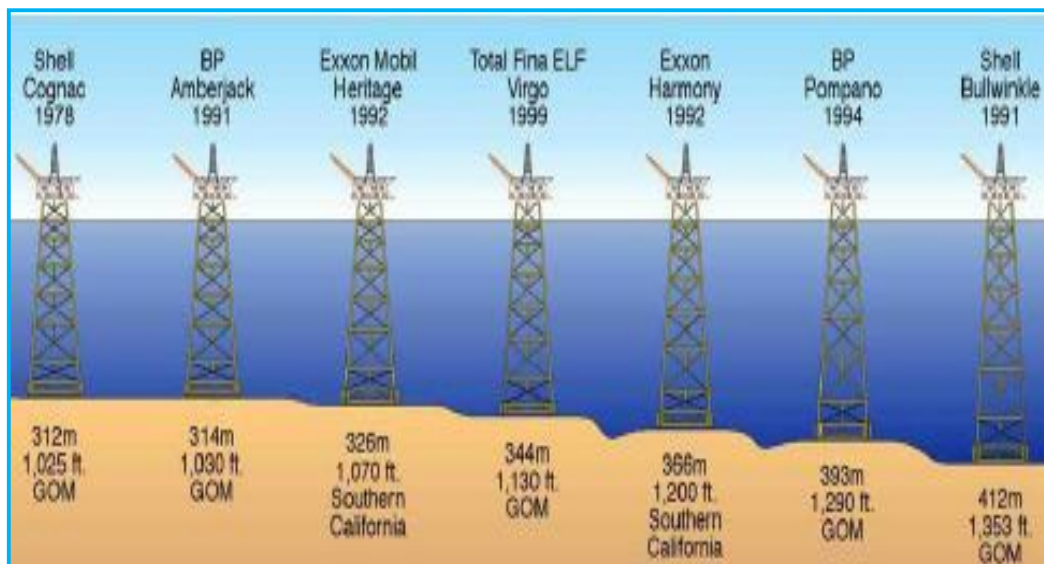


Figura 2-23) Plataformas en operación en aguas intermedias.



Actualmente, Petróleos Mexicanos tiene en operación en el Golfo de México alrededor de 350 plataformas fijas ubicadas en la Bahía de Campeche y frente a las costas de Tampico, Veracruz y Tabasco, en tirantes de agua menores a 100 metros. La producción de los campos en aguas someras en estas regiones se efectúa a través de complejos de plataformas, teniendo cada una de ellas servicios específicos tales como perforación, producción, alojamiento de personal, compresión de gas, inyección, rebombeo, recuperación, enlace y telecomunicaciones, entre otros.

La explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultra-profundas requiere de sistemas flotantes de producción anclados al fondo marino o de sistemas submarinos de producción, los cuales reciben a los hidrocarburos provenientes de los pozos y los envían a través de ductos a instalaciones marinas cercanas o en tierra para su procesamiento, almacenamiento o venta.^{vi}

2.8.1 Sistemas de producción flotantes

Los sistemas flotantes se refieren a las plataformas marinas del tipo embarcación utilizados para la explotación de yacimientos petrolíferos localizados en sitios con tirantes de aguas superiores a los 300 metros, aunque algunos de ellos se pueden utilizar en aguas someras como los FPSO's (Floating Production, Storage and Offloading). La característica distintiva entre las plataformas fijas y los sistemas flotantes es que estos últimos soportan el peso de los equipos sobre las cubiertas, los risers, las líneas de anclaje y su peso propio a través de la flotación de su casco y utilizan un sistema de posicionamiento para mantenerse en su sitio de operación.

La *figura 2-24* muestra los sistemas flotantes de producción que se utilizan en aguas profundas.

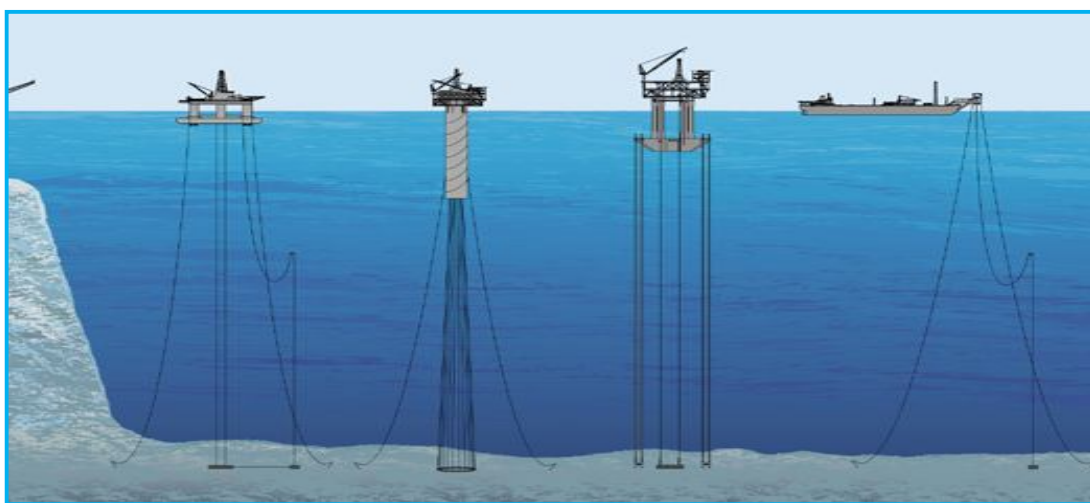


Figura 2-24) Sistemas flotantes de producción.



Dentro de los sistemas flotantes de producción se encuentran los Buques de Producción, Almacenamiento y Trásiego (FPSO's por sus siglas en inglés), las plataformas Semisumergibles (Semi's), las Plataformas de Piernas Atirantadas (TLP's), y las Plataformas tipo SPAR. Actualmente existen 271 sistemas flotantes de producción en servicio o disponibles en el mundo, en países como Estados Unidos, Brasil, Noruega e Inglaterra o en los mares africanos y asiáticos. Del total, el 65% son FPSO's, 18% Semi's, 10% TLP's y 7 % SPAR's. El record actual de aplicación lo posee la plataforma Semisumergible Independence Hub en operación en la parte norte del Golfo de México, en un tirante de 2415 metros.

En la *figura 2-25* se muestra el crecimiento del número de sistemas flotantes desde su aparición en la década de los años 70 del siglo pasado hasta el año 2009. En esta figura se puede observar que la tasa de crecimiento es de 117%, siendo los FPSO's aquellos sistemas con mayor demanda seguidos por las plataformas semisumergibles.

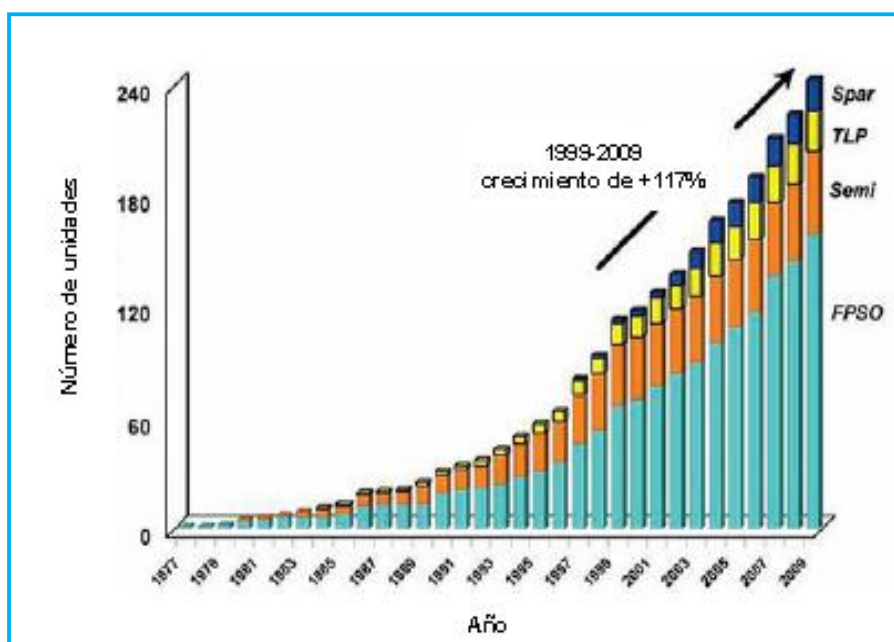


Figura 2-25) Incremento en el uso de los sistemas flotantes de producción en el mundo.^{xvii}

2.8.1.1 Plataforma Semisumergible (Semi's)

Los componentes principales de los sistemas flotantes, tomando como ejemplo una plataforma semisumergible son:

- i. Las instalaciones en las cubiertas (topside).

- ii. El casco de flotación.
- iii. Las líneas de amarre.
- iv. Los risers de producción.

La figura 2-26 muestra los elementos principales una plataforma semisumergible.

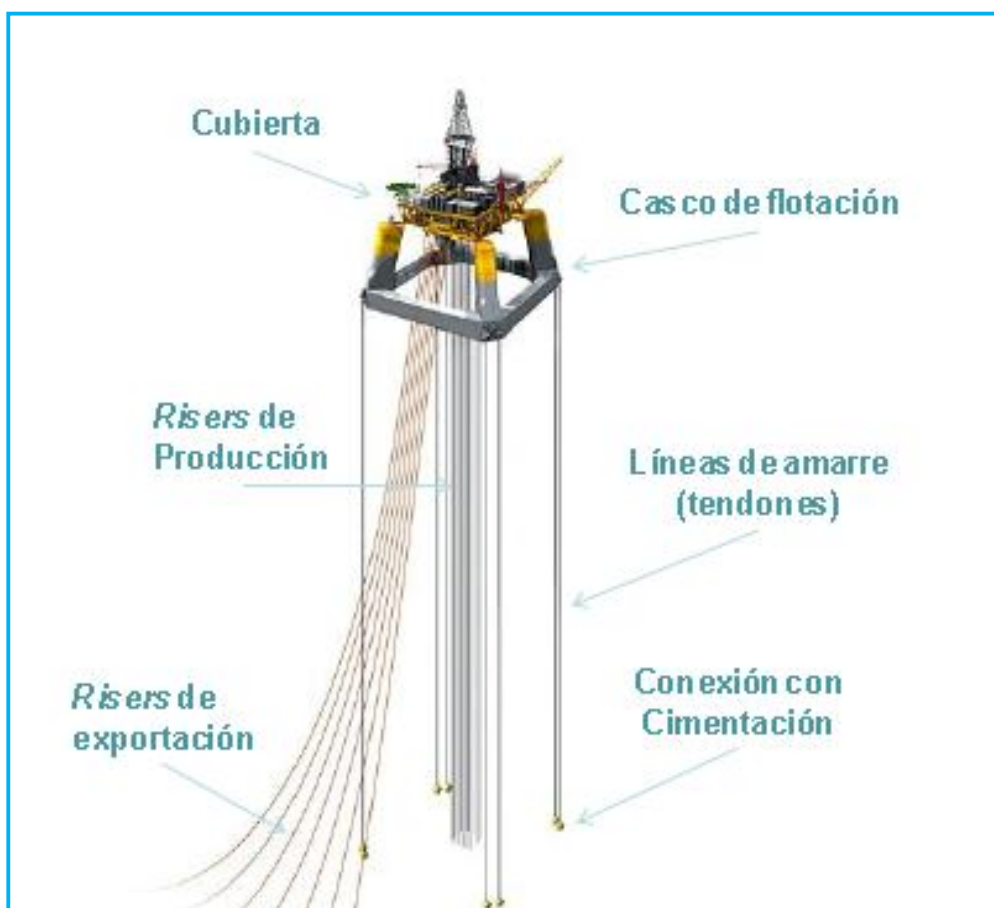


Figura 2-26) Componentes principales de un sistema flotante.

En la cubierta de las plataformas se encuentran los equipos, servicios auxiliares y de seguridad necesarios para recibir los fluidos provenientes de los pozos submarinos a través de risers, efectuar la producción de los hidrocarburos y enviarlos vía ductos hacia otra infraestructura en el mar o en la tierra, o almacenar el aceite en su propio casco de flotación como los FPSO's; asimismo en la cubierta se localizan las instalaciones para alojamiento de personal operativo.

El casco de flotación puede ser compuesto por columnas y pontones (como en las TLP's y las Semi's), por una sola columna de gran diámetro (como en las mini-TLP's y las SPAR's), o tipo embarcación como en los FPSO's. El casco aporta la rigidez, la flotación y la estabilidad necesarios para soportar las acciones ambientales y los pesos de los equipos y

cubiertas, su peso propio, el peso de los risers y las líneas de amarre, así como los pesos de los líquidos (aceite crudo, combustibles, agua potable y agua de lastre, entre otros) almacenados en sus compartimientos internos. En la *figura2-27* se muestran los componentes principales de un topside y el casco de flotación de una plataforma semisumergible.



Figura 2-27) Componentes principales de una plataforma Semisumergible.

El sistema de posicionamiento tiene como objetivo limitar los movimientos de las plataformas, generados por las acciones ambientales, dentro de un círculo de operación establecido para salvaguardar la integridad de los risers. Generalmente, el radio del círculo de operación de la plataforma es menor al 10% del tirante de agua en condiciones ambientales de tormenta. El sistema de posicionamiento puede ser pasivo, a través de líneas de amarre y cimentaciones, dinámico, a través de hélices, o una combinación de ambos. Comúnmente el sistema de posicionamiento pasivo es utilizado para las plataformas de producción, existiendo la posibilidad de ser auxiliado por un conjunto de hélices para ambientes oceánicos severos. Las líneas de amarre pueden estar compuestas de cadenas, cables de acero o poliéster, o pueden ser tubos de acero como las TLP's; estas líneas de amarre se conectan en su parte inferior a una cimentación embebida en el fondo marino, la cual puede ser tipo anclada o pilote.



2.8.1.2 Plataforma SPAR

La plataforma SPAR está constituida por un gran cilindro vertical de un diámetro muy grande, en el cual se apoyan las diferentes tipos de cubiertas de perforación, producción, procesamiento y habitacional.

La plataforma es anclada con unas líneas de tensión que van sujetas al suelo marino, para evitar movimientos no deseados.

La plataforma SPAR se utiliza en tirantes de agua hasta de 900 metros, aunque se ha desarrollado nueva tecnología que permite llegar hasta los 3000 metros.

En el Golfo de México, en el área de Perdido se encuentra una plataforma SPAR, la cual mide 168 metros de altura y 34 metros de ancho. Esto hace de ella la plataforma petrolera más profunda del mundo. La plataforma extrae petróleo del lecho marino a 2400 metros bajo del agua, tiene una capacidad para 150 trabajadores y su producción diaria llega a casi 130,000 barriles diarios de petróleo.

Para rotar la pieza desde la posición horizontal en que se transportó hasta su vertical, como lo muestra la *figura 2-28*, se inyectó agua desde unas mangueras dispuestas en la parte superior de la torre, que llenaban gradualmente unos tanques colocados en la parte inferior, produciendo así una transición suave. Posteriormente se realizaron nueve anclajes al suelo marino.





Figura 2-28) Plataforma SPAR .

La plataforma se necesita estabilizar; el objetivo de estabilizarla es que en caso de producirse cualquier tormenta marina, la plataforma oscile arriba y abajo; y se eviten daños a los equipos de producción

Las tres cubiertas de la plataforma soportan las unidades. Todo este equipamiento ha de ser lo suficientemente ligero como para que las grúas flotantes puedan moverlos hasta la parte superior de la plataforma.

En las *figuras* 2-29 a la 2-32 se presenta el proceso de instalación de la plataforma SPAR en el área de Perdido.



Figura 2-29) Plataforma SPAR .



Figura 2-30) Plataforma SPAR .



Figura 2-31) Plataforma SPAR .



Figura 2-32) Plataforma SPAR .

2.8.1.3 FPSO (Sistemas flotantes de producción, almacenaje y descarga)

Existe una demanda creciente de conceptos de sistemas de producción flotantes fiables y eficientes para aguas ultra-profundas. Los sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) de crudo son una tecnología madura de producción flotante fácilmente adaptable a aguas profundas y es uno de los sistemas más generalmente seleccionados para áreas costa fuera de Brasil y del oeste de África

El primer FPSO fue el buque “SHELL CASTELLON” utilizado en el año de 1977, en las aguas del Mar Mediterráneo. Este sistema es el que proporciona la mayor capacidad de manejo de un campo en aguas profundas si es que no hay ningún tipo de infraestructura existente. El FPSO cuenta con cinco componentes principales: ^{vii}

- i. Estructura flotante.

Incluye la maquinaria, equipos, cuarto para trabajadores, servicios de propulsión y servicios auxiliares. En algunos casos estas unidades pueden tener capacidad para almacenar y soportar la producción durante el inicio de la vida del campo, otras ocasiones las unidades son diseñadas sólo para producción y descarga.



ii. Sistema de anclaje.

El sistema incluye líneas de anclaje, conectores, pilotes, sistemas de desconexión para el casco en el que se cuente con instalaciones.

iii. Sistema de producción.

Este componente consta de unidades de proceso, sistemas de seguridad y control, equipo auxiliar para el proceso de hidrocarburos líquidos y mezcla de gases, proveniente de los pozos.

iv. Almacenamiento.

Este componente puede ser considerado como parte de la estructura flotante o un sistema separado de la estructura.

v. Sistema de exportación/importación.

2.8.1.3.1 FPSO's en México

En el caso de México, PEMEX cuenta solamente con un buque de almacenamiento y descarga (FSO), de nombre TaKuntah, en operación en el campo Cantarell y un FPSO de nombre Yúum, K'ak'nab, en operación en los campos Ku-Maloob-Zaap en 85 m de tirante de agua. La *figura 2-33* y *2-34* muestran estos sistemas de producción flotante.



Figura 2-33) FPSO TaKuntah en operación en el campo Cantarell.



Figura 2-34) FPSO Yúm K'ak'náab en operación.



Así mismo, en febrero del año 2010 Pemex adquirió en buque ECO III clasificado como FPSO para la prueba de pozos. Se estima que el primer sistema flotante en aguas profundas mexicanas se instalará entre los años 2017 y 2018, ya sea en aguas profundas del área de Perdido, frente a las costas del estado de Tamaulipas en un tirante de alrededor de 3000 metros, o en el sur del Golfo de México en un tirante menor a 2000 metros.

2.8.2 Ventajas y desventajas de los sistemas de producción flotantes.^{iv}

Sistema Flotante	Ventajas	Desventajas
TLP	<ul style="list-style-type: none">• Bajos movimientos en el plano vertical: arfada, cabeceo y balanceo.• Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos.• Utiliza árboles superficiales.• Uso de <i>risers</i> verticales de acero.	<ul style="list-style-type: none">• Limitaciones de uso en aguas ultra-profundas debido al peso y colapso hidrostático de su sistema de tendones.• Sensible a cambios de carga sobre la cubierta.• No permite el almacenamiento de aceite.
SEMI	<ul style="list-style-type: none">• Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos.• Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua.• Permite manejar grandes cargas sobre su cubierta.• La última generación de Semi's puede usar <i>risers</i> de acero en catenaria (SCR).• Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio.	<ul style="list-style-type: none">• Altos movimientos.• Uso de árboles submarinos.• Generalmente utiliza <i>risers</i> flexibles.• Los sistemas submarinos son un factor crítico.
SPAR	<ul style="list-style-type: none">• Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos.• Permite el uso de árboles superficiales.• Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua.• Permite almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico.• Alta estabilidad.	<ul style="list-style-type: none">• Movimientos medios.• Sistema de <i>risers</i> complejo.• Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación.
FPSO	<ul style="list-style-type: none">• Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas.• Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua.• Gran capacidad de espacio y de cargas en la cubierta.• Permite el almacenamiento de aceite.• Ilimitado número de pozos.• Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio.	<ul style="list-style-type: none">• Altos movimientos.• Uso de árboles submarinos.• Uso de <i>risers</i> flexibles con limitación en diámetro para aguas ultra-profundas.• Los sistemas submarinos son un factor crítico.• No cuenta con equipo para perforación y acceso a los pozos.• No permite el almacenamiento de gas.• En ambientes agresivos se requiere el uso de sistemas de anclaje tipo torreta.



CAPÍTULO 3

Tuberías verticales (Risers)



CAPÍTULO 3

“TUBERÍAS VERTICALES (RISERS)”

El océano profundo es el nuevo reto de la industria petrolera, el descubrimiento de campos gigantes de petróleo y gas en aguas profundas ha representado un desafío importante para la industria, dando lugar a notables avances en todas las áreas de la ingeniería petrolera. El avance de la tecnología en los risers, es uno de los elementos más importantes para el futuro del petróleo y el desarrollo de los campos de gas.

3.1 Introducción a los risers

Un riser es esencialmente un sistema de tuberías que van del lecho marino a la superficie, y tiene como función principal transportar líquidos y gases del lecho marino a una plataforma receptora y viceversa.

El riser es un elemento clave en las fases de:

- i. Perforación de pozo.
- ii. Terminación de pozo.
- iii. Reparación de pozo.
- iv. Producción.

La aplicación de los risers varía de acuerdo con el tirante de agua y las condiciones ambientales, por lo tanto, es más difícil diseñar un riser para aguas profundas que para aguas someras. Los risers se han aplicado ampliamente en el Golfo de México, Brasil y el Oeste de África, donde las condiciones ambientales se consideran benignas, pero también se han aplicado en el Mar del Norte, donde las condiciones son más adversas, por ello se prevé que el desarrollo de futuros campos se moverá a aguas más profundas y entornos ambientales más difíciles. La *figura 3-1* nos muestra una plataforma semi-sumergible con diferentes tipos de risers.

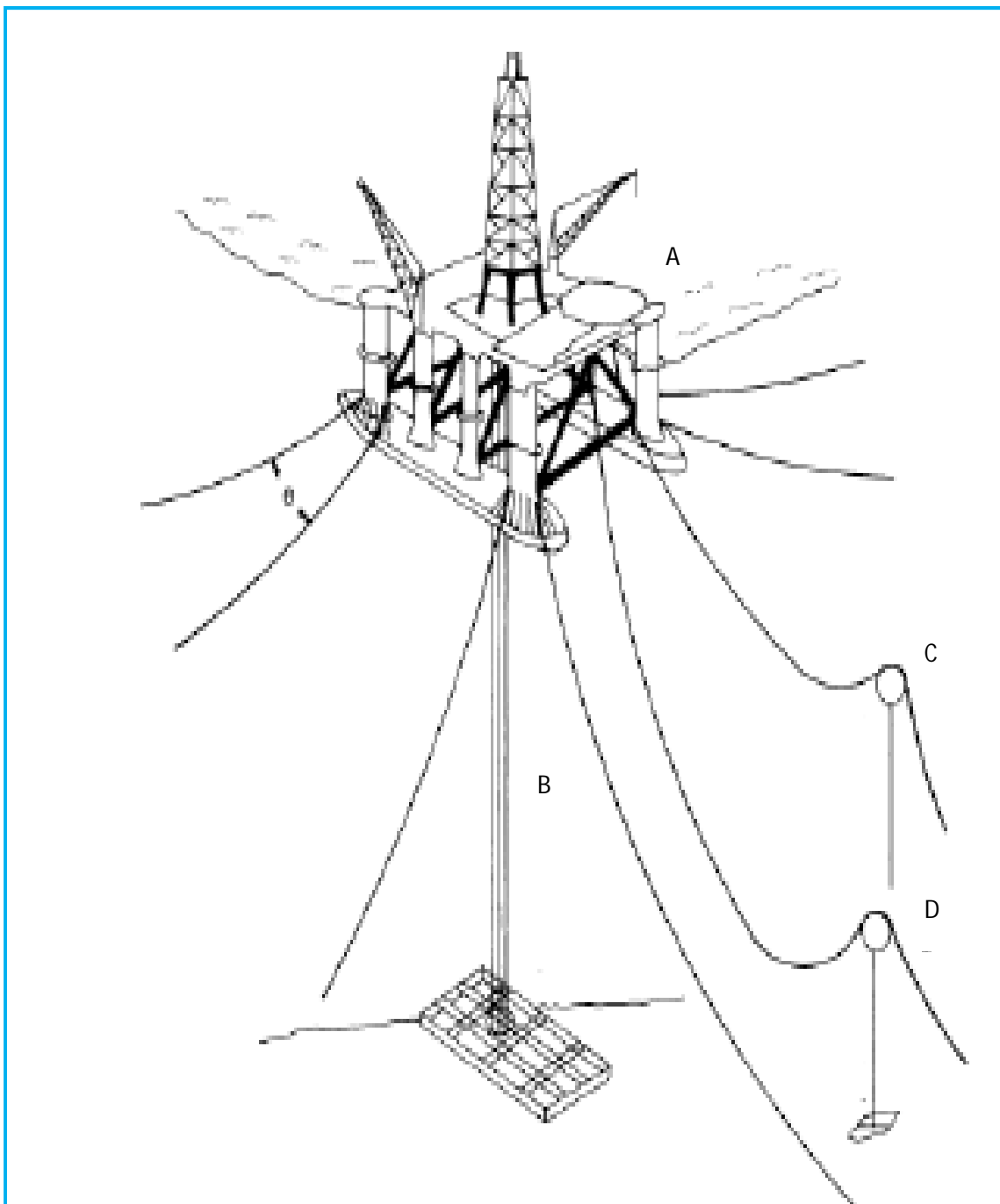


Figura 3-1) Plataforma Semi-Sumergible, con riser de producción. A) Plataforma B) Riser de perforación y de producción C)Riser flexible D) Boya.

3.2 Composición del riser

Los elementos típicos del riser son:ⁱ

- i. Cuerpo del riser: riser metálico o flexible
- ii. Sistema de interfaz: superior e inferior

La *figura 3-2* muestra los elementos típicos de un riser.

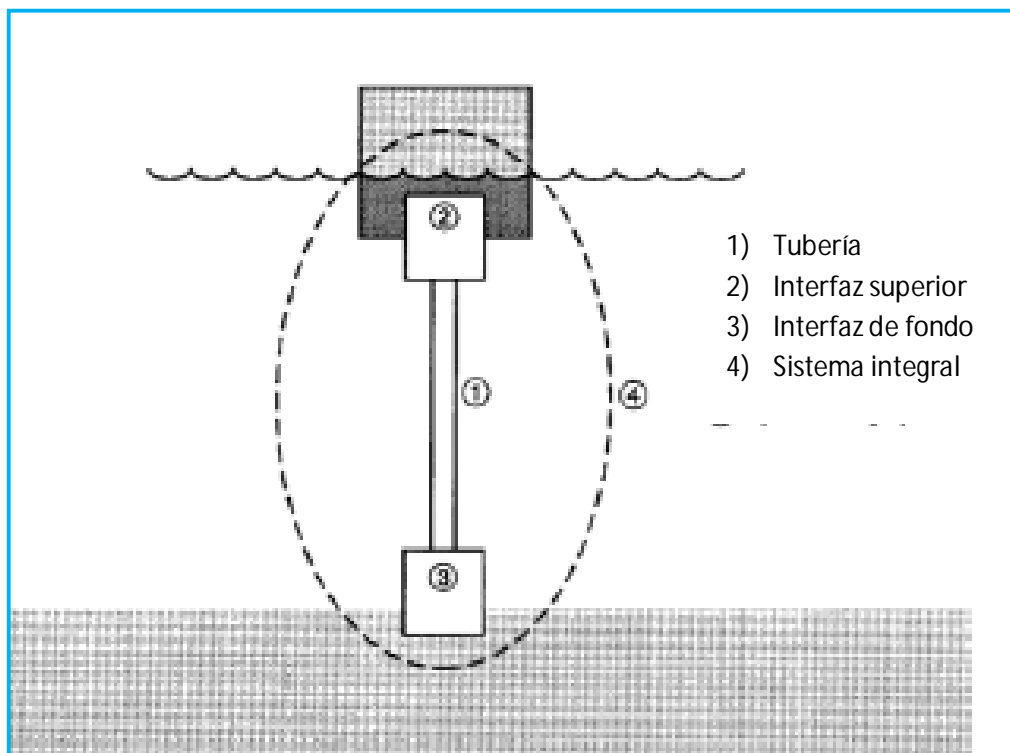


Figura 3-2) Elementos esenciales de un riser.

Como lo muestra la *figura 3-2* la tubería se encuentra entre una interfaz estática (fondo marino) y una interfaz dinámica (sistema de producción), el principal reto cuando se diseñan los risers es la parte de la interfaz superior, por lo que los riser se clasifican de acuerdo a la norma offshore estándar 2001(DNV 2001) en:ⁱⁱ

- i. Risers tensionados
- ii. Risers flexibles
- iii. Risers híbridos

Los risers híbridos son una combinación de los risers tensionados y los flexibles.

3.3 Clasificación de los risers de producciónⁱⁱⁱ

3.3.1 Riser tensionado. (TTRs, por su significado en ingles)

Es un concepto en el cual un riser es anclado a las instalaciones del lecho marino y las instalaciones de proceso abordo mediante unos tensores (cables de acero o tensionadores hidráulicos) para evitar cualquier tipo de movimiento ya sea vertical u horizontal debido a las condiciones de operación y ambientales. En caso de haber movimiento del riser se instalan compensadores de esfuerzo, los cuales proporcionan tolerancia al riser para moverse en cualquier dirección.

La *figura 3-3* muestra las aplicaciones de los TTRs.

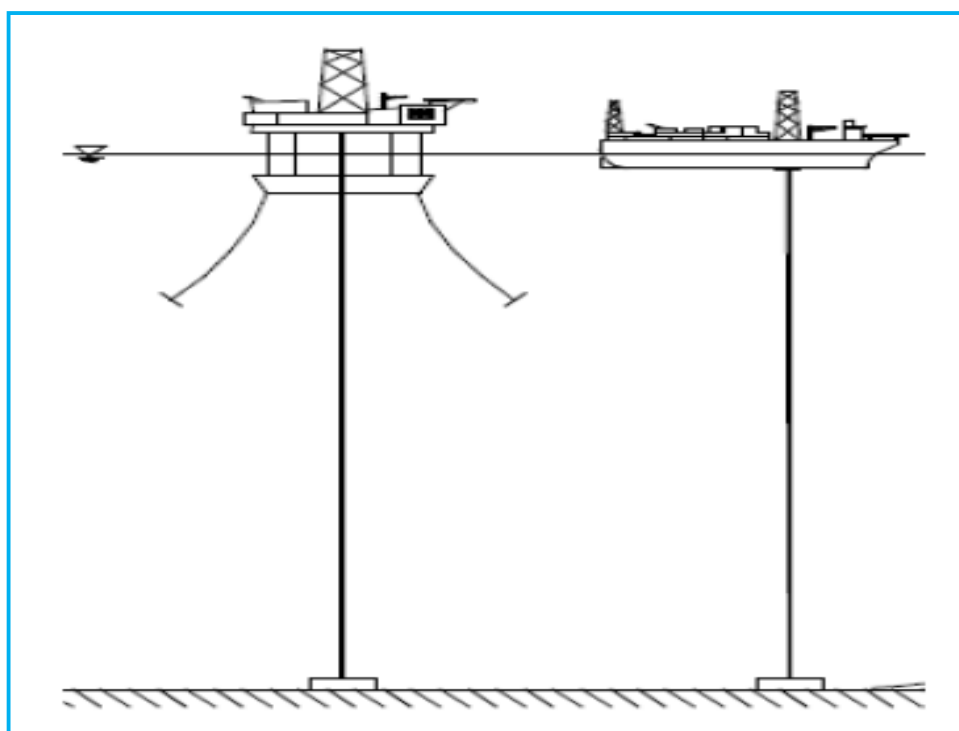


Figura 3-3) Riser tensionado.

Los TTR's tienen la ventaja de que se puede colocar más de una tubería, vertical como lo muestra la *figura 3-4*. De esta manera, se pueden realizar varias operaciones al pozo a la vez. Un factor con el cual hay que tener cuidado es el espaciamiento entre los riser, ya que el objetivo que se busca es que el conjunto de risers tienda a comportarse como uno solo, a fin de evitar un choque entre ellos y como consecuencia un daño mecánico.

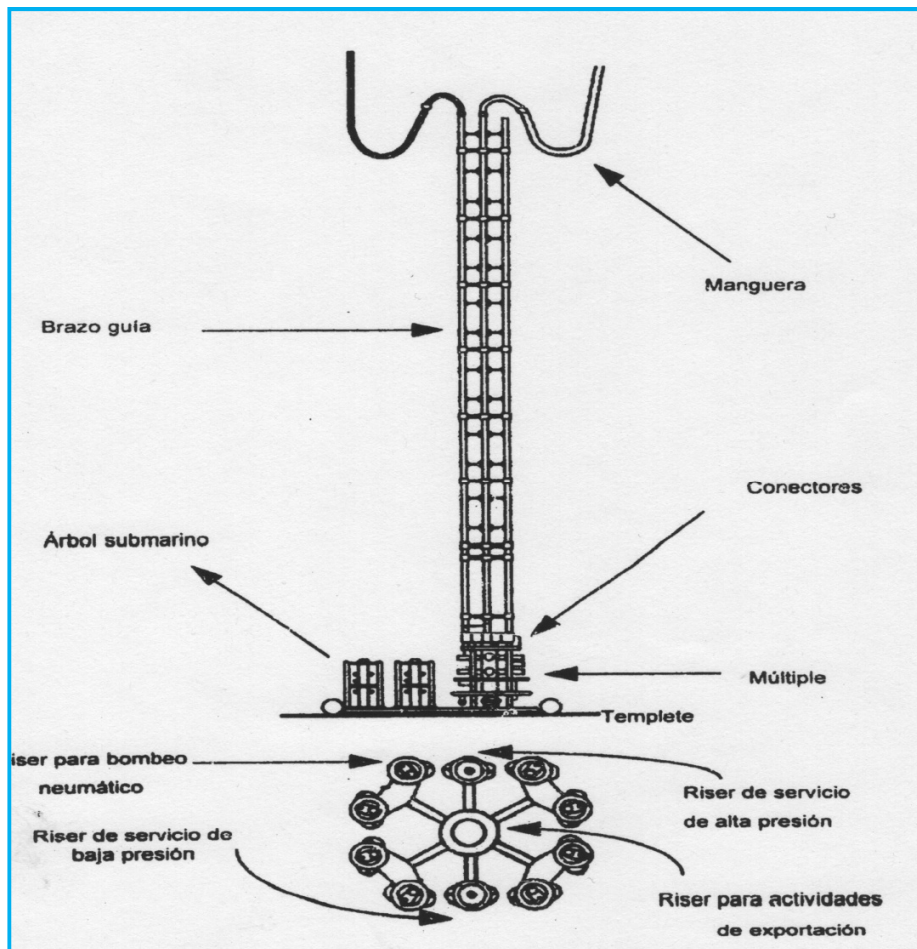


Figura 3-4) Riser tensionado múltiple.

Los TTR's se recomiendan para aguas someras debido a que las tensiones que se provocan en la interfaz superior e inferior en aguas profundas son muy grandes; a mayores profundidades aumenta la tensión vertical y las juntas que unen el riser con las interfaces llegan romperse; por ello no es técnicamente viable instalar este tipo de riser en aguas profundas.

3.3.2 Riser flexible

Son tuberías que, como su nombre lo indica, están constituidas por materiales que tienen alta resistencia a la flexibilidad. El riser flexible se puede instalar en ambientes más agresivos donde condiciones ambientales como las corrientes marinas, las olas y el tirante de agua son factores predominantes.

Existen diferentes configuracionesⁱⁱⁱ, las cuales se aplican de acuerdo con las necesidades de producción específicas del campo, las condiciones ambientales y las características de

las unidades superficiales de producción, que un su mayoría son FPS y FPSO. La *figura 3-5* muestra todas las posibles configuraciones de risers flexibles.

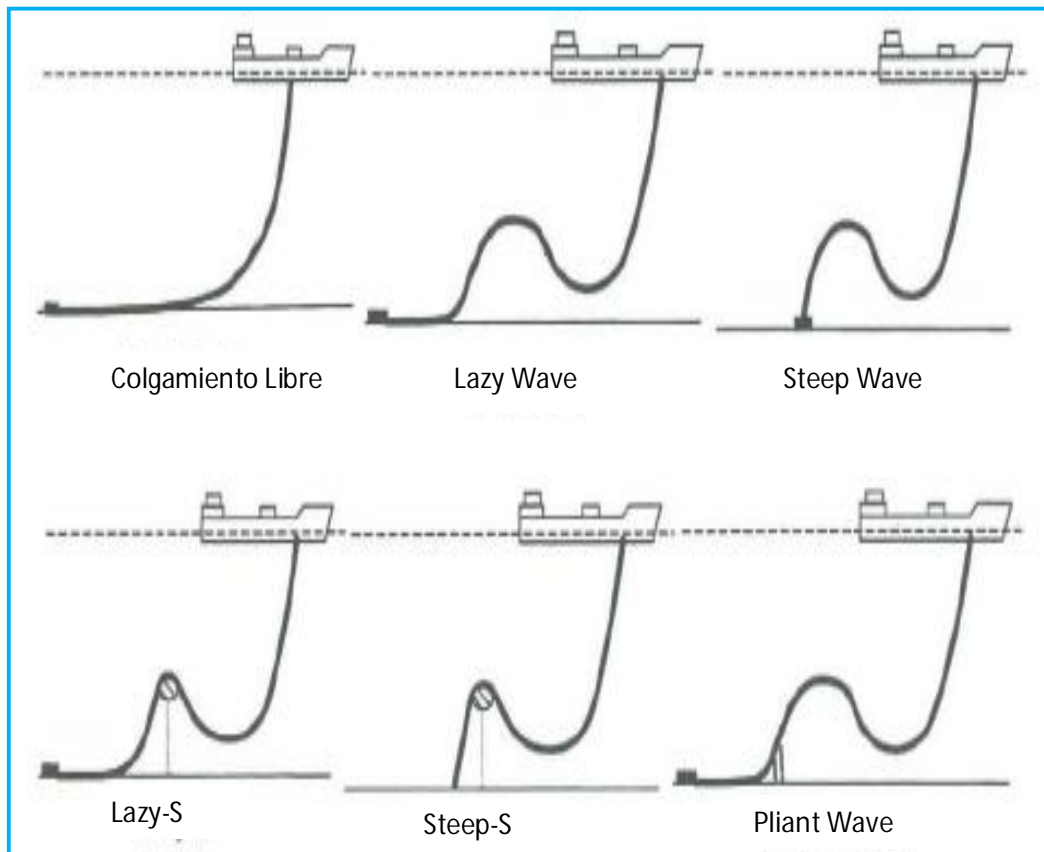


Figura 3-5) Configuraciones de risers flexibles.

i. Riser de colgamiento libre

Es ampliamente usado en aguas profundas; esta configuración no necesita levantar equipos de compensación cuando el riser se mueve hacia arriba y hacia abajo junto con el flotador. Se instala con una configuración catenaria desde el punto de conexión más alto en el sistema de producción flotante directamente hacia el lecho marino, donde se conecta con los preventores o cualquier otro equipo.



ii. Lazy Wave y Steep Wave

Estas dos configuraciones son una extensión sencilla de la configuración clásica Steep-S. El arco a la mitad del agua no figura mucho y los tanques flotantes asociados son remplazados por módulos flotantes pequeños, distribuidos estratégicamente a la largo del mismo riser flexible. El equipo voluminoso se elimina y como resultado las técnicas de instalación pueden ser simplificadas. Estas características hacen que estos dos sistemas sean atractivos para aplicaciones en aguas profundas.

iii. Lazy S y Steep S

Es el sistema más avanzado y está siendo desarrollado como una solución más segura a los problemas encontrados sobre el piso marino en aquellos sistemas de producción donde los equipos submarinos están localizados directamente debajo de las instalaciones del sistema de producción flotante. Aunque son convenientes para todas las condiciones climáticas, estos sistemas se adaptan mejor a las condiciones severas del medio ambiente.

En estas configuraciones hay una boya submarina, fijada al lecho marino, donde el riser descansa para absorber la variación de la tensión inducida.

iv. Plait Wave.

Esta configuración es como la Steep Wave, donde la única diferencia es que un ancla submarina controla el punto de contacto del riser; la tensión del tubo ascendente se transfiere al ancla y no hasta el punto de la toma de contacto. Esta configuración es capaz de contener movimientos de la unidad de producción superficial.

3.3.3 Riser híbrido

Los riser híbridos surgieron por la necesidad de enfrentarse día a día con ambientes más hostiles y aguas más profundas. Los riser híbridos se han convertido en la solución número uno para aplicación en campos de aguas profundas.

Un riser híbrido está compuesto de dos partes principales que son:

- i. Un riser rígido sumergido
- ii. Un sistema de riser flexible en la zona de olas

La *figura 3-6* representa un ejemplo de un riser híbrido, en el cual la sección rígida del riser está en la parte inferior, anclada al subsuelo marino y las tuberías flexibles se enlazan sobre las instalaciones abordo con la cima del riser.

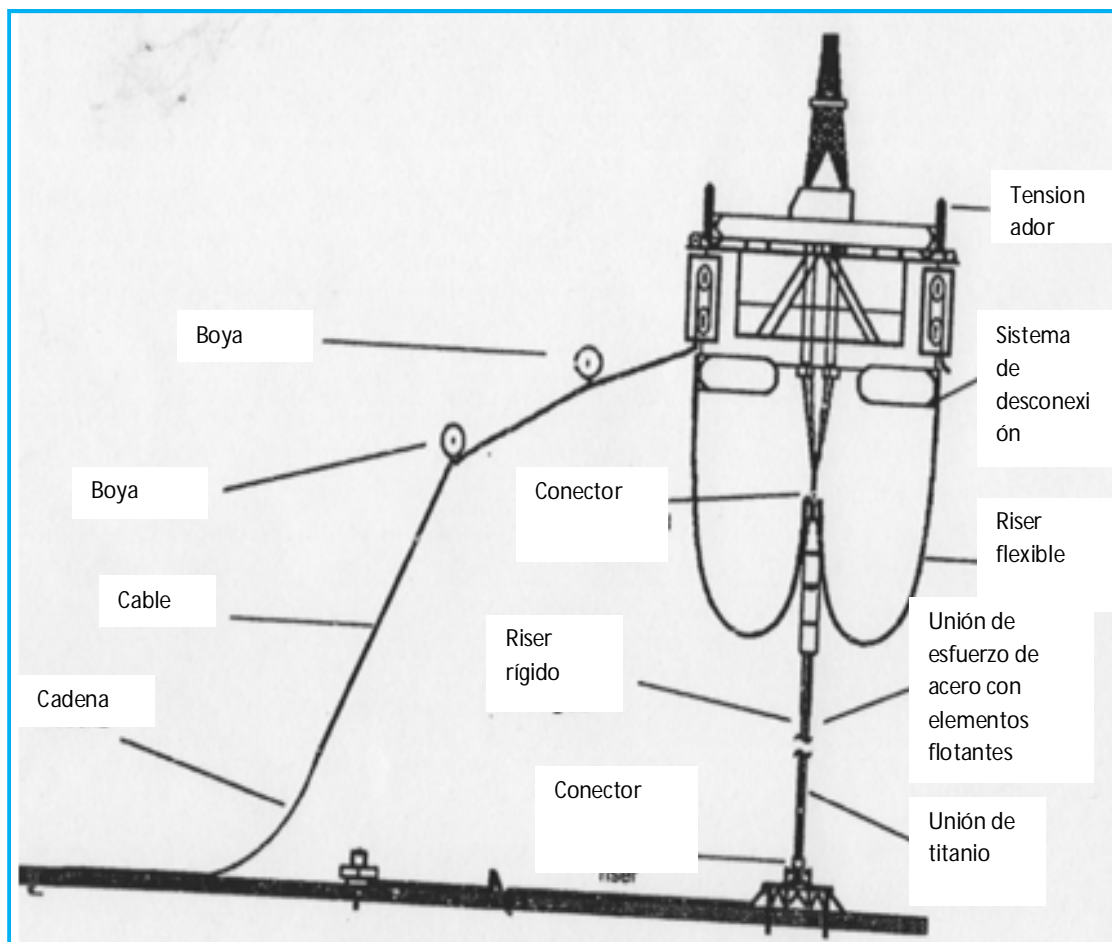


Figura 3-6) Riser Híbrido.

El riser híbrido combina las mejores cualidades de los riser rígidos y flexibles en un solo sistema. El uso de un riser rígido en la parte inferior, mantiene una trayectoria vertical, lo cual mejora el flujo del yacimiento al riser, con la aplicación del riser flexible en la parte superior permite que el sistema de producción superficial se pueda mover más, sin causar daño a los risers. Actualmente hay dos variaciones de los risers híbridos:

- i. Riser híbrido auto sustentable.

Es un riser rígido que se extiende desde el lecho marino hasta 100 metros antes de llegar al nivel del espejo de agua, el cual es auto sustentado por un sistema de flotadores. La *figura 3-7* muestra un riser híbrido auto sustentable.

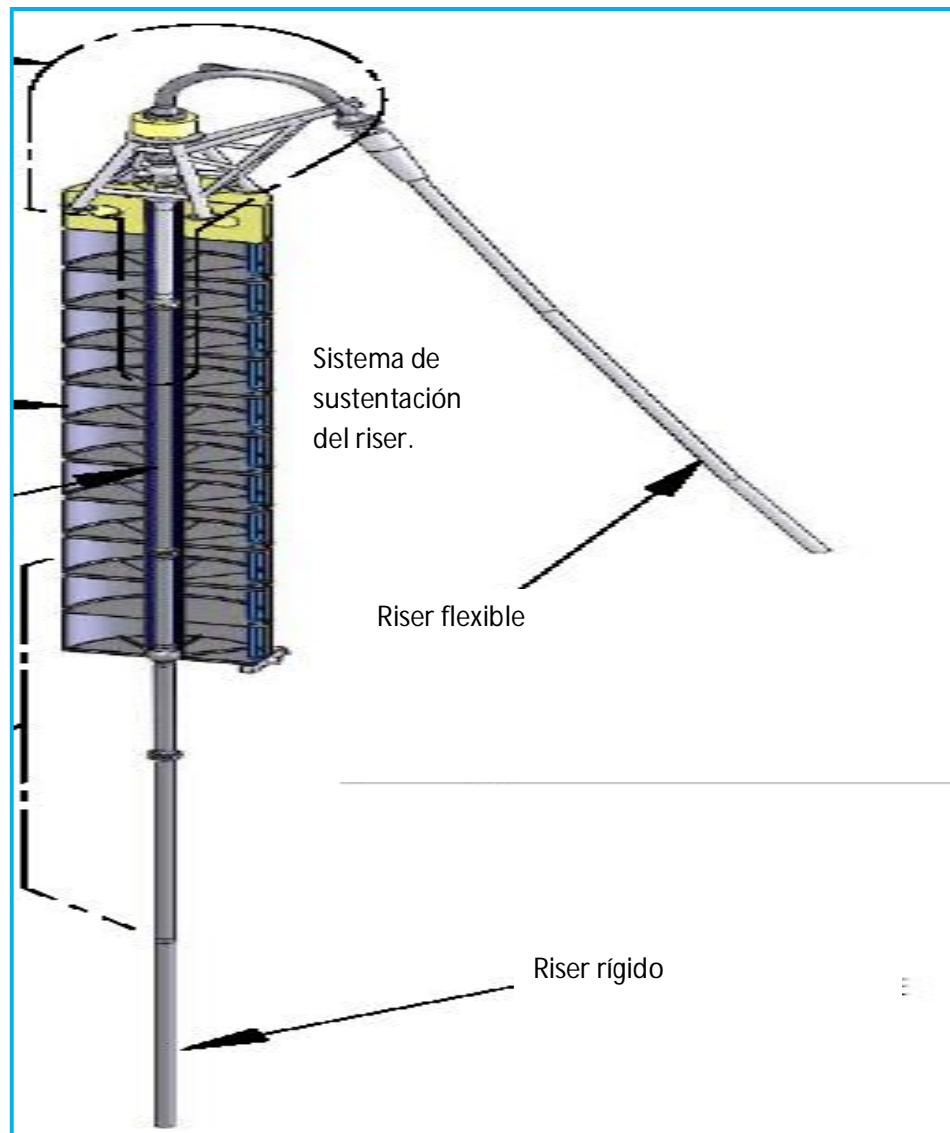


Figura 3-7) Riser Híbrido Auto Sustentable.

ii. Riser híbrido con boya de superficie.

Este sistema consta de una gran boya sumergida, la cual está anclada por tensores de acero al lecho marino, donde se acoplan los riser en forma de catenaria para llevar los fluidos a la superficie.

La *figura 3-8* muestra un riser con boya de superficie.

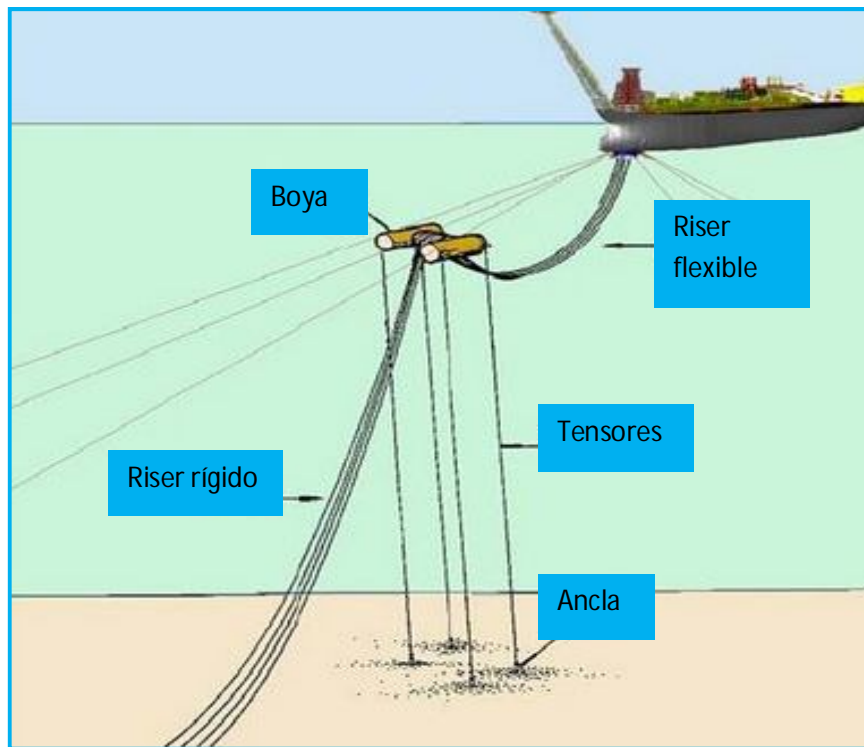


Figura 3-8) Riser Híbrido con Boya de Superficie.

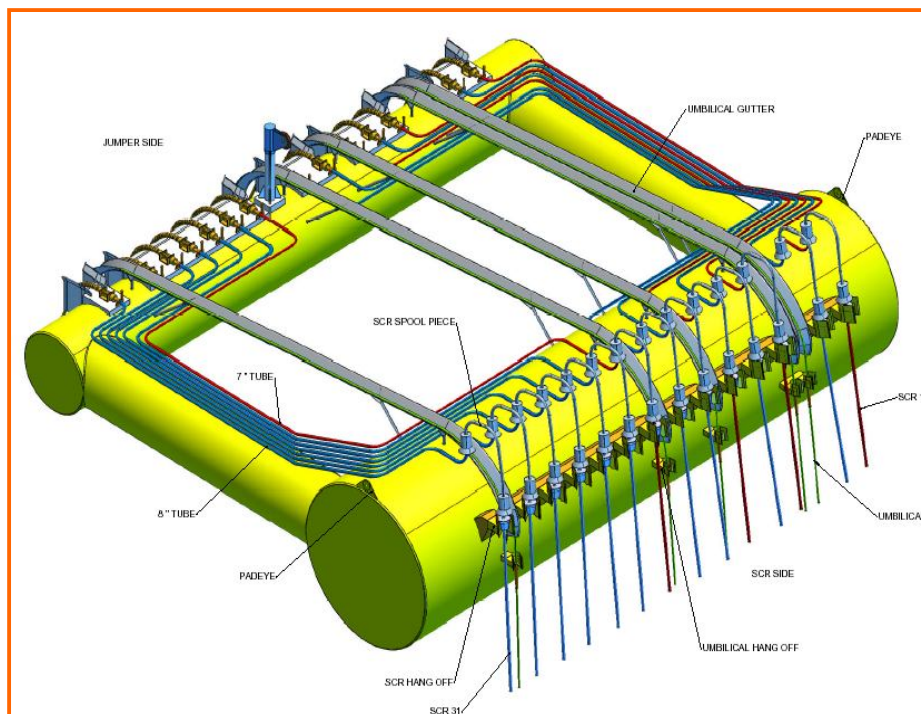


Figura 3-9) Boya con conexiones subsuperficiales.

3.3.4 Riser de acero en catenaria (SCR por sus siglas en inglés).

En aguas ultra profundas, los sistemas de tubería vertical cada vez enfrentan más desafíos, como grandes presiones externas, flujo de fluidos a altas temperaturas y bajas temperaturas ambientales, por lo que los sistemas flexibles llegan a tener problemas por las condiciones antes mencionadas; no obstante, una solución a esto es emplear tubos de acero porque ofrecen mayor resistencia a todos los factores de diseño.

El riser de acero en catenaria es una alternativa de los riser flexibles para campos de aguas profundas, ya que puede manejar diámetros mayores, mayores presiones y temperaturas. Los SCR pueden ser suspendidos en longitudes más largas. El punto más importante en estos sistemas es que se eliminó la necesidad de colocar juntas flexibles en la interfaz inferior, lo cual reduce la complejidad del sistema^v. La *figura 3-10* muestra un SCR.

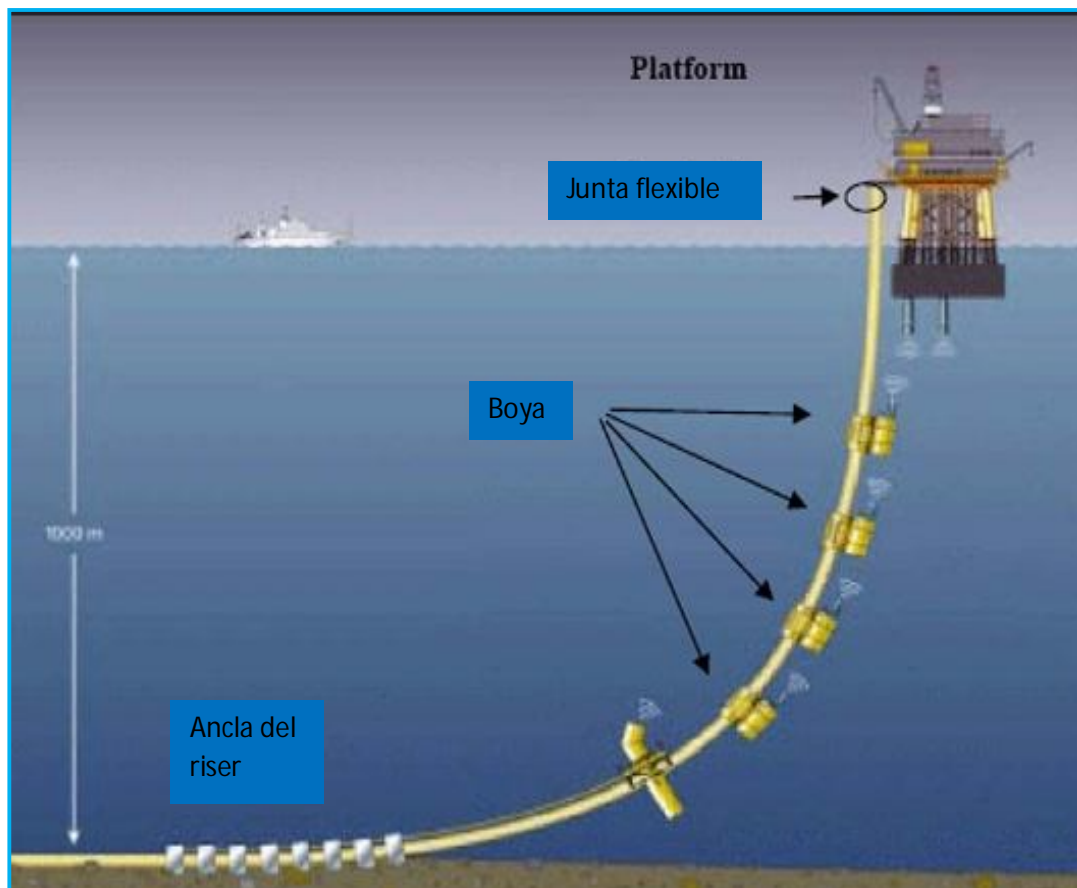


Figura 3-10) Riser de acero en catenaria con elementos subsuperficiales.



3.3.5 Comparaciones entre risers

Para aguas profundas y ambientes hostiles, los risers de acero en catenaria y los riser híbridos ofrecen las mejores alternativas. Los risers flexibles ofrecen una solución muy viable para todos los ambientes; sin embargo, es una de las soluciones más costosas en el mercado. Por otro lado el riser de catenaria de acero son un concepto simple y rentable. Solo consisten en tuberías que cuelgan de la superficie al fondo marino.

Tabla 3-1) Comparación entre risers.

Parámetros	Riser flexibles	Risers rígidos
Situación actual	Tecnología consolidada principalmente para aguas someras.	Tecnología consolidada para aguas profundas y ultra profundas.
Limitaciones en aguas profundas	Diámetro interno pequeño para aguas profundas.	Gran potencial para aguas profundas.
Condiciones ambientales	Se puede aplicar en condiciones hostiles	Aplicación limitada en condiciones hostiles.
Limitaciones de presión interna	Algunas limitaciones para grandes diámetros internos.	Posible utilización para altas presiones en diámetros internos grandes.
Sección transversal	Construcción compleja.	Construcción simple.
Costo de adquisición	Alto.	Bajo.
Costo de instalación	Medio-Bajo.	Medio-Alto.
Tiempo de fabricación	Relativamente Alto.	Relativamente Bajo.
Rigidez en las embarcaciones	Bajo.	Relativamente Alto.

3.4 Desafíos de los risers en aguas profundas y condiciones ambientales extremas

En el diseño de los risers, hay muchas cuestiones claves, tales como la profundidad del tirante de agua, la presión, la temperatura, las condiciones ambientales y su instalación, por mencionar algunos. La combinación de las condiciones ambientales y los tirantes de agua son considerados el mayor reto para el diseño de un sistema de risers.

3.4.1 Desafío del riser en aguas profundas

Los risers son afectados por la profundidad por las siguientes cuestiones:

- i. Incrementa el peso del riser.

El principal problema relacionado con el aumento de peso es que la tensión aumenta en la interfaz superior.



ii. Alta presión hidrostática.

La presión hidrostática externa aumenta con la profundidad del agua. Una presión hidrostática externa excesiva puede provocar un colapso de la tubería; por lo tanto, el desarrollo de campos de aguas profundas aumenta la complejidad del diseño de los risers.

iii. Vibración por corrientes.

En la mayoría de las aplicaciones de aguas profundas, la velocidad de las corrientes marinas provocan en el riser, algunos remolinos debido a que el riser se opone al libre paso de la corriente, esto tiene como consecuencia que se produzcan vibraciones a lo largo de la zona de contacto del riser con la corriente, lo cual aumenta la tensión en la parte de la interfaz superior.

3.4.2 Desafío del riser en condiciones ambientales extremas

Además de los tirantes de aguas profundas, las condiciones ambientales incrementan la complejidad del diseño del riser.

i. Movimientos de la unidad de producción.

El sistema de riser tiene que absorber los movimientos de la unidad de producción, el movimiento de esta unidad tiene un impacto directo en el riser, el cual puede sufrir una ruptura en cualquier punto.

3.5 Instalación de risers^{vi}.

Para la instalación de risers es necesario usar buques especiales, por lo que se han desarrollado cuatro formas de instalar los riser rígidos y flexibles.

- i. S-Lay
- ii. Flex-Lay
- iii. J-Lay
- iv. Reel-Lay

3.5.1 S-Lay.

Es un método para instalar risers de acero. Las tuberías de acero van almacenadas en el buque, las cuales se toman una por una y se van soldando para formar el riser después de esto, el buque tiene en la popa una estructura metálica que sale de la popa al lecho marino con una ligera pendiente para colocar el riser en el mar.

Este método es muy adecuado para la instalación de tuberías en aguas poco profundas e intermedias.



En la figura 3-11, se muestra el buque Borealis de la compañía Huisman Worlwide Lifting, Drilling and Subsea Solution(HWLDSS), el cual es empleado para la instalación de risers en forma S-Lay y otros servicios.



Figura 3-11) Buque Borealis de la compañía HWLDSS.

3.5.2 Flex-Lay

Es un método para la instalación de riser flexibles. Este buque está conformado por una serie de carruseles en la superficie de la popa, los cuales tienen enrollado al riser flexible; este se baja al suelo marino por un orificio que está colocado en el centro del buque, el cual tiene un aparato que le da tensión al riser a la hora de ser instalado.

Este sistema tiene la ventaja de no dañar el riser flexible por operaciones de instalación.

La figura 3-12 muestra los componentes de un buque para la instalación de riser flexibles.



Figura 3-12) Buque de la compañía HWLDSS.

3.5.3 J-Lay

Este es uno de los métodos para instalar riser flexibles. El buque en su parte central tiene una torre con un carrusel que permite bajar el riser al lecho marino de una forma casi vertical, de ahí el nombre de J, ya que el riser parece una letra J, como lo muestra la *figura 3-13*. Debido a que la salida del riser es casi vertical, este método se recomienda para aguas profundas.



Figura 3-13) Buque Polaris de la compañía HWLDSS.

3.5.4 Reel-lay

Este es uno de los métodos más empleados tanto para tubería flexible como rígida. Si el riser es rígido, las tuberías se sueldan en tierra y después se enrollan. Es recomendable para instalar risers de más de 20 pulgadas, en cualquier condición ambiental. Además, está diseñado para que se le acople una barcaza y le suministre tubería flexible o rígida, para continuar con las operaciones. La *figura 3-14* muestra como la barcaza se acopla al buque, para suministrarle tubería.

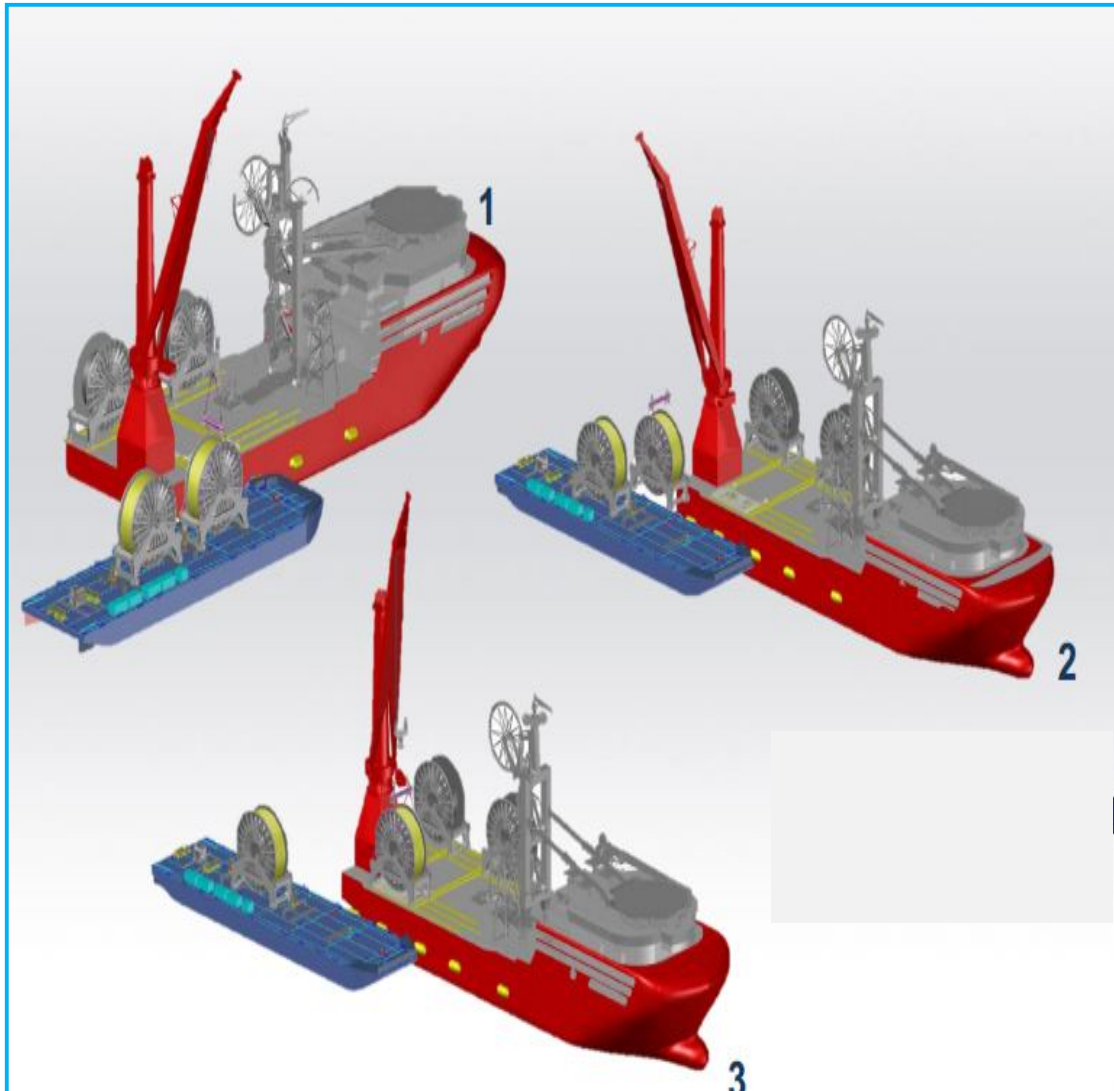


Figura 3-14) Buque de la compañía EMAS, suministrándole tubería a su buque.



3.6 Materiales

Los materiales con los cuales están constituidos los riser deben ser seleccionados teniendo en cuenta el fluido interno, medio ambiente externo, las cargas, temperatura de los fluidos al interior del riser, temperaturas del agua de mar, vida útil, si va ser un riser temporal o permanente y posibles fallas durante las operaciones. La selección del material deberá garantizar el funcionamiento del sistema de risers. De acuerdo con el tipo de material los risers se pueden clasificar en: ^{vii}

i. Riser rígidos

Tradicionalmente el acero al carbón ha sido el material más empleado para la construcción de los risers rígidos. Los materiales más empleados para la construcción de riser rígidos son x60, x 65 y x70. Actualmente hay otros materiales, como aleaciones de titanio que tienen mayor resistencia mecánica a las condiciones ambientales de campos en aguas profundas. Las aleaciones de titanio ofrecen varias ventajas con relación al acero al carbón; esto se debe a que la elasticidad y la flexibilidad son mayores en comparación al acero, además el peso específico del titanio es mucho más bajo, lo cual brinda mucha flexibilidad a la hora de diseñar el riser con aleaciones de titanio.

ii. Riser flexibles

Un riser flexible es un tubo con baja rigidez de flexión y alta rigidez a la tensión axial, lo cual se consigue por la forma en la cual está construido. Básicamente, existen dos tipos de riser flexibles de acuerdo a cómo son construidos.

- No unido

Este riser típicamente consiste de una carcasa interior de acero inoxidable, la cual le brinda resistencia al colapso, una barrera de polímero y una malla de acero al carbón entrelazado, para soportar las cargas de presión interior. Se llama no unido debido a que todas las tuberías ocupadas para la construcción de este tipo de riser van sobrepuestas una con la otra. La *figura 3-15*, muestra un riser no unido.

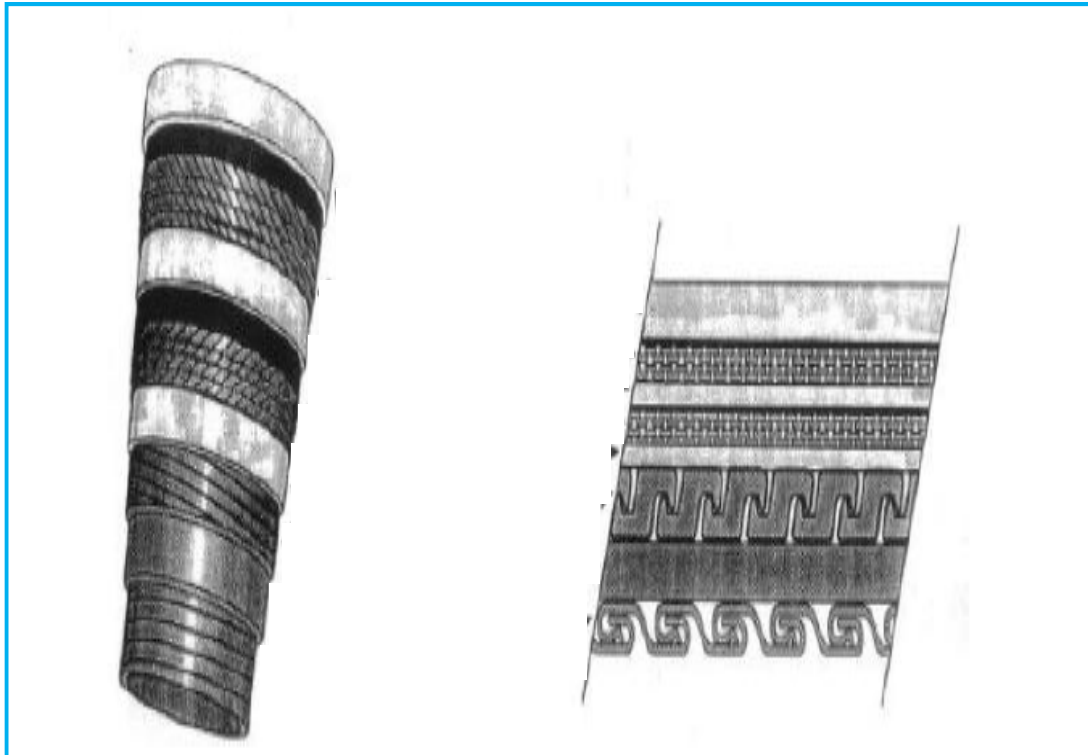


Figura 3-15) Riser no unido, con un corte transversal.

- Unido

Este tipo de riser consiste en varias capas de elastómeros y mallas metálicas, envueltas individualmente y unidas con el uso de adhesivos especiales, mediante la aplicación de calor o presión para fundir las capas en una sola. La *figura 3-16*, muestra un ejemplo típico de la tubería de riser unida.

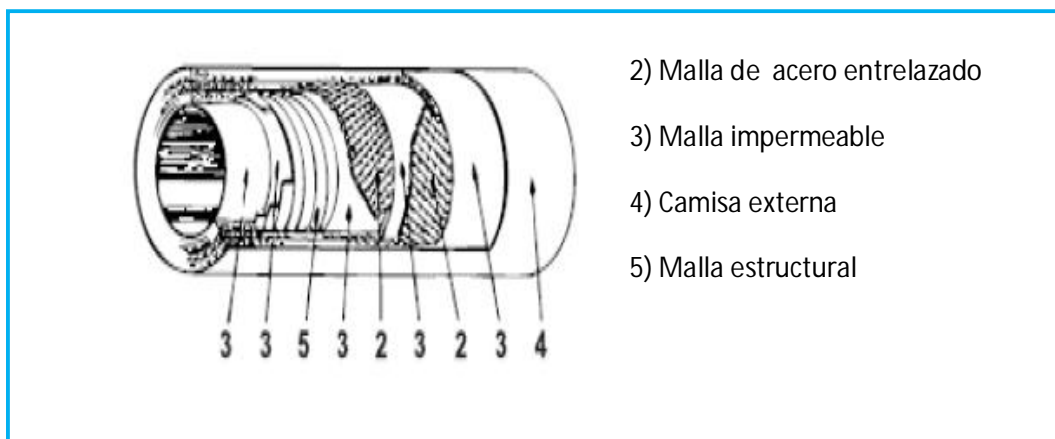


Figura 3-16) Riser unido.

3.7 Componentes de un riser de producción

Los componentes de un riser (flexible o rígido) deben de ser suficientemente fuertes para resistir altas tensiones, momentos de flexión y resistencia a la fatiga pero deben ser tan ligeros como sea posible para reducir al mínimo los requisitos de tensión y flotación. A continuación se describirá cada uno de los componentes principales de los risers de producción, ya que son configuraciones fundamentales. ^{viii}

i. Junta articulada

Elemento mecánico colocado en la parte superior del riser con el fin de minimizar el momento de flexión; esta junta está conformada por capas alternadas de materiales metálicos y elastómeros, las cuales permiten que el riser se pueda mover en cualquier ángulo sin afectar su integridad. En la *figura 3-17* se muestra una junta flexible.

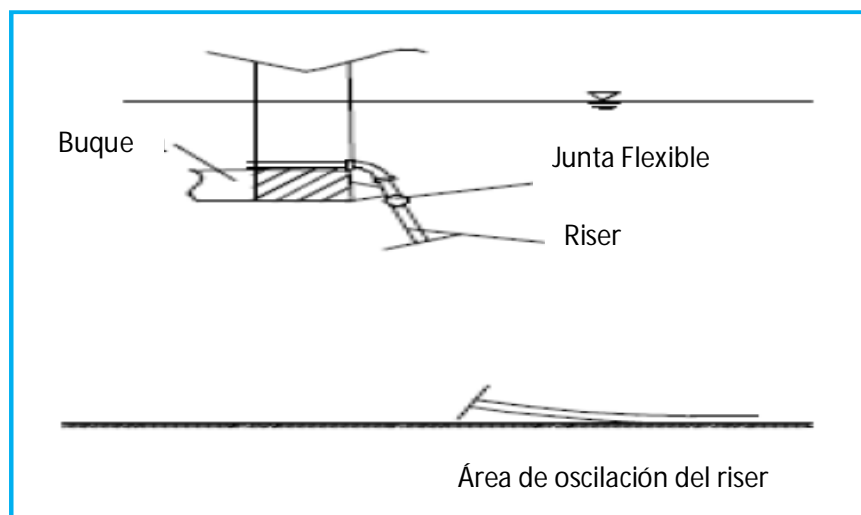


Figura 3-17) Esquema de una junta flexible.

ii. Junta cónica

Elemento mecánico utilizado para proporcionar una transición entre secciones fijas rígidas a tuberías de producción. Esta junta se utiliza para reducir los esfuerzos y proporcionar flexibilidad en el extremo del riser que asciende.



iii. Bend Stiffener

Es una moldura conica de poliuretano, cónica que está diseñada para añadir rigidez al riser cuando va ascendiendo. Este elemento limita las tensiones de flexión. *La imagen 3-18 muestra un Bend Stiffener.*

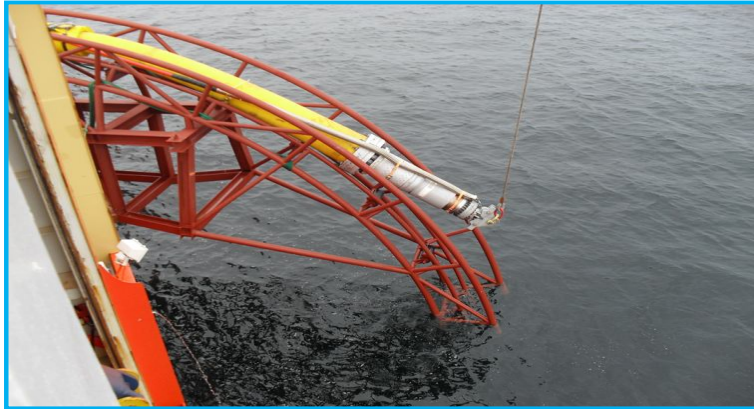


Figura 3-18) Bend Stiffener de la compañía First Subsea.

iv. Bending Restrictor

Elemento mecánico que se utiliza para apoyar el riser cuando éste carece de punto de apoyo en algún tramo de su longitud total. Se coloca para no dañar el riser debido a la sobre-flexión. Está compuesto por una serie de anillos que abrazan el riser a lo largo de toda la longitud afectada, como lo muestra la *figura 3-19*.

v. Sistema tensionador y compensador de movimiento

Los sistemas tensionadores y compensadores de movimiento proporcionan tensión axial constante para soportar y estabilizar el riser mientras el sistema flotante se mueve verticalmente y/o lateralmente con el viento, las olas y las corrientes. Normalmente se emplea tensionadoras hidráulicas y neumáticas.

vi. Instrumentación

La instrumentación del riser ayuda en operaciones o en la recolección de datos para la confirmación de los métodos de análisis de diseño. La instrumentación puede incluir la medida de los ángulos superiores e inferiores, del esfuerzo, del movimiento y de las presiones internas y externas. Estas instrumentaciones pueden ser empaquetadas en una unión dispuesta especialmente y denominada unión del riser instrumentada o puede ser afianzada a una unión del riser.

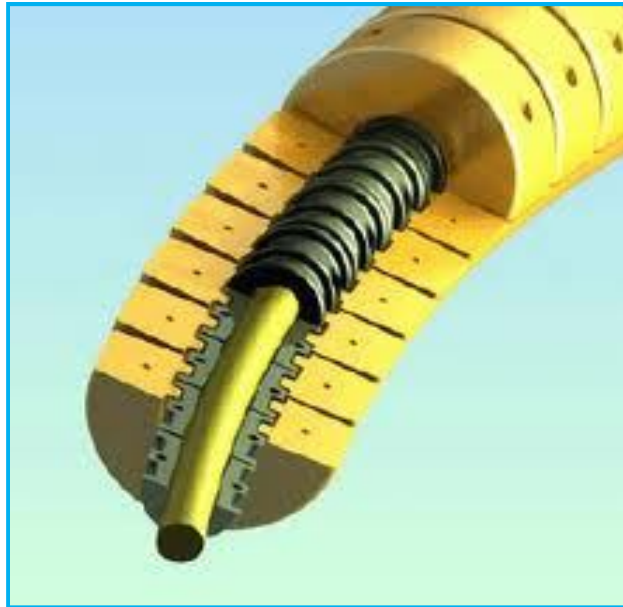


Figura 3-19) Bending Restrictor de la compañía ACT Technologies Database.

3.8 Clasificación de los risers con base a la fase de operación

La norma DNV-OS-F201ⁱⁱⁱ ha creado tres maneras de clasificar la seguridad en los risers, con base en:

- i. Tipo de fluido en el riser

Los líquidos contenidos en el riser se clasifican de acuerdo a su potencial de peligro. Cuando hay líquido no claramente especificado se clasificará en la categoría que contiene sustancias más similares y si la categoría no es evidente se supone que pertenece a la categoría más peligrosa. La *tabla 3-2* muestra la clasificación por tipos de fluidos.

- ii. Ubicación del riser

Esta clasificación se basa en dónde se encuentra el riser. La *tabla 3-3* muestra esta clasificación.

- iii. Nivel de seguridad

Esta clasificación implica las posibles consecuencias de fallas, las cuales se describen en la *tabla 3-4*.



Tabla 3-2) Clasificación por tipo de fluido.

Clasificación por tipo de fluido.

Categoría	Descripción
A	Fluidos no inflamables base agua.
B	Sustancias inflamables o tóxicas, que son líquidas a temperatura ambiente y presión atmosférica, por ejemplo: aceite, productos derivados del petróleo y líquidos tóxicos que podrían tener un efecto adverso si se derraman en el medio ambiente.
C	Sustancias no inflamables que son gases a temperatura ambiente y presión atmosférica, por ejemplo: el nitrógeno, dióxido de carbono, argón y aire.
D	Gas no tóxico, monofásico, principalmente metano
E	Sustancias inflamables y tóxicas, que son gases a temperatura ambiente y presión atmosféricas, y son transportados como gases o líquidos; ejemplos: hidrógeno, butano, propano, gas licuado, amoníaco y cloro.



Tabla 3-3) Clasificación por ubicación.

Clasificación de ubicación.	
Ubicación	Descripción
1	Área donde no se prevé ninguna actividad humana frecuente.
2	Área donde se prevé actividad humana; la clasificación 2 se asigna cuando hay menos de 50 metros de distancia entre el riser y la actividad humana.

Tabla 3-4) Clasificación por nivel de seguridad.

Clasificación por nivel de seguridad	
Clase	Definición
Bajo	Donde las fallas implican bajo riesgo de lesiones humanas y menores consecuencias ambientales y económicas.
Normal	Para las condiciones donde el fracaso implica riesgo de lesiones humanas, contaminación ambiental significativa y consecuencias económicas.
Alto	Para condiciones de funcionamiento donde el fracaso implica lesiones humanas, daño ambiental significativo, daño económico y político.



La *tabla 3-5* nos muestra cómo se pueden unir las tres clasificaciones anteriores para saber los riesgos que implica operar el riser en cualquier fase de operación.

Tabla 3-5) Clasificación general.

Clasificación general.						
Estado del Riser (Operación)	Contenido del Riser					
	Fluido categoría A,C		Fluido categoría B		Fluido categoría D,	
	Ubicación		Ubicación		Ubicación	
	1	2	1	2	1	2
Prueba 1)	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	N/A	N/A
Fuera de servicio 2)	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Normal
En servicio	Bajo	Normal	Normal	Normal	Normal	Alto
1) Cuando se mete presión al riser para verificar sus conexiones.						
2) Se refiere a cuando se manipula , transporta, instala o conecta el riser.						



CAPÍTULO 4

Conceptos de diseño de un riser de acero en catenaria



CAPÍTULO 4

“CONCEPTOS DE DISEÑO DE UN RISER DE ACERO EN CATENARIA”

El riser más simple es el riser de acero en catenaria (SCR por las siglas en inglés Steel Catenary Riser). Esta catenaria está compuesta por grandes extensiones de tuberías de acero ancladas al lecho marino y tendidas de manera que forman una catenaria con relación a la unidad de producción superficial y el lecho marino. Este sistema se ha vuelto en un corto tiempo una alternativa económica para conectar tuberías de producción y pozos en campos localizados en aguas profundas. El primer desarrollo de este tipo fue utilizado en una plataforma tipo TLP en 1993. Actualmente se cuenta con alrededor de 50 SCR's instalados en el Golfo de México. Mientras que la forma de catenaria ha permanecido sin variaciones, anualmente se han publicado artículos que sugieren que la predicción de su comportamiento continua siendo un reto, debido a que a incremento su uso en aguas más profundas con poca o nula información oceanográfica.

4.1 Historia del desarrollo del SCR

- i. En el año de 1993 se instaló el primer SCR en la plataforma Shell Auger de tipo TLP en el Golfo de México, para la exportación de petróleo y gas. Los risers se instalaron en un tirante de agua de 2869 pies, con un diámetro de 12 pulgadas y un espesor de .688 pulgadas. El método J-Lay se uso para instalar este riser.
- ii. En el año de 1997 se instaló el primer SCR en una plataforma semi-sumergible en el campo Marlin en las costas brasileñas, en un tirante de agua de 1985 pies y con un espesor de .812 pulgadas de un material x60.
- iii. En el año 2001 en la plataforma tipo TLP de nombre Allegheny, se instaló un SCR en un tirante de agua de 3300 pies, con un espesor de .791 pulgadas y construido con un material 5LX-65. Para las articulaciones se uso titanio para que resistieran todas las cargas, y el riser en la zona de contacto se revistió con tres capas de polietileno.
- iv. En el año 2002 en la plataforma Typhoon del tipo TLP, se instaló un riser de 18 pulgadas en un tirante de agua de 2100 pies; el desafío en este desarrollo fue que el diámetro del riser era muy grande con respecto a la profundidad de la instalación; hasta la fecha no se ha dado otro caso similar, el problema es que dado el peso del riser y a la poca profundidad, éste experimenta una excesiva fatiga en el punto de contacto.



- v. En el año 2004 fue instalado el primer SCR en un FPSO, el buque de nombre Bonga ubicado en la costa oeste de África.
- vi. Futuro: actualmente hay todavía muchos retos que superar, pero con el desarrollo humano y el avance de la tecnología, nada es imposible.

4.2 Consideraciones de diseño

El diseño de un sistema de riser de producción requiere la definición de las funciones de producción, las propiedades de los fluidos en las líneas, las cargas del medio ambiente que actuarán sobre el sistema y los movimientos del equipo superficial de producción. Las cargas, fuerzas, momentos y desplazamientos resultantes pueden ser investigados y analizados de manera conveniente para el diseño de un sistema de riser de producción y sus componentes. El sobre-esfuerzo local o la rápida acumulación del daño de la fatiga deben ser evitados. Se deben considerar en el diseño los procedimientos de instalación y las cargas que lo acompañan.

Los datos típicos requeridos para el diseño y la especificación de un riser de producción se enlistan a continuación:

- i. Requerimientos funcionales y operacionales.
 - Contenidos del riser.
 - Composición del fluido (gas, vapor, líquido, sólido).
 - Propiedades del fluido.
 - Gastos de flujo.
 - Presión.
 - Temperatura.
- ii. Medio ambiente.
 - Tirante de agua.
 - Altura de las olas, periodo y dirección.
 - Datos del viento.
 - Direcciones y perfil de la corriente.
 - Datos de las mareas.
 - Propiedades del agua de mar (salinidad y cantidad de oxígeno).
 - Condiciones de hielo y formación de hielo.
 - Datos de temperatura del aire y agua.
 - Datos sísmicos y geotectónicos.



- iii. Datos de movimiento del sistema superficial de producción.
 - Características de respuesta de baja frecuencia y de las olas.
 - Características del comportamiento del sistema de amarre.
- iv. Especificación del diseño preliminar del riser.
 - Descripción del espaciamiento y de las conexiones externas.
 - Descripción de las líneas auxiliares.
 - Interfaz del riser en el sistema superficial de producción.
 - Interfaz del riser en el lecho marino.
- v. Propiedades del material.
 - Dimensiones de la sección transversal.
 - Datos del análisis de esfuerzo de los componentes.
 - Datos de presión interna y colapso .
 - Peso de los componentes de los tramos.
 - Peso de accesorios.
- vi. Dispositivos de flotación.
 - Dimensiones y accesorios.
 - Peso en el aire y en el agua.
 - Capacidad de flotación en agua a la profundidad de instalación.
- vii. Coeficientes hidrodinámicos.

4.3 Componentes del SCRⁱ

Los componentes del SCR se pueden clasificar en:

- i. Componentes para la transferencia de fluidos.
- ii. Componentes para la estabilidad y control de las cargas.

4.3.1 Componentes para la transferencia de fluidos

De acuerdo a su comportamiento, el SCR se puede dividir en:

- i. Sección de línea de flujo estático: es la sección horizontal que se extiende del árbol marino y hace contacto con el suelo marino. Por lo general, esta parte del riser se comporta de manera estática debido a la gran presión hidrostática que hay sobre la misma.



- ii. Sección dinámica del riser: es la sección vertical que se conecta a la junta flexible en la parte superior de la plataforma. Esta parte del riser se comporta de una manera dinámica debido al movimiento de la unidad de producción superficial y las condiciones ambientales.

4.3.2 Componentes para la estabilidad y control de las cargas

Para los SCR hay dos elementos que proporcionan estabilidad y controlan las cargas, los cuales son:

- i. Boyas

Los SCR tienen un momento crítico en todas las fases de operación, por lo que se crearon boyas flotantes que se anclan a lo largo de todo el riser con el fin de reducir las fuerzas de tensión y los momentos de flexión. La idea de proporcionar componentes de flotabilidad es formar una configuración aceptable para evitar cualquier error; el inconveniente de estas boyas de flotabilidad es que aumentan el costo del diseño del riser.

- ii. Aletas helicoidales

Las aletas helicoidales son colocadas en toda la longitud del riser para evitar vibraciones en el mismo, debido a las corrientes marinas.

La *figura 4-1* muestra un patrón típico de las aletas helicoidales.



Figura 4-1) Aletas helicoidales de un SCR.



4.4 Retos de diseño del SCRⁱⁱ

A la hora de diseñar un SCR, los retos que se enfrenta el ingeniero de diseño son múltiples, ya que tiene que tomar en cuenta muchos parámetros que contribuyen a que el diseño sea más complejo; los cuales mencionaremos a continuación. Los lugares más críticos del SCR son la zona donde las olas impactan el riser, la zona de contacto del riser con el suelo marino y la unión con la unidad de producción de superficie. La *figura 4-2* muestra un SCR conectado a un equipo de producción de superficie.

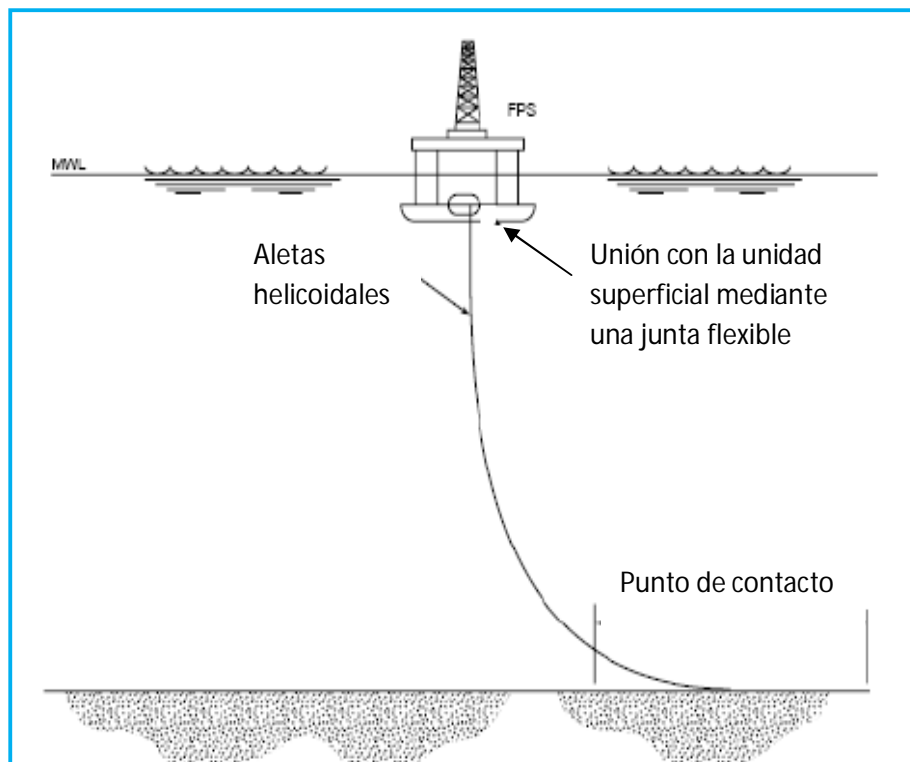


Figura 4-2) Esquema de un SCR.

- i. Profundidad del tirante de agua.

La profundidad del tirante de agua es uno de los parámetros más críticos para el diseño de SCR. El riser para aguas profundas requiere un espesor de pared que resista la presión hidrostática. Mientras más grande sea el espesor de pared se traduce a un alto costo para el diseño del riser.

- ii. Movimientos de la unidad de producción superficial.

Es importante seleccionar la unidad de producción superficial más adecuada para evitar que el oleaje provoque flexiones en el riser. Esto se resuelve seleccionando



adecuadamente la junta flexible, la cual permite que el riser tenga un poco de rotación. En la zona de contacto del riser con el suelo marino, el movimiento de la unidad de producción superficial puede causar que esta zona de contacto sufra de compresión cuando la unidad de producción superficial se mueve verticalmente.

La disponibilidad de información específica acerca del equipo superficial, en datos recientes en el proceso de diseño, puede ayudar a minimizar el número de iteraciones en el análisis y el diseño del riser. Las limitaciones técnicas y económicas del sistema de riser pueden ser tan grandes que influyan fuertemente en la selección del sistema superficial de producción y sus sistemas de posicionamiento dinámico.

La *figura 4-3* muestra las fuerzas que actúan en una unidad de producción superficial.



Figura 4-3) Grados de libertad en una unidad de producción superficial.



iii. Corrientes

Las corrientes marinas a la hora de entrar en contacto con el riser, provocan un efecto hidrodinámico, el cual se conoce como vibración, esta vibración provoca que las partes más sensibles del riser, como el punto de contacto del riser con el suelo marino, pueda llegar a fallar y fracturarse.

iv. Espaciamiento entre los risers

El espaciamiento entre los risers es un tema de vital importancia para el diseño de un campo. El comportamiento dinámico difiere para los diferentes tipos y tamaños de risers. Los risers más pequeños se desplazarán más que un riser más grande, por lo que es importante tener el espacio suficiente entre los risers; sin embargo dejar mucho espacio entre los risers significa reducir el número de risers que se pueden colocar en una sola unidad de producción superficial, dado que para el desarrollo de un campo grande se requiere un gran número de risers, es un desafío importante que tiene que ser resuelto.

v. Presión y temperatura

Las presiones y temperaturas altas conducen a la necesidad de que los materiales del riser tiendan a ser más gruesos, el incremento en el espesor de la paredes del riser se traduce a mayores costos y un reto para la fabricación y instalación en alta mar, por otra parte el aumento en el diámetro del riser afecta la capacidad de producción.

vi. Soldadura

Las tuberías con las cuales se construyen los risers, se unen mediante soldadura, hay veces que la soldadura tiene defectos debidos a los errores de fabricación o carga dinámica externa, por lo que se tiene que tener cuidado y verificar la soldadura, para evitar una falla en el riser.

vii. Corrosión interna

Se deben considerar los fluidos que están siendo manejados por el riser y dar tolerancias especiales para los fluidos que son particularmente corrosivos. Los grados de corrosión debido a los fluidos producidos y a cualquier tratamiento de fluidos se deben considerar cuando se determine el espesor de pared del riser.

viii. Corrosión externa

El contacto externo con los fluidos debe ser considerado en la selección de material y recubrimiento externo del riser. Los efectos de la zona de lavado requerirán protección



adicional debido a la luz del sol, a la espuma del agua marina y algunos daños mecánicos.

ix. Información oceanográfica.

La información del viento, las olas y las corrientes es esencial para el diseño del riser. En áreas de gran actividad ambiental se requieren buenos datos estadísticos con respecto a la dirección, frecuencia, magnitud y variaciones estacionales que permitan la determinación de un diseño satisfactorio del riser y de las cargas operacionales. Las corrientes pueden variar mucho en magnitud y dirección sobre el tirante de agua. Los cambios de mareas y el oleaje fuerte cambian la profundidad aparente del tirante de agua en la determinación de las cargas.

x. Información meteorológica

Datos razonablemente precisos de la temperatura del mar y del aceite son importantes para la determinación de las temperaturas de diseño y de los esfuerzos térmicos, ya que las temperaturas bajas pueden afectar la ductibilidad del material. La porción superior del riser puede estar expuesta a cargas debidas a la formación del hielo.

xi. Información geotécnica

Los aspectos geotécnicos están relacionados principalmente con el soporte de los equipos en el piso marino y con la sismicidad. Las cargas impuestas por el riser sobre el equipo en el piso marino y la forma en la que este equipo y la base reaccionan a las cargas del riser pueden ser una condición límite importante en el diseño del riser. La sismicidad del área puede convertirse en cargas adicionales sobre el riser de producción y debe ser explicada apropiadamente.

xii. Condiciones estructurales

Las condiciones estructurales de los riser son un tema de vital importancia para evitar accidentes graves; en general, el diseño debe estar dirigido a la compatibilidad de materiales, a la prevención de los sobreesfuerzos durante la instalación, producción y cierre, a los efectos de temperatura, a la prevención de flexión, a la tolerancia de la corrosión y a altas resistencias de cedencia.



4.5 Procedimientos de análisis

Para diseñar un riser de producción hay dos grandes vertientes.

i. Mecánica

En la parte mecánica se toman en consideración todas las cargas que estén involucradas en el comportamiento estructural del riser, como los datos del medio ambiente y el movimiento de la unidad superficial de producción. Las condiciones de carga deben ser usadas durante todas las etapas del proceso de diseño. Estas condiciones son usadas en el análisis de respuesta preliminar junto con las especificaciones del diseño preliminar del riser, donde se pone especial atención a la estabilidad del riser y a la conveniencia total del diseño para la aplicación.

ii. Flujo de fluidos

El dimensionamiento del riser es una de las áreas que actualmente ha causado problemas a la hora de aplicar esta tecnología en aguas profundas, debido a que entender el comportamiento de los fluidos en aguas profundas, es una actividad muy compleja. Para los risers en aguas profundas, los métodos de análisis para el flujo en estado estacionario se convierten en métodos poco confiables y pueden ocurrir condiciones de flujo transitorio/bache. Estos problemas son importantes consideraciones de diseño para las líneas del riser.

La *figura 4-4* muestra los factores que se deben considerar para el diseño de un riser.

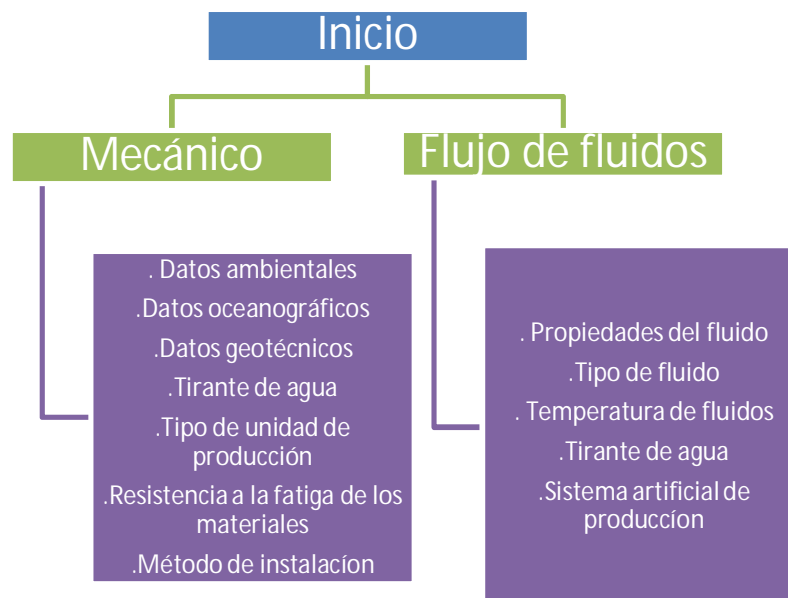


Figura 4-4) Factores de diseño.



4.6 Métodos de diseño

Las condiciones ambientales y el tipo de fluido afectan el funcionamiento del riser, provocando que el riser sea sometido a diversos tipos de cargas y deformaciones. El propósito del diseño de los risers, es que pueda soportar los efectos de la carga que provocan las condiciones ambientales y los fluidos a lo largo de su vida útil.ⁱⁱⁱ

Existen dos métodos para establecer criterios de aceptación en el diseño. Un método es Working Stress Design (WSD), establecido por la norma APIRP-2RD, y el otro método es Load and Resistance Factor (LRFD), establecido por la norma DnV-OS-F201.

Tradicionalmente los diseños de los risers se basaban en la norma APIRP-2RD. La norma DnV-OS-F201 ofrece un diseño más completo ya que toma en consideración las condiciones ambientales.

4.6.1 Método WSD

El método Working Stress Design es un método donde el margen de seguridad estructural se expresa por un factor de seguridad central o factor de uso para cada estado límite; es decir que las posibles incertidumbres en efectos de carga y resistencia se contabilizan por un factor único.

4.6.1.1 Efectos considerados en el método WSD

- i. Colapso hidrostático.

En aplicaciones de los riser en aguas profundas, la presión hidrostática es alta; esta presión puede provocar que el riser colapse, por lo que se debe de medir este fenómeno con la siguiente ecuación:

$$P_a \leq D_f P_c$$

Ecuación 4-1) Ecuación para colapso hidrostático.

donde:

P_a = Presión externa permisible por las características del riser

D_f = Presión de colapso prevista



P_c = Factor de diseño (=.75 para tuberías de acero y =.60 para tuberías flexibles)

ii. Colapso por propagación.

Los impactos o flexiones excesivas del riser son una fuente que inicia el colapso de la tubería.

El criterio de diseño para prevenir el colapso por propagación se proporciona en la siguiente ecuación:

$$P_d < D_p P_p$$

Ecuación 4-2) Ecuación para colapso por propagación.

donde:

P_d = Presión diferencial de diseño

P_p = Presión de propagación pronosticada

D_p = Factor de diseño (=.72 para todo tipo de tuberías)

iii. Deflexiones.

El propósito de limitar la deflexión del riser es evitar tensiones en la interfaz inferior y superior de riser.

4.6.2 Método LRFD

El principio fundamental de este método es verificar que los efectos de las cargas no superen la resistencia del diseño mediante diferentes pruebas: para ello se emplea la siguiente ecuación:

$$g(S_P; \gamma_F \cdot S_F; \gamma_E \cdot S_E; \gamma_A \cdot S_A; R_k; \gamma_{SC}; \gamma_m; \gamma_c; t) \leq 1$$

Ecuación 4-3) Ecuación general del método LRFD.



donde:

$g(.)$ = Es el efecto de carga generalizada ($g(.) < 1$ implica un diseño seguro y $g(.) > 1$ implica fracaso)

S_p = Cargas de presión

S_f = Efecto de carga por cargas funcionales

S_E = Efecto de carga por cargas ambientales

S_A =Efecto de carga por cargas accidentales

γ_F =Factor de efecto de carga por cargas funcionales

γ_E =Factor de efecto de carga por cargas ambientales

γ_A =Factor de efecto de carga por cargas accidentales

R_K =Resistencia generalizada

γ_{SC} = Factor de resistencia a tener en cuenta la clase de seguridad

γ_m =Factor de resistencia a tener en cuenta por la clase del material

γ_c =Factor de resistencia a tener en cuenta por condiciones especiales

t = Tiempo

4.6.3 Conclusión de métodos

El método WSD se ha utilizado en la mayoría de los diseños de risers debido a que es un método fácil de usar, ya que tiene sólo tres condiciones de operación (operativo, extremo y accidental). Sin embargo, este método puede conducir a diseños excesivamente conservadores. Día a día los diseños de risers aumentan en complejidad debido a la tendencia de desarrollo en campos de aguas profundas y medio ambientes más hostiles, por eso es que el método LRFD proporciona un diseño con mayor consistencia que permite modelar incertidumbres casi de cualquier tipo.

4.7 Cargas

En los métodos de diseño de los risers (método WSD y LRFD), se menciona que el diseño de los risers se basa en las cargas que estos deben soportar. Las cargas en los risers se deben a:

- i. Presión(P)



- ii. Función.....(F)
- iii. Ambientales(E)
- iv. Accidentales..... (A)

4.7.1 Cargas funcionales (F)

La norma DNV-OS-F201 define estas como cargas que se producen como consecuencia de la existencia física del sistema, durante su transportación, almacenamiento, instalación, operación y uso en general, como son:

- i. El peso del riser.
- ii. Vegetación marina.
- iii. Tipo de recubrimiento.
- iv. Flotabilidad.
- v. Cargas inducidas por las instalaciones.

La vegetación marina se debe considerar en el diseño de los risers, debido que el material del riser al estar en contacto con agua salada, propicia el crecimiento de algas marinas, las cuales se adhieren en toda la superficie del riser, proporcionando una carga adicional al riser, que afecta el desempeño del mismo, de ahí la importancia de tomar en cuenta todos los factores que afectan el desempeño del riser, para este caso se tiene que tomar en cuenta, la salinidad del agua, el contenido de oxígeno, el PH y la temperatura del agua salada.

4.7.2 Cargas de presión (P)

Estas cargas son estrictamente debidas al efecto combinado de presiones internas y externas. Para determinar las presiones internas y externas es necesario saber la densidad y temperatura de los fluidos con los que el riser estará en contacto. Para determinar la presión local interna (P_{ld}) y la presión local incidental (P_{li}), se ocupan las siguientes ecuaciones:

$$P_{ld} = P_d + \rho_i \cdot g \cdot h$$
$$P_{li} = P_{inc} + \rho_i \cdot g \cdot h$$

Ecuación 4-4.

donde:

P_{ld} = Presión local interna



Pli= Presión local incidental

Pd=Presión de diseño (esta es la máxima presión durante las operaciones)

Pinc= Presión incidental (es la presión en la superficie del riser)

g= aceleración de la gravedad

h= diferencia de altura entre la ubicación real y el punto de referencia de presión interna

pi= Densidad del fluido interno del riser

4.7.3 Cargas ambientales (E)

Se definen como cargas impuestas directa o indirectamente por fenómenos ambientales, tales como:

i. Viento

El viento ejerce una carga sobre las estructuras por encima de la superficie del agua (risers, buques y plataformas) las cuales por acción del viento se moverán y producirán una carga en el riser; por lo tanto es importante determinar cuál es el valor de esta carga. La siguiente relación permite calcular la carga producida por el viento.

$$F_w = \frac{1}{2} \rho_a \cdot C_s \cdot V^2_y \cdot A$$

Ecuación 4-5.

donde:

Fw= Carga del viento.

pa= Densidad del aire.

Cs= Coeficiente de forma (.5 para secciones cilíndricas).

V²y= Velocidad del viento a la altura de contacto.

A= Área proyectada de la tubería, en la dirección del viento.



ii. Olas

Las olas son una de las cargas dinámicas más importantes en el diseño de los riser; las olas superficiales son las más peligrosas, debido que al ser impulsadas por el viento, toman una forma irregular, la cual varía en longitud y altura las cuales golpean al riser en varias direcciones simultáneamente. Una forma de simular este tipo de fenómenos es por métodos estocásticos.

iii. Corrientes

Este es uno de los factores más importantes, dado que afecta la parte dinámica y estática del riser. Las cargas por corriente van aumentando con el tirante de agua. Se tienen que tomar en cuenta los patrones de circulación de las corrientes oceánicas, mareas y la temperatura de las corrientes oceánicas.

iv. Movimientos de superficie

Son los desplazamientos impuestos por la unidad de producción superficial dado que la unidad superficial se mueve dependiendo del oleaje. Estos desplazamientos forzados pueden causar daños al riser debido a los movimientos verticales y horizontales, entonces aquí radica la importancia de seleccionar adecuadamente la unidad de producción superficial (TLP, Spar, por mencionar algunos).

v. Sismos

Se tiene que evaluar la actividad sísmica en la zona donde se instalará el riser debido a que el riser puede sufrir una falla estructural.

vi. Hielo

Para las zonas árticas, el hielo marino puede ser un gran problema para los risers. Se tiene que considerar en el diseño que pueden ser golpeados por un trozo de hielo marino o bien los risers se pueden congelar en invierno y descongelarse en primavera lo cual podría provocar una falla estructural en el riser.

4.7.4 Cargas accidentales (A)

Se denomina carga accidental a cualquier evento que salga fuera de las operaciones normales, como explosiones, incendios, impacto de barcos, por mencionar algunos.

4.8 Análisis global.

Los análisis globales se realizan para evaluar los efectos globales de la carga y el desempeño del riser.^{iv}



El análisis global incluye dos aspectos.

- i. Análisis estático.
- ii. Análisis dinámico.

4.8.1 Análisis estático

El análisis estático es el primer paso que se debe de llevar a cabo y se utiliza para establecer la configuración de equilibrio estático debido a cargas estáticas que actúan sobre el riser.

Las fuerzas estáticas que actúan sobre el riser son:

- i. La fuerza axial.
- ii. Fuerzas horizontales debido a la resultante de la presiones hidrostáticas externas e internas.
- iii. Fuerza vertical debido a la resultante de la presión hidrostática externa e interna.
- iv. Fuerza de arrastre debido a las corrientes y olas.
- v. El peso del riser que actúa verticalmente hacia abajo.
- vi. Desplazamiento de la unidad de producción superficial.

4.8.2 Análisis dinámico

Una vez hecho el análisis estático se puede proceder al análisis dinámico. El análisis dinámico representa principalmente el análisis de la respuesta vertical de los risers a acciones combinadas como el viento, las olas y la corriente marina en un determinado tiempo. El análisis dinámico es necesario para determinar las condiciones seguras de operación de los risers.

Las fuerzas dinámicas que actúan en el riser son:

- i. Fuerzas de inercia.
- ii. Fuerzas de amortiguación.
- iii. Fuerzas externas en función del tiempo.

4.8.3 Análisis estático y dinámico

Se entiende por análisis de un riser al proceso sistemático que concluye con el conocimiento de las características de su comportamiento bajo un cierto estado de cargas.

Como mencionamos anteriormente, para diseñar un riser se necesita un análisis estático y dinámico por lo que se tiene que tomar en cuenta lo siguiente:



i. Análisis estático.

Las cargas actuantes no dependen del tiempo.

ii. Análisis dinámico.

Las cargas actuantes en el riser son variables con el tiempo.

El análisis del comportamiento dinámico y estático del riser se lleva a cabo realizando una idealización de algunos aspectos probablemente parciales, de la realidad física y funcional del riser. El primer paso en el proceso de análisis es, el establecimiento de un modelo físico en el que se idealicen o abstraigan aquellas características físicas y funcionales que participan en el aspecto del comportamiento del riser que se quiere realizar. A partir del modelo físico se desarrolla un modelo matemático consistente en un conjunto de variables y constantes interrelacionadas en un sistema de ecuaciones con condiciones iniciales y definidas. Una dificultad importante en el proceso de definición del modelo matemático, está en la definición de las ecuaciones que reflejen el comportamiento del riser o de cualquiera de sus partes. Para analizar el comportamiento de los risers se utiliza un algoritmo matemático en el que se sintetizan teorías de la mecánica del riser, resultados de laboratorio, experiencias y juicio ingenieril.

Actualmente, para realizar un análisis estático y dinámico, se utiliza el método de elementos finitos, el cual está basado en los teoremas del cálculo clásico, a cuyas ecuaciones dan un tratamiento numérico con técnicas de álgebra matricial.

4.8.4 Técnicas analítica y numérica

Los problemas de análisis dinámico y estático asociados con los risers costa afuera pueden ser representados por medio de ecuaciones diferenciales. La solución de las ecuaciones diferenciales puede ser dividida en dos aproximaciones, llamadas analítica y numérica.

Las técnicas de solución analítica implican encontrar funciones de forma aproximada que satisfagan las ecuaciones que gobiernan un intervalo dado. Es decir, una solución analítica debe ser encontrada para el grupo original de ecuaciones diferenciales. En este caso, tanto la formulación como la solución del problema son continuas en el sentido de que no se han discretizado numéricamente; esto es, la solución varía en forma continua. Con frecuencia la determinación de las soluciones analíticas involucra algunas formas de iteración. Esta situación se presenta porque hay muchas variables desconocidas en la solución. Los valores para algunas variables desconocidas son inicialmente asignados en forma explícita. Una vez que se determina la solución, se hace la corrección para los valores asignados inicialmente, sujeta a la satisfacción de las condiciones límite requeridas.



Para resolver problemas grandes y complejos que involucran ecuaciones diferenciales, deberán utilizarse técnicas numéricas. Como mencionamos anteriormente, la técnica más usada en ingeniería es el método de elementos finitos.

El método de los elementos finitos es un procedimiento numérico que permite obtener soluciones aproximadas para ecuaciones diferenciales que involucran problemas de valores límites. Este método surge de la idea física de discretizar un elemento continuo por medio de elementos pequeños, los cuales pueden ser analizados separadamente por medio de la modelación de las reglas físicas de cada elemento. La discretización permite reducir las ecuaciones diferenciales gobernantes a una serie de ecuaciones diferenciales ordinarias sobre cada elemento de la discretización. De esta manera, cada una de las variables físicas son expresadas como la suma de los pesos de un valor finito en los nodos de los elementos y el comportamiento de cada uno de los elementos debe ser continuo a través de cada elemento límite.

4.9 Programas computacionales para el análisis y diseño de los risers

Los programas computacionales proporcionan una plataforma de bajo costo para realizar simulaciones, bajo determinadas condiciones. Cuando los programas empezaron a desarrollarse sólo permitían llevar a cabo el cálculo bajo ciertas condiciones particulares, con ausencia de la variable tiempo; actualmente todos los programas toman en cuenta cada variable que afecte el funcionamiento del riser, proporcionando modelos estáticos y dinámicos en tres dimensiones. Actualmente en el mercado existen muchos programas, pero los más comerciales son los siguientes: ^v

4.9.1 OrcaFlex

Este programa fue desarrollado por Orcina LTD, Reino Unido. Se utilizó por primera vez en 1986 con el objetivo de proporcionar análisis dinámicos de los sistemas marinos que se aplican costa afuera. Este programa se basa en la teoría de elementos finitos. Entre sus aplicaciones están:

- i. Diseño de risers(SCR, híbridos, flexibles)
- ii. Medición de las capacidades de flujo.
- iii. Estabilidad de estructuras.

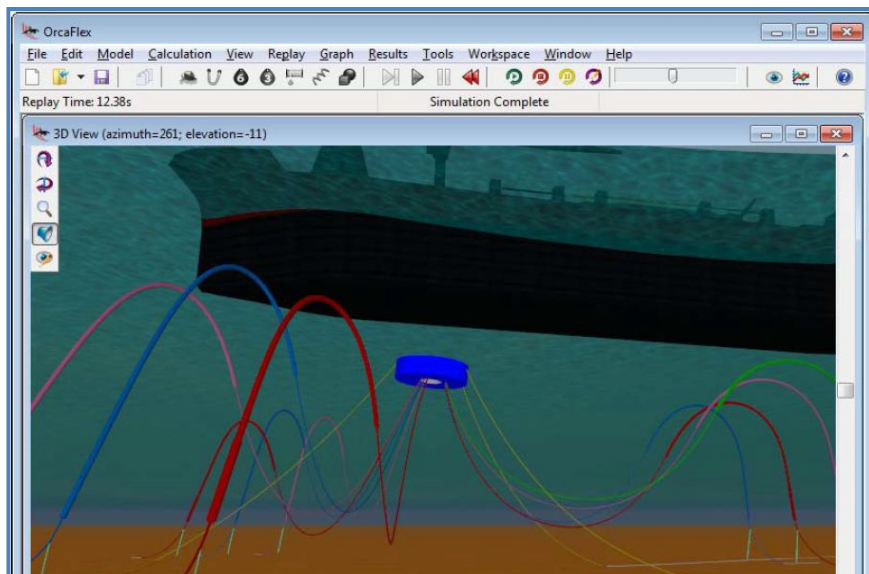


Figura 4-5) Programa OrcaFlex, analizando el comportamiento dinámico de SCR.

4.9.2 Deeplines

Este programa fue desarrollado por Principia and IFP, en Francia. Este programa se basa en la teoría de elementos finitos. Entre sus aplicaciones están:

- i. Análisis dinámico de todos los risers flexibles.
- ii. Análisis de líneas de flujo.
- iii. Análisis de instalación de equipos submarinos.

4.9.3 Flexcom

Este programa fue desarrollado por MCS Kenny Ltd. Se utilizó por primera vez en 1983. Entre sus aplicaciones están:

- i. Analizar todos los risers flexibles.
- ii. Diseñar SCR.
- iii. Diseñar TTR en fase de perforación y producción.
- iv. Vista en tres dimensiones.

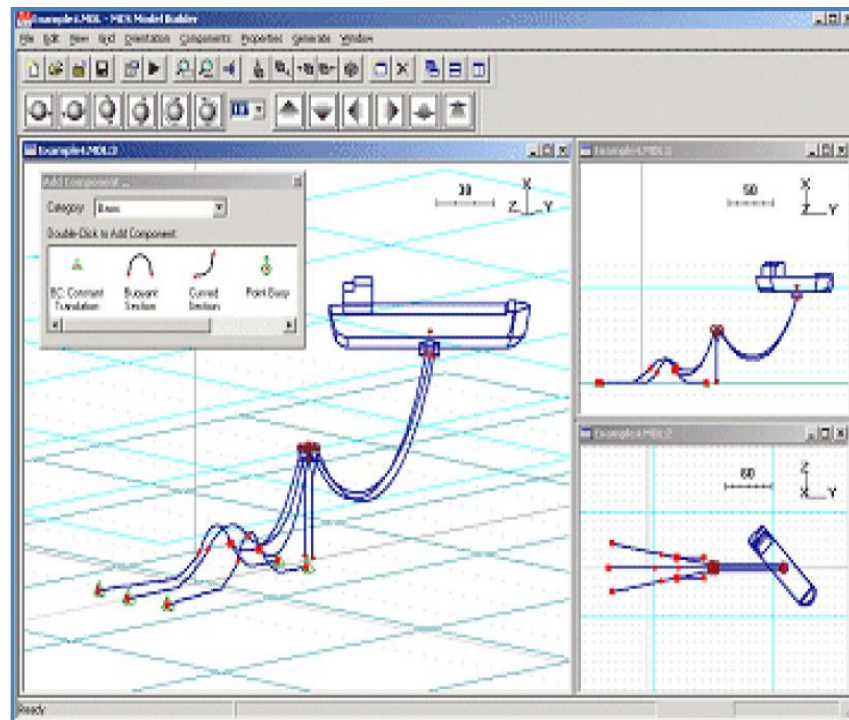


Figura 4-6) Programa Flexcom diseñando un SCR.

4.9.4 Riflex

Este programa fue desarrollado por Marintek y NTNU en Noruega. Se creó para proporcionar análisis dinámicos de los sistemas marinos que se aplican costa afuera. Este programa se basa en la teoría de elementos finitos. Entre sus aplicaciones están:

- i. Diseño de risers flexibles.
- ii. Diseño de SCR.
- iii. Diseño de líneas de flujo.

Todos los programas mencionados se basan en el mismo principio de análisis mediante elementos finitos, la única diferencia es que tienen diferentes librerías para poder agregar algunos factores. Las soluciones que arrojan estos programas no varían mucho ya que todos arrojan las características comunes.

4.10 Fundamentos de flujo de fluidos en ductos

En la ingeniería de transporte de fluidos se puede encontrar una diversidad de problemas que hay que afrontar, ya sea para la optimización o el diseño del sistema de transporte. El problema crece cuando se considera la existencia de mezclas multifásicas.



El flujo multifásico es encontrado frecuentemente en la industria petrolera. La determinación de los patrones de flujo, el gradiente de presión y la fracción volumétrica de líquido es el reto asociado en la investigación y en desarrollo para optimizar el diseño de los diferentes componentes del sistema que operen con este tipo de flujo y así reducir de manera significativa los costos asociados a la construcción y operación de los mismos.^{vi}

En la producción y transporte de petróleo crudo y algunos de sus derivados, el manejo de flujo multifásico ha tenido un notable incremento, con el consecuente ahorro económico en la construcción de líneas de tuberías para cada fase. Aquí las mezclas pueden estar formadas por más de dos fases aceite-gas, aceite-agua-gas, aceite-agua-gas-lodos, etc., por lo que se denominan mezclas multi-fasicas.

En la industria se encuentran sistemas complejos de tuberías para conducir flujo multifásico, las cuales consisten en tubos verticales, inclinados, horizontales y accesorios; las fases en varias ocasiones se redistribuyen de manera tal que podrían crear una situación indeseable o potencialmente peligrosa para el personal y los equipos.

Dentro de la industria petrolera, una de las principales actividades es la extracción, transporte de fluido y separación de las fases ya que los pozos producen generalmente una mezcla de diferentes fluidos. Por otra parte, la producción costa afuera implica un flujo bifásico multi-componente de aceite y gas. Se ha pronosticado que más de la mitad de las reservas de aceite y gas están localizadas costa afuera en aguas profundas y campos marginales. Los flujos son transportados por medio de tuberías y separados en plataformas de tratamiento construidas en aguas poco profundas o procesados en instalaciones terrestres. Desafortunadamente, siempre pueden ocurrir inestabilidades hidrodinámicas inducidas por el flujo bifásico dentro de una tubería, generando serios problemas de operación.

Un desafío importante que plantea la industria petrolera es el desarrollo de la tecnología en flujos bifásicos para el transporte del petróleo y gas, desde las unidades de producción ubicadas en el fondo del mar, hasta su procesamiento en instalaciones ubicadas en plataformas cercanas o en tierra. Las tuberías colocadas en el fondo del mar conectan los pozos de donde se extrae la mezcla de petróleo y el riser en la plataforma de producción, los cuales normalmente son verticales, ya que el primer proceso de la mezcla es la separación de las fases.

El flujo que pasa a través de las tuberías ubicadas en el lecho marino, por lo general, contiene flujos multifásicos, como el agua, petróleo y el gas, cuya composición no es conocida. El cambio de composición dentro de las tuberías puede ocasionar problemas operacionales serios, los cuales originarían daños al equipo y al personal que los opera.



4.10.1 Fundamentos de flujo bifásico

El fenómeno de flujo en dos fases se da cuando dos diferentes fluidos fluyen simultáneamente a través de un conducto. Generalmente, las fases líquida y gaseosa son los componentes más comúnmente encontrados en este tipo de flujo. Desde los años 50, el mecanismo de flujo en dos fases ha sido tema de investigación en diferentes prácticas de la ingeniería.

Un uso importante para el flujo en dos fases toma lugar durante la transportación para la extracción del petróleo y gas a través de ductos. Mientras la demanda aumenta, las reservas petrolíferas se vuelven cada vez más importantes aumentando los problemas de estabilidad del sistema. Sin embargo, se deben hacer cálculos más confiables en ingeniería para las enormes dimensiones de estos sistemas de tuberías. Con la mejora de la tecnología, también se han desarrollado métodos novedosos que proveen resultados más acertados con mejor entendimiento del flujo en dos fases.

Mientras más amplias sean las aplicaciones consideradas para el flujo en dos fases en la ingeniería petrolera, la importancia de determinar los parámetros de flujo en dos fases serán más notable. Se han realizado muchos estudios tanto teóricos como experimentales para entender los mecanismos de los fenómenos que se encuentran en la conducción del flujo en dos fases. Los primeros modelos desarrollados para sistemas de flujo en dos fases eran independientes de los patrones de flujo. Estos modelos ignoraban la configuración compleja del flujo, llamados patrones de flujo, y trataban al flujo en dos fases como un flujo en una sola fase, o como un flujo de dos fluidos separados. Los modelos de Wallis, Lockhart y Martinelli, y Dun y Ros están entre los modelos más importantes ya que son el punto de inicio a través del progreso del modelado en dos fases. Muchos estudios recientes se han enfocado en la comprensión y determinación de los patrones de flujo. El mecanismo de formación de los patrones de flujo es examinado independientemente para cada uno de ellos. Entonces, las ecuaciones gobernantes de flujo bifásico son propuestas para cada uno de los diversos patrones de flujo. Estos modelos fueron llamados modelos mecanicistas. Como el entendimiento del comportamiento de los sistemas de flujo en dos fases ha mejorado, se han logrado modelos mecanicistas más unificados.

4.10.2 Patrones de flujo

La determinación del patrón de flujo es el primer paso para desarrollar los modelos de flujo bifásico y predecir la fracción volumétrica del líquido y la caída de presión.

La clasificación de los patrones de flujo es algo arbitraria y depende de la interpretación subjetiva de cada uno de los investigadores. Generalmente hay un cambio gradual de los patrones de flujo con los caudales que se manejan en los sistemas, más que cambios precipitados de un patrón de flujo a otro. Dentro de las zonas transitorias, el

comportamiento del flujo exhibe las características de los patrones de flujo en ambos lados de la transportación. Puesto que la determinación del patrón de flujo se basa sobre todo en determinaciones visuales, hay un elemento de subjetividad implicado en la delineación de los regímenes individuales.

La mayoría de los mapas disponibles de los patrones de flujo son para tubos horizontales o verticales con una cantidad limitada de trabajos reportados para tubos inclinados. El procedimiento común ha sido utilizar las correlaciones desarrolladas para los tubos verticales y mapas horizontales para tubos con pequeños ángulos de inclinación. Esto puede dar lugar a grandes errores puesto que algunas transiciones son muy sensibles al ángulo de inclinación. Cuando las mezclas gas- líquido fluyen en tuberías, las dos fases pueden distribuirse en un número de regímenes dependiendo de la distribución espacial gas-líquido.

En tuberías verticales, el flujo en dos fases puede ser clasificado como: flujo burbuja, flujo bache, flujo agitado y flujo anular.

La *figura 4-7* muestra los patrones de flujo en tuberías verticales.

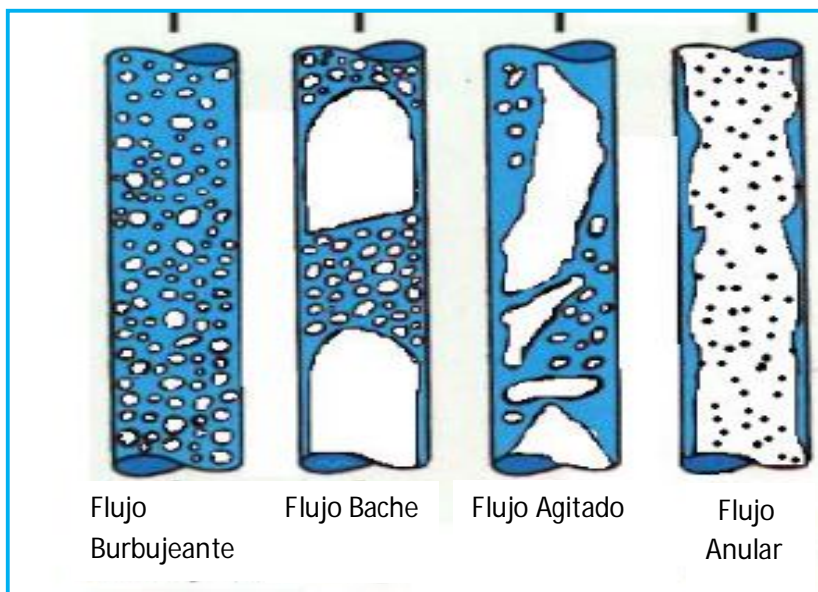


Figura 4-7) Patrones de flujo en tuberías verticales.

Los modelos para flujo burbuja y anular han sido más desarrollados que los modelos para flujo bache y agitado, ya que estos últimos tienen una gran interfaz irregular con una naturaleza inestable. Sin embargo, el flujo bache aparece en una amplia gama de condiciones de flujo y es muy común encontrarlo en las aplicaciones de risers en aguas profundas. El carácter periódico del flujo bache ha atraído a muchos investigadores para su estudio; estos usan varios métodos, incluyendo correlaciones mecanicistas de una sola dimensión.

4.10.3 Flujo bache en tuberías verticales

El patrón de flujo bache fue observado desde las primeras investigaciones de flujo bifásico y las condiciones bajo las cuales ocurre fueron determinadas por Baker en 1954. El flujo bache es probablemente el régimen más típico en el fenómeno de transporte de mezclas bifásicas.

La *figura 4-8*, muestra una unidad de un flujo bache en una tubería vertical. La longitud L es la longitud de la burbuja. Alrededor de la burbuja se crea una película de líquido y por la parte inferior se generan vórtices que acumulan pequeñas burbujas de gas. Estas diminutas burbujas se desprenden de una burbuja grande a causa de los esfuerzos cortantes que existen alrededor de la burbuja debido a la diferencia de velocidades entre la fase líquida y la fase gaseosa.

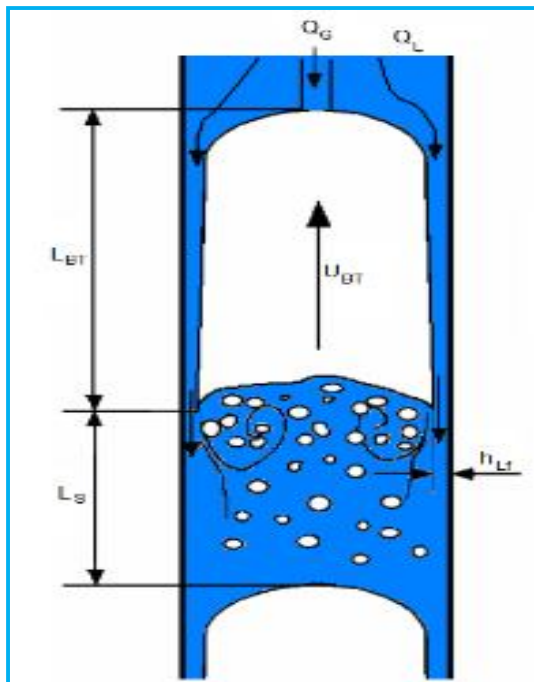


Figura 4-8) Flujo bache en una tubería vertical.

El flujo bache en tuberías verticales es caracterizado por burbujas simétricas en forma de bala, también llamadas burbujas de Taylor que están rodeadas por una fase líquida. A la parte inferior que contiene las pequeñas burbujas se le conoce como tapón (bache).

Las burbujas de Taylor se mueven hacia arriba a velocidades constantes cuando se encuentran totalmente desarrolladas dentro del flujo. Como se mencionó antes, en la parte inferior de la burbuja se encuentra un vórtice, el cual se creó por la penetración de la



burbuja a la parte líquida y con esta acción se genera una película alrededor de la burbuja. El esfuerzo cortante entre la película y la burbuja crea los vórtices.

Este fenómeno lleva cierta complejidad de estudio; se han propuesto varios modelos de predicción del comportamiento de flujo bache, sin embargo debido a la compleja estructura no hay una teoría definitiva ni satisfactoria.

4.10.4 Flujo bache en risers

La utilización de largas tuberías verticales de producción en aguas profundas, predispone el sistema a la formación del fenómeno de bacheo o taponamiento severo como resultado de una amplia cantidad de condiciones de flujo y topografía del lecho marino. El flujo con bacheo severo se caracteriza por la formación de un gran tapón de líquido con pequeñas burbujas de gas que bloquea la tubería vertical de producción (riser); evitando el paso de gas hacia el riser, hasta que la presión en la línea sobre pasa la presión ejercida por la columna de líquido en el fondo del riser, provocando que el líquido contenido en la tubería vertical salga proyectado del riser hacia los sistemas de producción en superficie. El flujo con bacheo severo no es un problema exclusivo en los sistemas de producción de aguas profundas, sin embargo la utilización de risers de gran longitud incrementa los problemas de slugging severo en comparación con los sistemas de producción instalados en agua someras.

El flujo con bacheo severo puede ocurrir a altas presiones con un consecuente aumento en las fluctuaciones de presión; estas fluctuaciones reducen el periodo natural del flujo con una consecuente disminución de la producción, lo que puede culminar en el abandono prematuro del pozo o la pérdida de reservas.

Proceso de formación del fenómeno slugging severo.

- i. Primero el líquido entra a la tubería en forma de una película (flujo estratificado) acumulándose en la parte inferior de la tubería vertical, bloqueando el paso del gas y provocando la contrapresión del mismo (véase *figura 4-9*). Cuando la altura del líquido en la tubería vertical (Z) alcanza la parte superior de la tubería vertical, es decir $Z = h$, el segundo paso empieza con el movimiento del slug hacia el separador (véase *figura 4-10*)

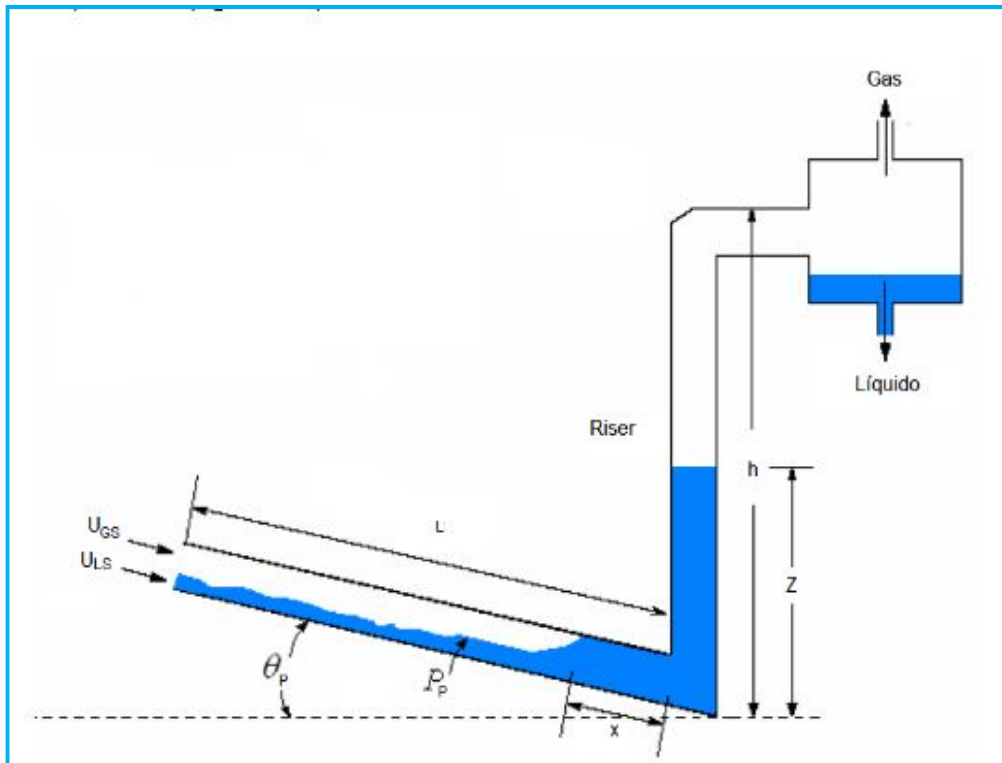


Figura 4-9) Primera etapa de formación del flujo slug severo.

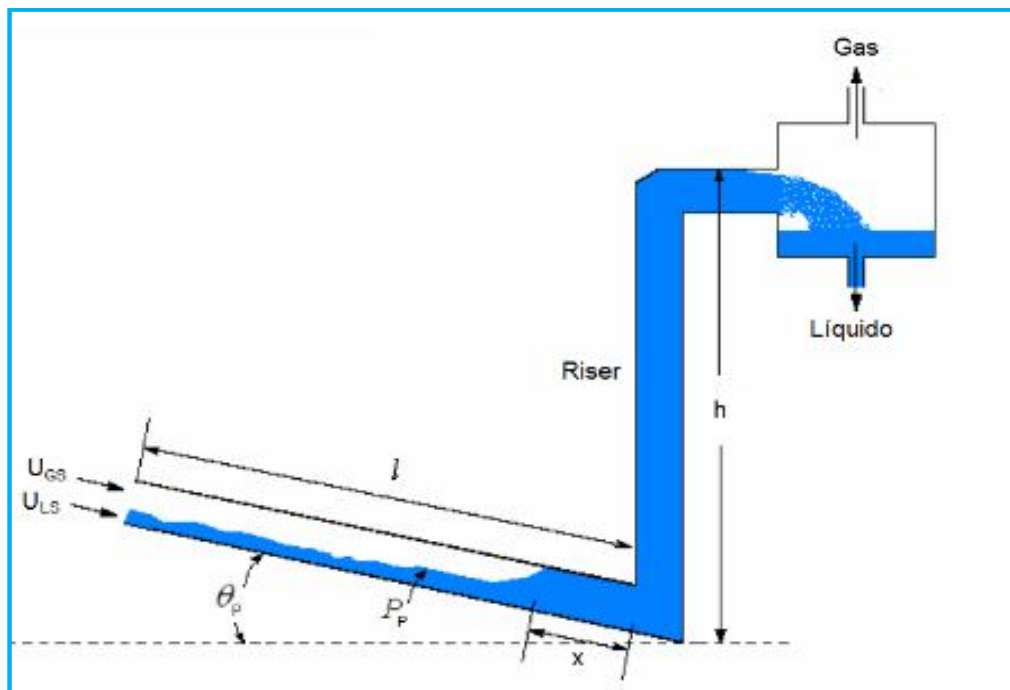


Figura 4-10) Segunda etapa de formación del flujo slug severo.

- ii. Después de que el gas es bloqueado en la tubería, este alcanza la parte inferior de la tubería vertical y el tapón de líquido contenido dentro del riser sigue fluyendo hacia el separador (véase figura 4-11)

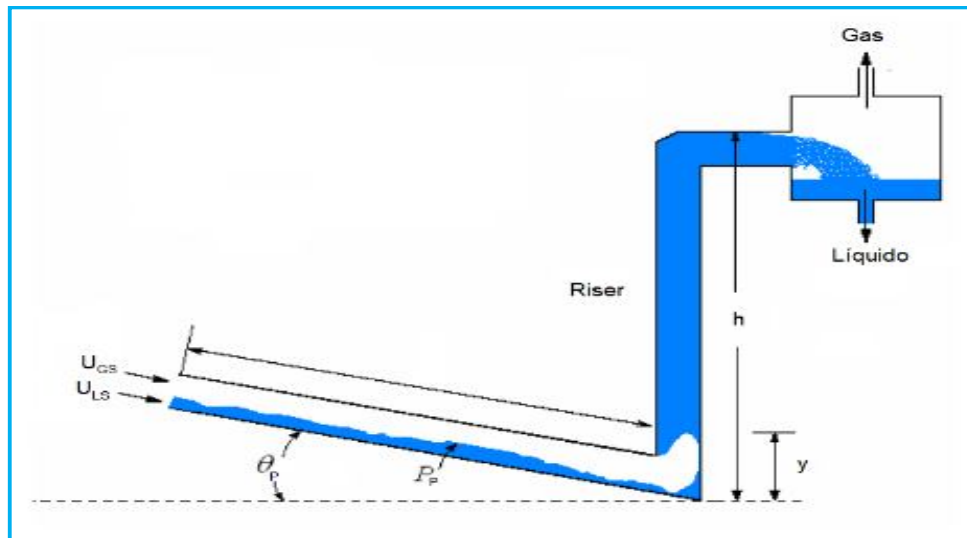


Figura 4-11) Tercera etapa de formación del flujo slug severo.

- iii. En este último paso, se observa que el líquido escurre por las paredes de la tubería vertical hasta formar un nuevo tapón de líquido y el proceso de formación de bache reiniciara (véase figura 4-12)

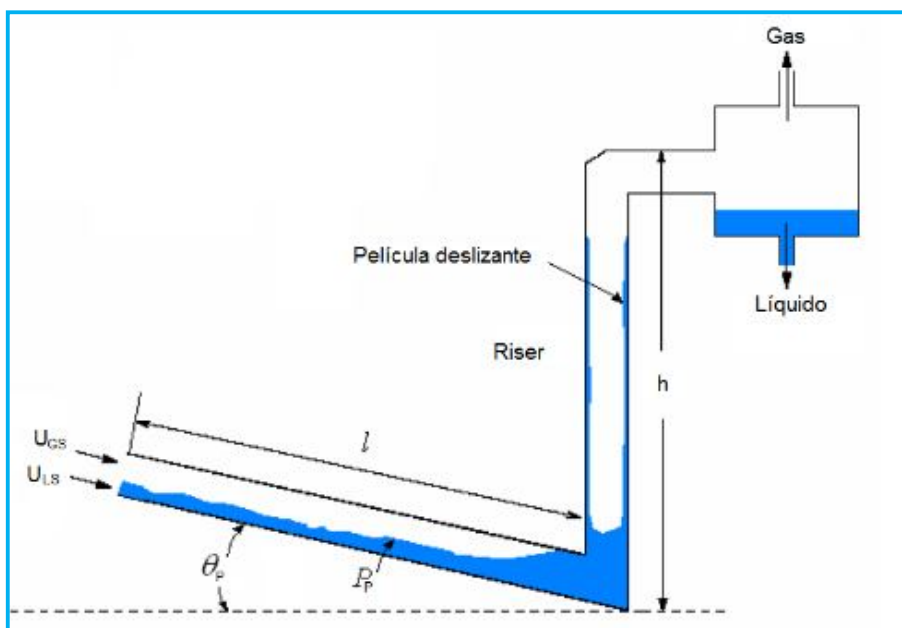


Figura 4-12) Cuarta etapa de formación del flujo slug severo.



El fenómeno de flujo con bacheo severo tiene como característica principal la inducción de vibraciones, las cuales se propician por la inestabilidad en el flujo y las grandes fluctuaciones de presión. Por lo tanto este tipo de flujo es un fenómeno de naturaleza transitoria que origina una gran inestabilidad durante su transporte, ya que existen periodos sin producción en los sistemas, cuando el bache se está formando y periodos donde se tiene una excesiva cantidad de líquido, cuando este es expulsado del riser.

Los parámetros involucrados en el flujo con bacheo severo son los siguientes:

- i. Longitud de la tubería inclinada.
- ii. Longitud del líquido acumulado en la base de la tubería vertical.
- iii. Diámetro de la tubería.
- iv. Área de la sección de la tubería.
- v. Longitud de la tubería vertical.
- vi. Ángulo de inclinación de la tubería.
- vii. Longitud de la columna de líquido en la tubería vertical.
- viii. Densidad del gas.
- ix. Densidad del líquido.
- x. Velocidad superficial del gas.
- xi. Velocidad superficial del líquido.
- xii. Aceleración debido a la gravedad.
- xiii. Peso molecular de gas.
- xiv. Presión en la tubería.
- xv. Presión en el separador.
- xvi. Fracción volumétrica del líquido en la tubería.
- xvii. Volumen del gas en la tubería.

4.10.5 Eliminación del bacheo

Básicamente, existen dos métodos para la eliminación y control del bacheo severo: incremento de la presión en el sistema e mediante la inyección de gas. La técnica de contra presión (choking), elimina el bacheo severo mediante el incremento de la presión en el sistema, consecuentemente logrando una reducción significativa de la capacidad de producción; lo más comúnmente usado en esta técnica es una válvula que provoca un flujo crítico (véase *figura 4-13*).

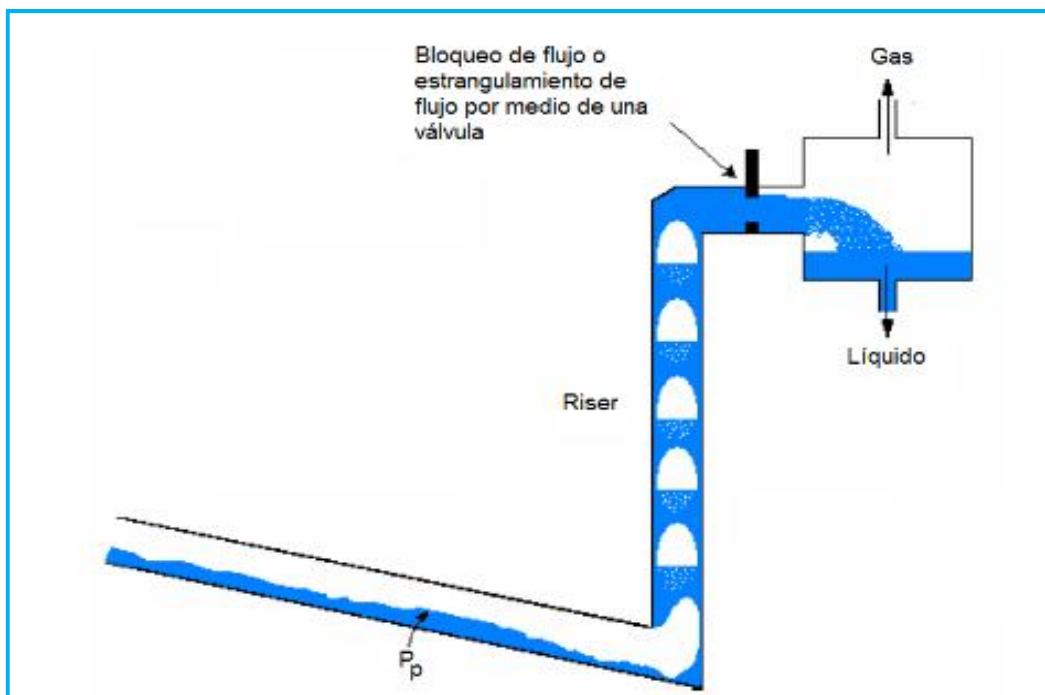


Figura 4-13) Técnica de bloqueo o de estrangulamiento de flujo.

La técnica de estrangulamiento del flujo, incrementa la contra presión en proporción al incremento de la velocidad en la tubería vertical. El movimiento del gas en la tubería vertical es estabilizado antes de alcanzar el estrangulamiento y puede ocurrir flujo estacionario. La estabilización requiere de un manejo muy cuidadoso de la conducción crítica para asegurar una mínima contra presión.

La técnica de aligeramiento de la columna (véase *figura 4-14*), consiste en inyectar gas en el interior de la tubería vertical con el objeto de reducir la carga hidrostática incrementando la cantidad de gas en la línea; sin embargo esta técnica presenta la desventaja de requerir un montaje especial en la unidad de producción de superficie y grandes cantidades de gas.

Una vez que alguna de estas técnicas es aplicada, el flujo en el riser tiende a formar un patrón de flujo bifásico definido cercano a un estado cuasi estacionario. Este patrón puede ser una transición entre el flujo anular y bache, por lo comentado anteriormente, se establece que el objetivo de estrangular y de la inyección de gas, es transformar el flujo bache severo en una condición operacionalmente estable (flujo permanente).

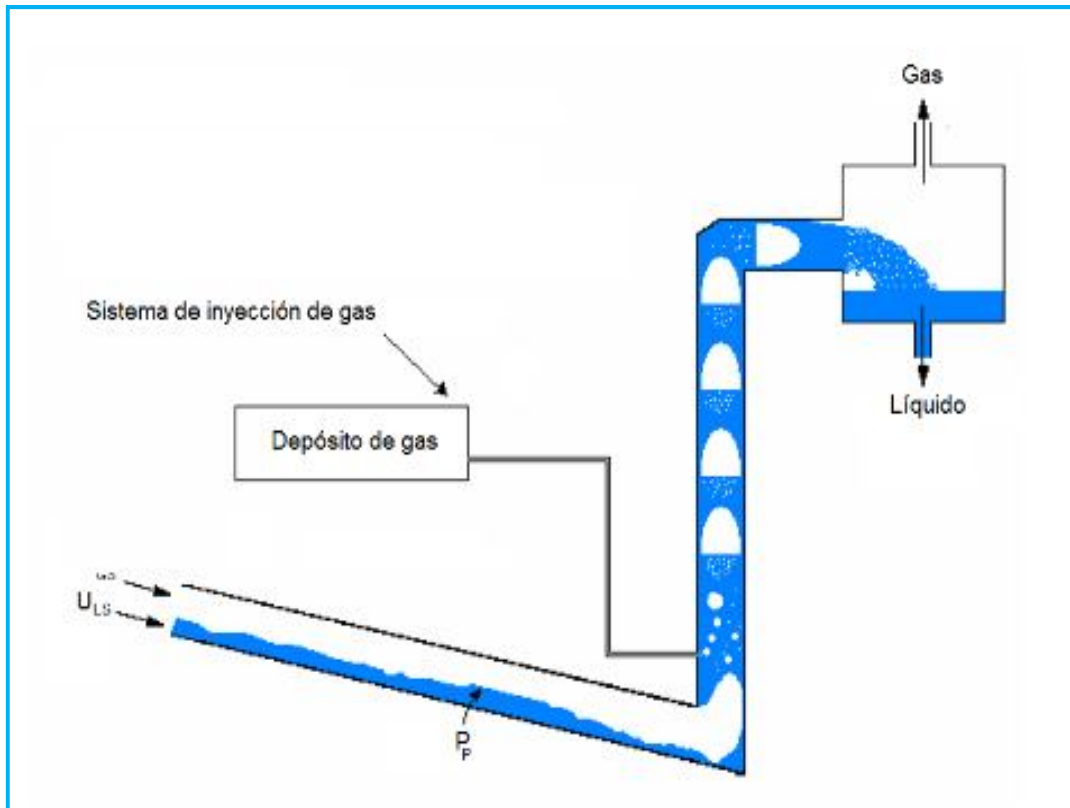


Figura 4-14) Técnica de inyección de gas.

4.11 Aseguramiento de flujo

En los primeros años de producción y explotación de petróleo y gas, los yacimientos más grandes y accesibles fueron desarrollados primero, debido a que los desafíos técnicos y tecnológicos eran moderados, pero conforme paso el tiempo este tipo de yacimientos se han ido agotando, por lo que la industria ha tenido la necesidad de buscar nuevos yacimientos en aguas más profundas y ambientes más hostiles.

En general, los campos en aguas profundas presentan problemas con el aseguramiento de flujo, que los diseñadores tienen que superar.

Aseguramiento de flujo se define como el proceso de análisis estructurado en el cual se requiere:



- i. Un profundo conocimiento de las propiedades de los fluidos producidos, transportados y procesados.
- ii. Un detallado análisis térmico y hidráulico del sistema.
- iii. El desarrollo de estrategias para el control de sólidos, tales como hidratos, parafinas, asfaltenos e incrustaciones.

La figura 4-15 muestra un diagrama de fases de un petróleo típico del sector de aguas profundas del Golfo de México. Durante el trayecto comprendido entre el yacimiento y la línea de flujo, la temperatura y la presión del petróleo se reducen y pueden atravesar los bordes de fases en los que los asfaltenos, las ceras y los hidratos tenderán a separarse y formar depósitos sólidos.

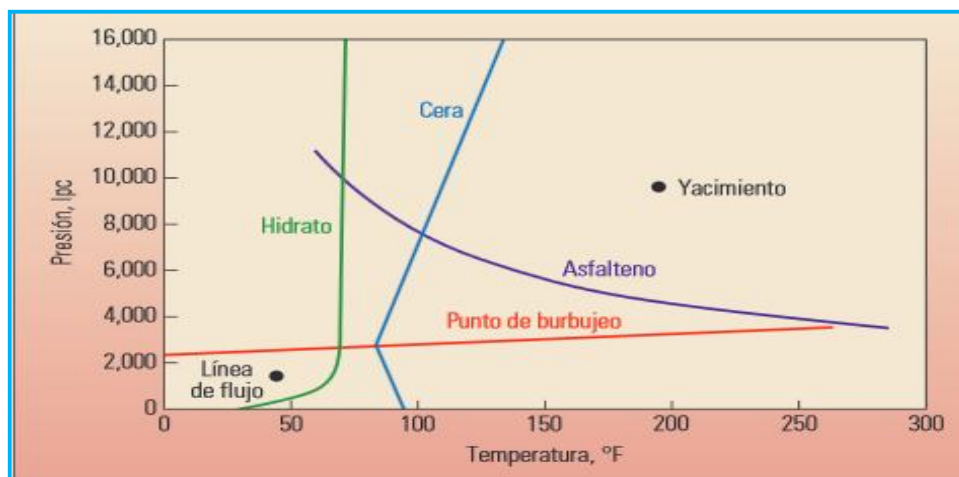


Figura 4-15) Curvas de formación de hidratos, ceras y asfaltenos.

El objetivo principal del aseguramiento de flujo es:

- i. Mantener la trayectoria del flujo abierta en todo momento.
- ii. Mantener el perfil de producción a lo largo de toda la vida operativa del sistema.
- iii. Minimizar las salidas de operación por trabajos de remediación o mantenimiento.

4.11.1 Aseguramiento de flujo en campos de aguas profundas

Los campos en aguas profundas presentan un flujo similar a los encontrados en desarrollos tradicionales en aguas someras, pero en muchos casos los problemas se agravan por un número de factores particulares, relacionados con el medioambiente. Esto tiene importantes consecuencias en materia de aseguramiento de flujo, ya que no sólo la presión de los



yacimientos es importante para conducir el flujo, pues las bajas temperaturas implican mayores dificultades.^{vii}

En el viaje que los fluidos tienen que hacer cuando se dirigen a las instalaciones de producción en superficie, estos deben enfrentarse a cambios drásticos de presión, temperatura y composición. Debido a las características típicas de dichos fluidos, en la mayoría de los casos y si no se implementa ninguna estrategia de aseguramiento de flujo, se producirán acumulaciones de sólidos como hidratos, parafinas, asfaltenos e incrustaciones en los equipos y líneas submarinas. Los depósitos de sólidos pueden disminuir el flujo o detenerlo completamente a causa de los taponamientos que llegan a generar.

Estos taponamientos producirán además de problemas operacionales, cuantiosas pérdidas económicas no sólo por la disminución de la producción, sino por el daño en los equipos y las tuberías.

El aseguramiento de flujo, parte del aseguramiento de la producción junto con la vigilancia y refuerzo de flujo y básicamente consiste en el diseño de una estrategia que permita asegurar el flujo de los fluidos de interés desde yacimiento hasta superficie. Dicha estrategia involucra aspectos de análisis, de diseño, de operación, de contingencia y de remediación.

Las problemáticas de aseguramiento de flujo pueden ser mitigadas a través de pruebas, diseños y procesos de vigilancia; los especialistas en aseguramiento de la producción submarina pueden prever y manejar las condiciones que afectan el desempeño hidráulico de los sistemas de producción.

Los sistemas de producción submarinos no permanecen estáticos a lo largo del curso de sus vidas productivas; esto significa que la presión declina, la composición de los fluidos cambia con el agotamiento, la producción de agua aumenta y la corrosión hace su aparición. Desde la formación hasta el separador, los operadores deben proyectar cambios. Las mejoras y modificaciones de las instalaciones son en general más difíciles y costosas en los campos submarinos, por lo tanto los operadores deben prever la mayor cantidad de cambios posibles durante el diseño original de las instalaciones y luego manejar el resto.

La manera de asegurar el flujo se basa en un análisis de laboratorio primario, realizado a muestras confiables; una posterior etapa de diseño, en donde es posible plantear diferentes estrategias que a su vez puedan ser evaluadas y comparadas para permitir finalmente el planteamiento de las diferentes soluciones de ingeniería de carácter operacional, preventivo, de contingencia y de remediación.

El análisis involucra en general los siguientes aspectos:

- i. Yacimiento:



- Presión-Índice de productividad-Métodos de recobro.
 - Temperatura.
- ii. Características ambientales de localización y de infraestructura:
- Batimetría.
 - Facilidades existentes.
 - Expansión del campo.
- iii. Análisis de fluidos:
- Análisis PVT.
 - Análisis composicional.
 - Análisis de viscosidad.
 - Análisis de parafinas.
 - Análisis de hidratos.
 - Análisis de asfaltenos.
 - Análisis de incrustaciones.
- iv. Etapa de diseño:
- Elaboración y análisis de los perfiles de presión y temperatura del sistema bajo todas las condiciones de operación.
 - Evaluación de las relaciones costo beneficio.
 - Relación de los dos aspectos anteriores con los datos obtenidos del análisis de fluidos.

Para el planteamiento de las estrategias operacionales, de contingencia y de remediación se deberá tener en cuenta principalmente el manejo y remediación de hidratos, parafinas, asfaltenos e incrustaciones durante todas las condiciones de operación.

4.11.2 Principales problemas para el aseguramiento de flujo

4.11.2.1 Parafinas

Las parafinas son ceras alifáticas de hidrocarburo, son compuestos orgánicos constituidos por carbono e hidrogeno en los cuales los átomos de carbono forman cadenas abiertas y están presentes en la mayoría de los petróleos crudos.^{viii}

Se requieren predicciones que permitan medir las fracciones de composición de parafinas a través de métodos especializados; la formación de parafinas se produce lentamente y su identificación requiere de análisis de muestras que se adquieren durante la etapa de exploración.

Para el aseguramiento de flujo es importante determinar el diseño adecuado del sistema para evitar que aparezcan parafinas provocadas por la temperatura; para mitigar este



problema se necesitan principalmente pruebas de laboratorio que permitan caracterizar los fluidos provenientes del yacimiento que se tiene como muestra, ya que las actividades de remediación de los sistemas submarinos requieren altos costos. Dentro de las operaciones de eliminación de parafinas se encuentra; sistemas de aislamiento, productos químicos y remediación mecánica.

4.11.2.1.1 Precipitación

Un factor importante para detectar una posible precipitación es el punto cloud, que se define como la temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafina y se obtiene enfriando lentamente una muestra de aceite.

La precipitación de las parafinas se debe principalmente a la caída de temperatura del crudo por debajo del punto de cloud, entonces se empezaran a formar y a acumular los cristales de parafina en el crudo hasta el punto en que se precipiten y poco a poco formen una red que inhiba el flujo.

Algunas condiciones que favorecen el enfriamiento del crudo son:

- i. Liberación de gas en yacimientos que producen mediante expansión por gas disuelto.
- ii. La liberación de gas y compuestos livianos del crudo durante su ascenso a la superficie.
- iii. La intrusión de agua proveniente de un acuífero o la inyección de cualquier otro fluido cuya temperatura sea inferior a la del yacimiento.
- iv. Enfriamiento por temperatura del agua marina en contacto con los sistemas de producción subsuperficial.

Factores que afectan la precipitación de la parafina:

- i. Temperatura

Cuando el petróleo crudo se enfría, pierde su solubilidad y ya no puede mantener las partículas en suspensión. La parafina se solidifica, sus partículas se establecen y se acumulan, aumentando la depositación.

- ii. Presión

La presión mantiene los gases disueltos y sustancias volátiles en la solución y también ayuda a que la temperatura del líquido de la formación se mantenga. A medida a que la presión disminuye, la temperatura disminuye, debido a que los gases se expanden y los componentes más pesados se separan formando parafinas.



iii. Pérdida de sustancias volátiles.

La pérdida de los componentes más ligeros del crudo definitivamente reduce la cantidad de parafina que el aceite puede contener en solución. La reducción en el volumen de petróleo se traduce en menos solvente disponible para disolver la misma cantidad de parafina.

4.11.2.1.2 Depositación

Cuando el crudo pierde solubilidad empieza a depositarse la parafina. La pérdida de solubilidad puede ocurrir por diversas causas dependiendo de las condiciones de presión, temperatura y composición del yacimiento.

Factores que afectan la depositación de parafina:

i. Partículas en suspensión.

La evidencia muestra que la parafina comienza a separarse cuando la temperatura disminuye y los finos de la formación como la arena y el limo, hacen que este proceso sea más rápido.

ii. Producción de agua.

Aunque el agua no tiene efecto directo sobre la solubilidad de la parafina en el petróleo, este puede reducir problemas agudos de parafina en los pozos que comenzaron a producir en cantidades apreciables. Una posible explicación es que los tubos de acero mojados por el agua reducen la tendencia a la depositación de la parafina.

Algunas condiciones que favorecen la depositación de la parafina son:

i. Superficie recubierta intermitente con aceite, hace que el movimiento del crudo sea muy lento, hecho que no permite la movilidad de las partículas de parafina.

ii. Partículas en suspensión: Los finos de la formación, como la arena y el limo, hacen que los cristales de parafina se agrupen actuando estos finos como agentes nucleantes y hacer que el proceso de depositación sea más rápido.

iii. El contacto del aceite con una superficie inusualmente fría puede causar cristales de parafina que crecen directamente sobre la pared del tubo.



4.11.2.2 Hidratos

Los hidratos de gas son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que ocurren naturalmente, de agua y gases de poco peso molecular, llamados compuestos de inclusión, que tienen una estructura clathrática o de jaula y que incluyen moléculas de gas metano. La molécula huésped en la estructura clathrática es agua, en forma de hielo y la inclusión son el metano y otros gases. Son sustancias sólidas que se asemejan al hielo, sin embargo se pueden formar a temperaturas sobre el punto de congelación del agua. Generalmente, todos los gases (exceptuando el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos; sin embargo los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano.

La industria del petróleo comenzó a interesarse en los hidratos en la década de 1930 cuando se encontró que su formación era la causa de los bloqueos en algunos ductos en Kazajstán. Desde entonces la mayor parte de los esfuerzos de la industria, relacionados con los hidratos, han estado encaminados a evitarlos o a dificultar su acumulación.

La zona de estabilidad de los hidratos de gas se define a partir de curvas como la que muestra en la *figura 4-16*.

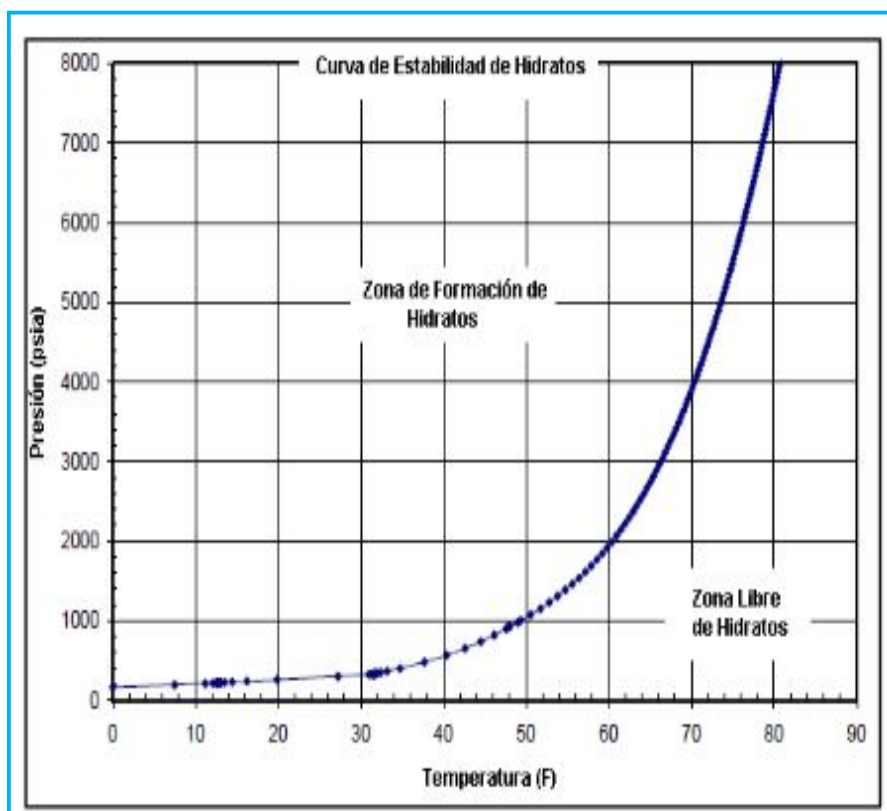


Figura 4-16) Curva de estabilidad de hidratos.



4.11.2.3 Asfaltenos

Los asfaltenos son compuestos químicamente indefinidos, es decir los análisis han sido incapaces de aislar y determinar perfectamente las moléculas presentes en las fracciones más pesadas de petróleo crudo. Los asfaltenos son insolubles en n- alcanos, tales como el n-pentano o el n-heptano y solubles en n-tolueno.

Factores que promueven la precipitación de los asfaltenos:

Los principales parámetros que controlan la dispersabilidad de los asfaltenos son la presión, temperatura y la composición del crudo. Cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica en el proceso de producción que altere dichos parámetros tiende a comprometer la dispersabilidad, ocasionando la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo. De esta manera este fenómeno puede originarse debido a los siguientes factores.

i. Factores termodinámicos

La dispersabilidad molecular está particularmente influenciada por cambios graduales en las variables operacionales más importantes dentro del proceso de producción: la presión y la temperatura, los cuales son generalmente causados por la interacción del crudo con obstrucciones, tales como: válvulas de subsuelo, conexiones entre tuberías y reductores que controlan la velocidad de flujo y en consecuencia la ocurrencia o no del fenómeno de precipitación.

ii. Factores químicos

Desde el punto de vista químico, existen diferentes vías a través de los cuales se pueden provocar cambios en la composición del crudo, y por consiguiente la floculación de los asfaltenos. Éstas se encuentran asociadas a los casos de contacto íntimo del crudo con sustancias no involucradas en el proceso natural de producción. Los factores exógenos que más afectan la estabilidad de los asfaltenos son:

- Inyección de gas natural y mezcla con diluyentes, tales como condensados y ligeros.
- Inyección de CO₂ y el uso de gases ricos en procesos de levantamiento artificial.
- Tratamientos de estimulación con ácidos, solventes, surfactantes y álcalis.
- Mezcla de crudos de diferente origen.

iii. Factores eléctricos

Los asfaltenos tienen una carga eléctrica intrínseca que puede provocar la precipitación y depositación debido a las cargas eléctricas presentes en las tuberías y accesorios.



iv. Otros factores

Hay evidencia de que cualquier sólido suspendido en el crudo (finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava) a menudo favorecen los procesos de precipitación y depositación de los asfaltenos. Esas pequeñas partículas, suspendidas en el crudo, pueden servir de núcleos o “sitios de nucleación” que promuevan la adhesión de los coloides de asfaltenos, formándose así grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a depositarse más rápidamente de la solución del crudo. Este fenómeno ocurre, sobre todo a nivel de las perforaciones y es más marcado a nivel de las tuberías, donde las rugosidades internas también representan “sitios de nucleación” para estos compuestos.

4.11.2.4 Incrustaciones

Las incrustaciones son depósitos de compuestos minerales inorgánicos provenientes del agua de formación; generalmente, son sales inorgánicas como los carbonatos y sulfatos de los metales, calcio, estroncio y bario. Pueden ser también sales complejas de hierro como los sulfuros, óxidos y carbonatos.

La formación y depositación de este tipo de sólidos ocurre debido a diversos factores como los cambios en la temperatura y la presión, la mezcla de diferentes aguas, por la adición de metanol o glicol a la corriente de producción y por la corrosión. La depositación puede ocurrir en la formación, el pozo, las líneas de flujo y los diferentes equipos, causando daños en los mismos y pérdidas económicas.

Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones.

4.11.2.4.1 Origen de las incrustaciones

La formación de incrustaciones comienza cuando se perturba el estado del cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto a la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir.

No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando la temperatura disminuye. La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100 °C, pero luego disminuye en la misma



proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200°C. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio.

4.11.2.4.2 Formación de las incrustaciones

Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible puede generar incrustaciones.

El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio una vez superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento, y además que los cristales pequeños se pueden disolver. Por lo tanto, dado un cierto grado de sobre estructuración, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales. El semillero de cristales, de hecho, actúa como un catalizador de la formación de incrustaciones.

4.11.2.4.3 Escenarios más comunes de aparición de incrustaciones

Existen cuatro causas que encaminan la aparición de incrustaciones.

- i. Mezclas incompatibles.

La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación pueden provocar el desarrollo de incrustaciones.

- ii. Auto-sedimentación.

Si los cambios de temperatura y presión que sufren los fluidos de yacimiento modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de la solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales: este fenómeno recibe el nombre de auto sedimentación.

- iii. Incrustaciones inducidas por la evaporación.



A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera, que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos, que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente.

iv. Inyección de CO₂.

Cuando se inyecta CO₂ a un yacimiento como mecanismo de recuperación secundaria, se puede provocar la formación de residuos minerales. El agua que contiene CO₂ se vuelve ácida y se disuelve la calcita que se encuentra en la formación.



CAPÍTULO 5

Aplicación de risers

CAPÍTULO 5

“Aplicación de risers”

Los risers juegan un papel muy importante en la perforación, producción y transporte de hidrocarburos y otros fluidos asociados con la producción de petróleo costa afuera. Los risers son uno de los aspectos más difíciles de los proyectos en aguas profundas y tienen una influencia directa en la selección y el diseño de la unidad de producción de superficie.

Hay muchos conceptos de diseño de risers, los cuales ofrecen determinadas características para cada tipo de aplicación; es por eso que en este capítulo se va a mostrar cómo se han aplicado los risers en diferentes partes del mundo y qué retos han tenido que superar.

5.1 Parque das Conchas (BC-10)

Parque das Conchas es un proyecto de aguas profundas frente a las costas de Brasil. Shell Brasil EyP es el principal operador del campo, con una participación del 50% , Petróleo Brasileiro S.A(Petrobras) con un 35% y ONGC Campos con una participación del 15%.

Parque das Conchas se encuentra ubicado al norte de la cuenca de Campos aproximadamente a 119 kilómetros al suroeste de la costa de Ciudad Victoria; el tirante de agua es alrededor de 1500 y 2200 metros, y su reserva es de 400 millones de barriles de crudo que se encuentra en 4 campos como lo muestra la *figura 5-1*.

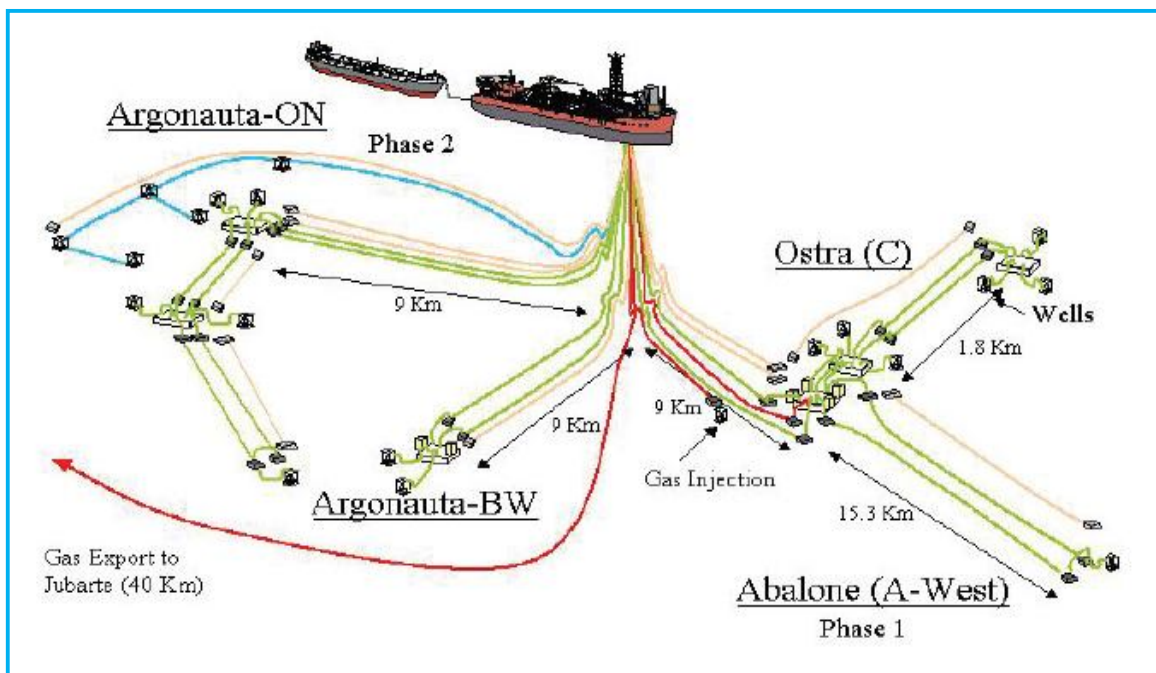


Figura 5-1) Diseño general del campo BC-10.



i. Campo Ostra

El campo Ostra tiene dos manifolds de producción separados por 1.8 kilómetros. A cada manifold llega la producción de cuatro pozos. Todas las tuberías ocupadas en este campo están aisladas con polipropileno. Produce un aceite de 24 °API con una relación gas- aceite de 274 (pie³/bl). El riser tiene un diámetro nominal de 12 pulgadas. Este campo tiene un sistema artificial llamado Caisson-BEC con separación de fondo.

ii. Campo Abalone

El campo Abalone tiene un pozo, éste está ligado al sistema de levantamiento artificial del campo Ostra, por dos líneas de flujo de un diámetro nominal de 6 pulgadas. Produce un aceite de 44 ° API con una relación gas aceite de 3,800 (pie³/bl).

iii. Campo Argonauta BW

El campo Argonauta tiene dos pozos y un sistema de levantamiento artificial sin separación submarina. La mezcla multifásica es transportada al FPSO por un risers de 8 pulgadas de diámetro nominal. El FPSO puede procesar hasta 100,000 barriles de petróleo crudo equivalente por día; en cuanto a su capacidad de almacenamiento es de 2 millones de barriles de petróleo para su envío a la costa y puede procesar 50 millones de pies cúbicos por día de gas natural.

5.1.1 Diseño del SCR con Lazy Wave (SLWR)

SLWR es un riser de acero en catenaria, con boyas en la parte inferior del riser, para evitar que los movimientos dinámicos de la unidad de producción superficial, en este caso el FPSO, fatiguen y desgasten el punto de contacto del riser con el fondo marino.

El SLWR consiste en 4 secciones, como lo muestra la *figura 5-2*.

i. Sección de catenaria superior

La sección superior constituye normalmente la mayoría de la longitud del riser y es la interfaz entre el FPSO y el suelo marino.

ii. Sección de flotación

La sección de flotación está equipada con módulos de flotación de espuma y su peso negativo en el agua crea una onda en el riser.

iii. Sección de catenaria inferior

Es una sección corta, por debajo de la sección de flotación, y se interconecta con el fondo marino.

iv. Sección de fondo

Esta sección es la que entra en contacto con el fondo marino y las líneas de flujo.

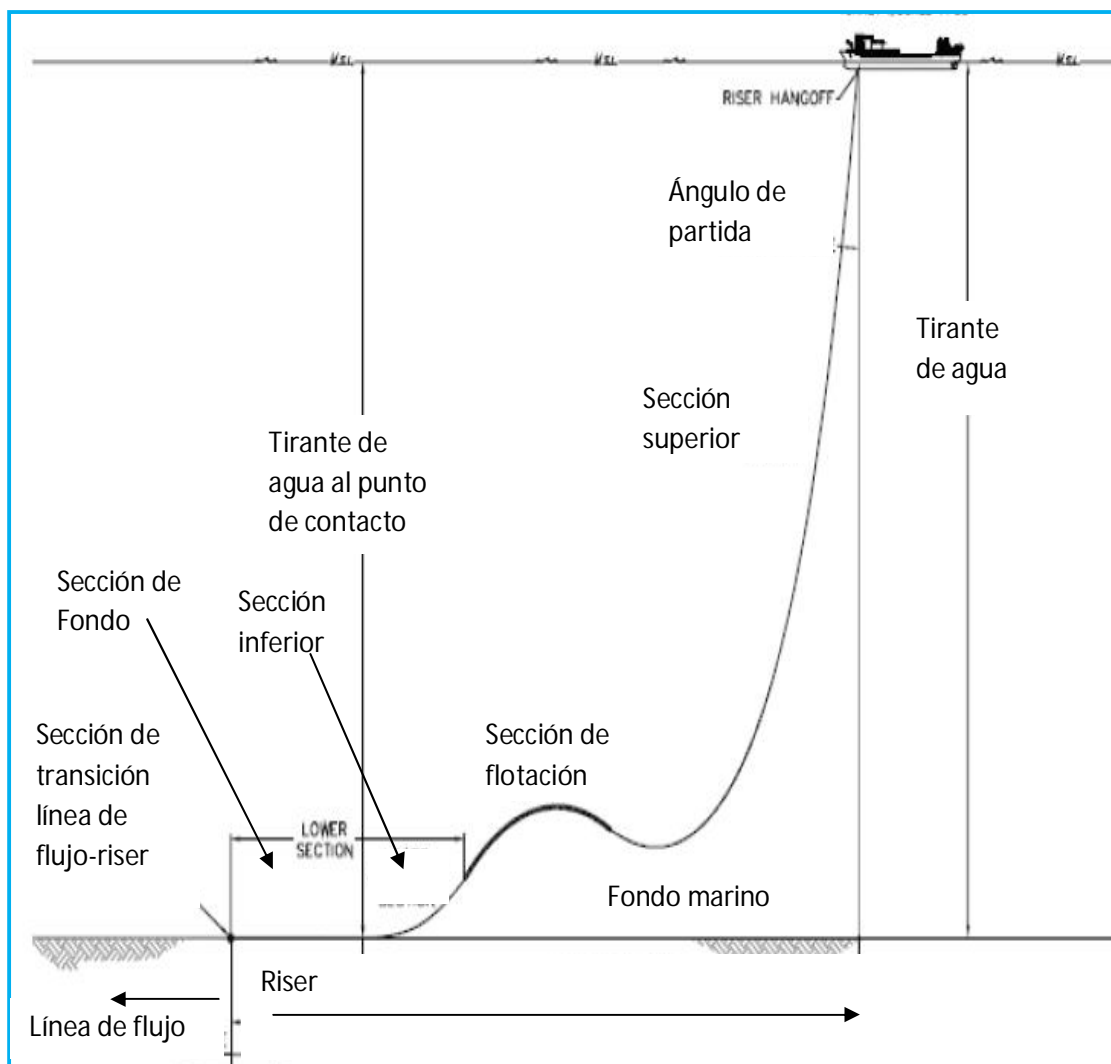


Figura 5-2) Concepto de un SLWR.



5.1.2 Retos de diseño en el SLWR

El diseño empleado para la construcción de los SCRs fue el mismo que el empleado para el diseño de los SLWRs empleados en BC-10. Los principales parámetros investigados incluyeron tensiones, resistencia a la fatiga, flotabilidad, efectos hidrodinámicos y de carga en la sección de flotabilidad.

i. Flotabilidad.

Cuando se diseña un riser del tipo SLWR, la sección denominada “sección de flotabilidad” juega un papel muy importante en el diseño de este debido a que agrega una variable más complicada de modelar.

Uno de los problemas a los cuales se enfrentaron los ingenieros de diseño con esta sección es que no sabían si agregar una sección de flotabilidad continua o dispersa, ya que esto afecta la tensión que sufre el riser en el punto de contacto.

La *figura 5-3* nos muestra cómo los ingenieros de diseño modelaron este factor, para tomar la mejor decisión.

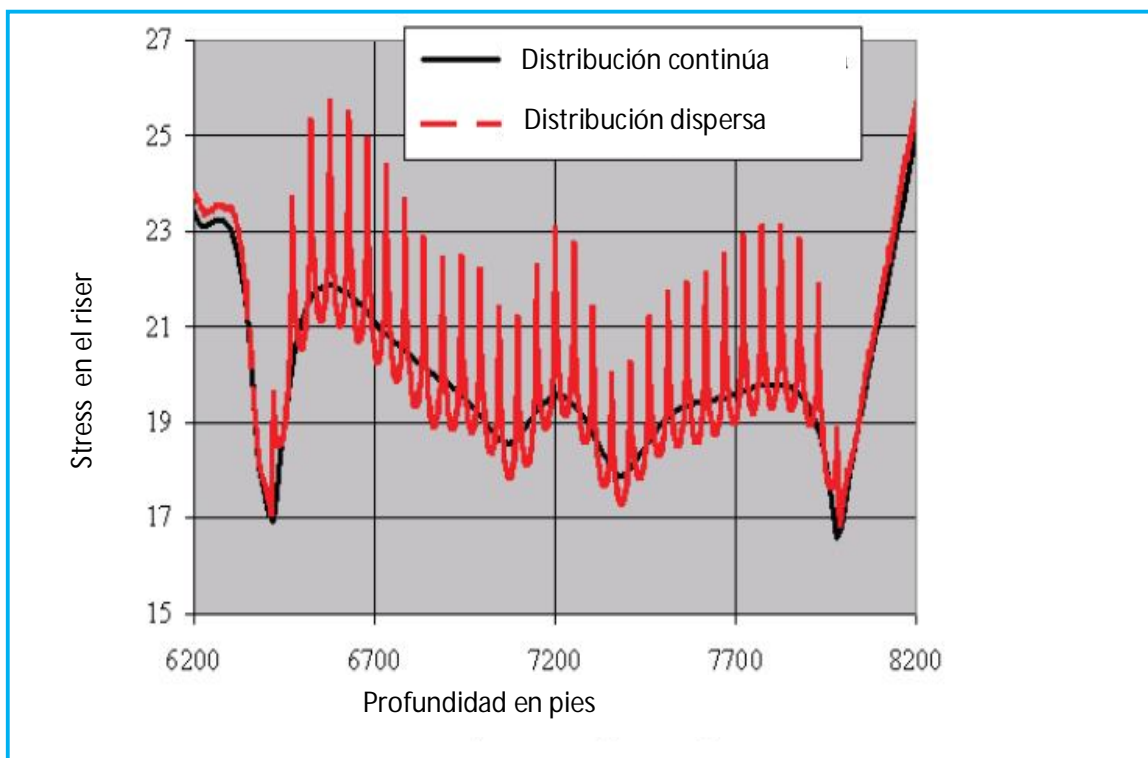


Figura 5-3) Stress en la sección de flotabilidad.



En la *figura 5-3* se muestra cómo la distribución de las boyas de flotabilidad de un manera dispersa causan mayor stress por momentos en comparación a una distribución continua de boyas. Esto se debe a que las corrientes marinas que chocan con la boyas provocan mayores movimientos en el riser.

ii. Interfaz con el FPSO

Cuando se hace la interfaz del riser con la unidad de producción superficial, se necesita de una junta articulada que brinde movimiento al risers para no afectar su integridad estructural. Para BC-10 se desarrolló un nuevo modelo de interfaz.

Este diseño es desarrollado por la compañía SHELL que consiste en una estructura que abraza el riser a lo largo de determinada longitud, atornillándolo en la parte superior de este para brindar una mayor resistencia cuando el riser sea sometido a movimientos verticales. También tiene una serie de centralizadores, para que cuando el riser sufra cualquier movimiento vuelva a su posición original, y finalmente contiene una junta articulada que le permite que se mueva sin ningún riesgo.

La *figura 5-4* muestra la interfaz del FPSO con el riser.

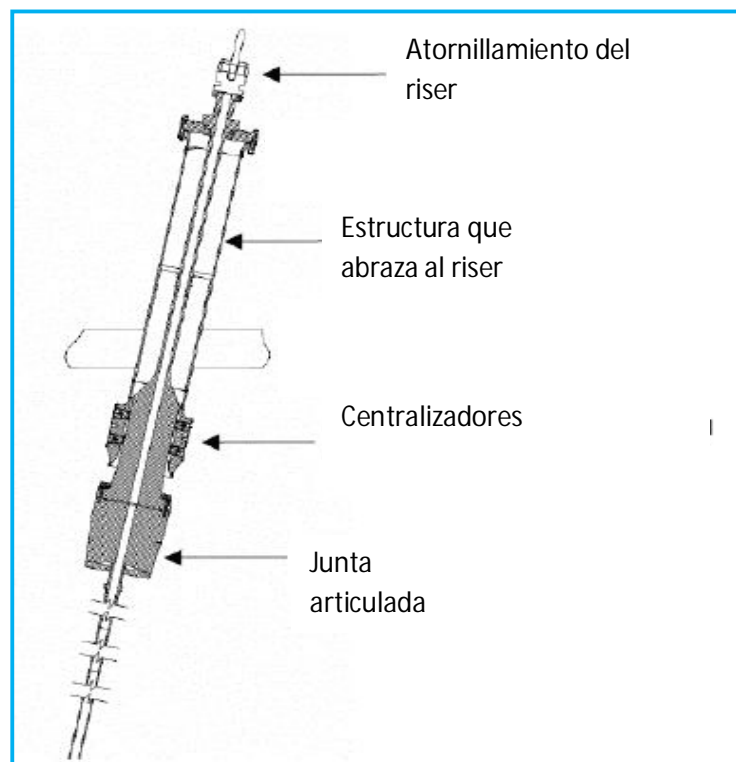


Figura 5-4) Interfaz del FPSO con SLWR.



iii. Fabricación del riser

La fabricación de toda la tubería ocupada en BC-10 se llevó a cabo por la compañía Subsea 7, debido a que tiene un método donde la soldadura se comporta como un material dúctil, que reduce el potencial de fractura en la zona soldada para cualquier riser o línea de flujo. El proceso de soldadura es totalmente automático, por lo que esta es de alta calidad con muy pequeños defectos, este proceso es muy lento en comparación con otros, pero se considera que la calidad es incomparable. La inspección de las soldaduras se realiza mediante una prueba ultrasónica automática.

La *tabla 5-1* muestra el número de soldaduras y el tipo de recubrimiento anticorrosivo que se empleo en el desarrollo del campo BC-10 en los risers.

Tabla 5-1) Numero de soldaduras en los SLWR.

Línea	Tamaño (pulgadas)	Espesor de pared (mm)	Recubrimiento	Soldadas
Ostra C oil	10	22.5	SPP	232
Ostra c gas	8	19.1	TLPE Y FBE	240
Ostra c	6	25.4/15.9	SPP	261
Argonauta B W 1	8	19.1	SPP	250
Argonauta BW2	8	19.1	SPP	244
Exportación de gas	6	15.9	TLPE Y FBE	221
Inyección de gas	6	15.9	TLPE Y FBE	243

donde:

SPP= polipropileno sintético

FBE= epoxy

TLPE= polietileno

El número total de soldaduras, incluyendo las de las líneas de flujo, es de aproximadamente 11100, y se realizaron 15 meses.

iv. Instalación del riser

La instalación de las líneas de flujo y los riser se realizó por la compañía Subsea 7, con el buque Seven Oceans con el método Reel Lay, debido a que con este método se puede trabajar con las tuberías costa adentro y una vez estando listas, se pueden transportar al sitio de interés.

Los planes iniciales eran que todas las líneas de flujo y los risers estuvieran instalados en el fondo del mar antes de que el FPSO llegara al sitio. Sin embargo, debido a las condiciones climáticas el buque Seven Oceans sólo pudo pre-instalar en el suelo marino la mitad de los risers. La configuración previa a la instalación de los risers en el fondo marino es sumamente compleja debido a las necesidades de recuperación de la instalación.

La *figura 5-5* muestra cómo los ingenieros de Shell diseñaron el tendido de los risers y las líneas de flujo en el suelo marino, para después conectarlos al FPSO.

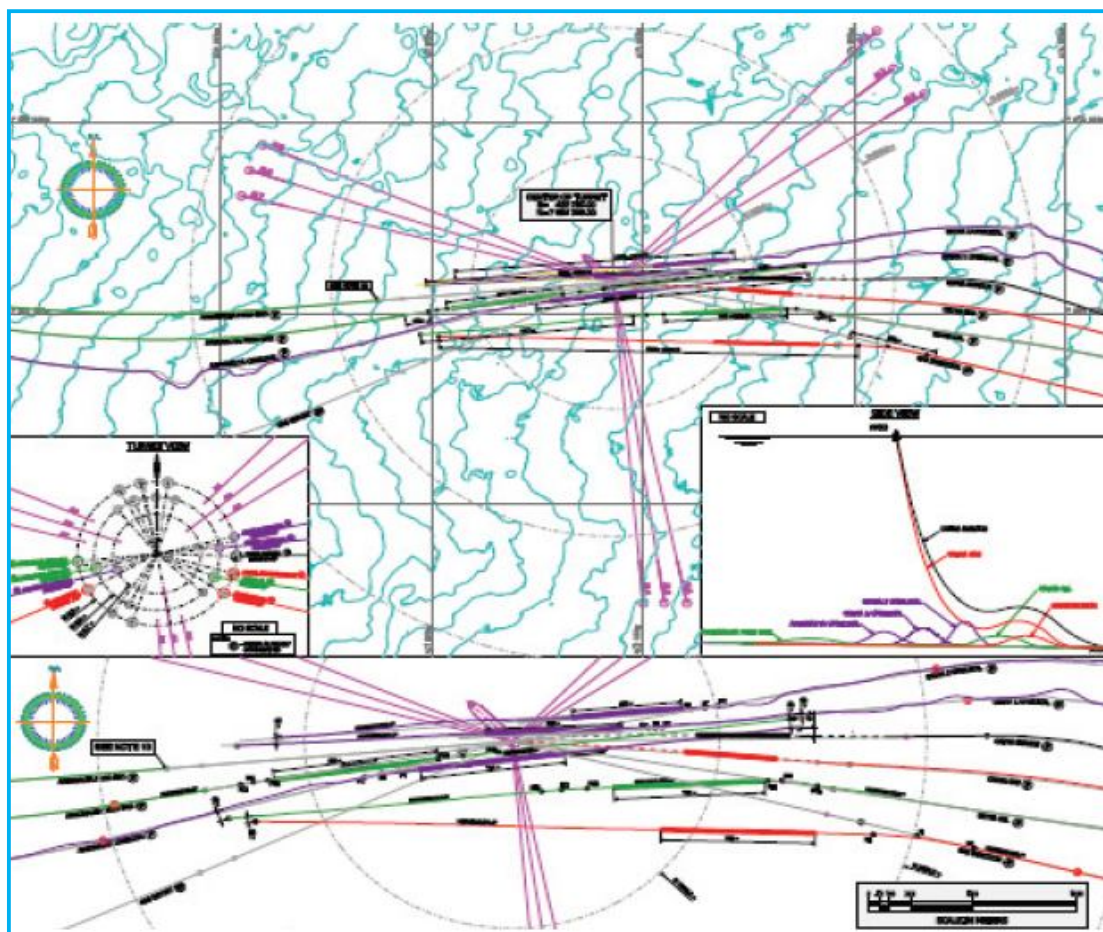


Figura 5-5) Tendido de los risers y líneas de flujo en BC-10.



Toda la operación de instalación se completo en 9 meses, incluyendo el tiempo de transporte de los materiales, equipos y personal. Un factor que ayudó en la instalación fue el análisis del clima por adelantado, así como un análisis detallado del clima basado en observaciones reales en el lugar y los pronósticos meteorológicos a corto plazo.

Las siguientes figuras muestran los pasos en general para la instalación de los risers en BC-10.



Figura 5-6) Buque Seven Oceans.



Figura 5-7) Enrolladores de tuberías.



Figura 5-8) Módulo de flotación.



Figura 5-9) Junta flexible diseñada por Shell.



Figura 5-10) Conexión del riser al FPSO.

5.1.3 Aseguramiento de flujo en BC-10

BC-10 presento retos únicos en el aseguramiento de flujo en el equipo tradicional que se requiere para el sistema de producción, en elementos como riser, líneas de flujo, umbilicales de inyección, etc.; sin embargo, se realizó una aplicación que combinó lo tradicional con nueva tecnología con elementos como bombas submarinas para lograr el desarrollo de los campos y asegurar el flujo; esta tecnología se llama Caisson-BEC.

El diseño consta de un área donde se instala el sistema de separación con el SAP (sistema artificial de producción), el Caisson-BEC. Tiene una longitud de 91 metros que se extiende sobre el lecho marino, dentro de esta área se encuentra instalado el separador cilíndrico en la parte superior y una bomba electro sumergible de 1500 caballos de fuerza.

El proceso del sistema inicia cuando el flujo multifásico entra al caisson (área donde se instala el SAP y separación de fluidos) por el extremo superior y fluye hacia el separador a través de una entrada que cuenta con un ángulo tangencial diseñado para que la separación se lleve a cabo por la estratificación del flujo en el interior del caisson, debido a que el

líquido es más pesado, este se dirige a la pared del separador por las fuerzas centrífugas y gravitacionales donde se realiza la separación, después el líquido fluye hacia el BEC y posteriormente con el uso de bombas que se encuentran alojadas dentro del sistema se adiciona la energía que permita dirigir los fluidos hacia el FPSO.

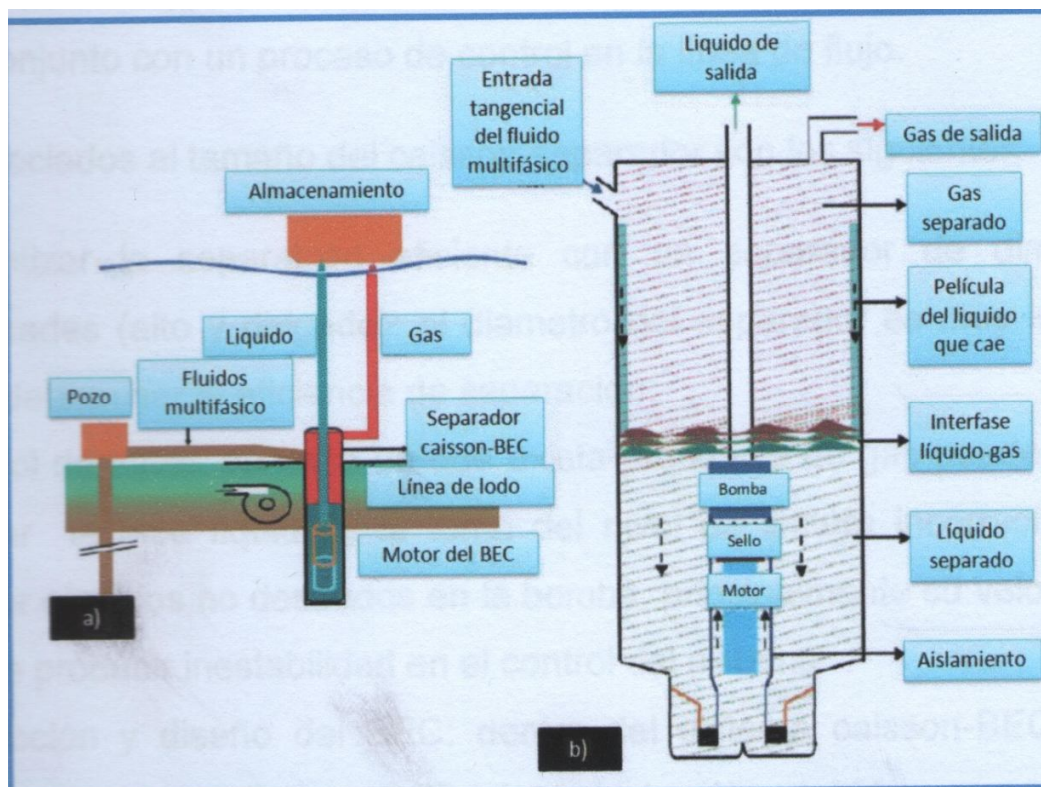


Figura 5-11) a) Esquema del flujo de producción y el sistema de caisson-BEC del separador de flujo, b) Esquema detallado del sistema de separación del caisson-BEC.



5.2 Cascade y Chinook

Los campos Cascade y Chinook, son un desarrollo ubicado en el Golfo de México, aproximadamente a 180 millas de la costa sur de Louisiana. El tirante de agua va de 8,153 a los 8,852 pies. Estos campos producen mediante un sistema de riser híbrido, llamado Free Standing Hybrid Riser (FSHR), conectado a un FPSO, el cual tiene una boya a la cual todos los elementos provenientes del suelo marino están conectados. Esta boya tiene la particularidad de poder desconectarse del FPSO cuando las condiciones climatológicas empeoran, para así salvaguardar la integridad del equipo y el personal abordo. La boya cuando es desconectada del FPSO, desciende a una profundidad determinada para proteger los risers y las líneas umbilicales de las condiciones climáticas extremas. En la *figura 5-12* se muestra la ubicación de estos campos en color rojo y todos los desarrollos en aguas profundas que se están llevando a cabo en el Golfo de México (Parte de USA).

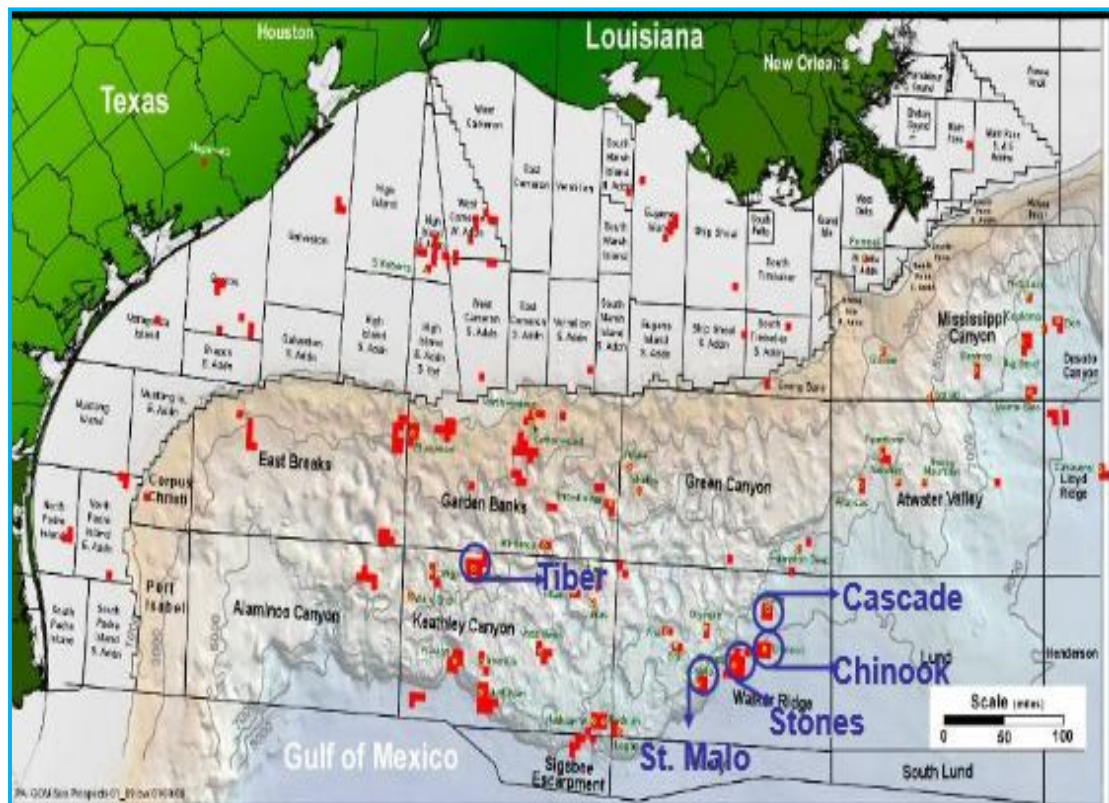


Figura 5-12) Ubicación del campo Cascade y Chinook.

En la *figura 5-13* se muestra la arquitectura submarina del campo Cascade y Chinook.

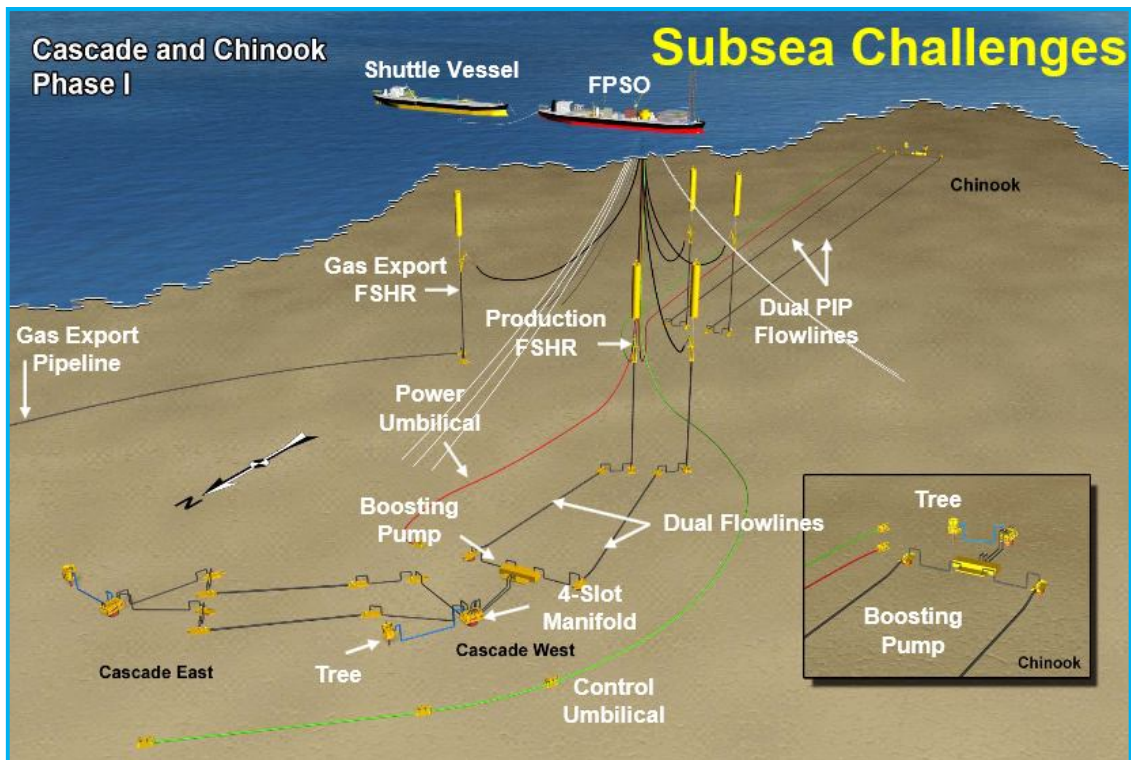


Figura 5-13) Arquitectura submarina de Cascade y Chinook.

En la *figura 5-14* se muestra el FPSO y la boya donde se conecta toda la arquitectura marina.

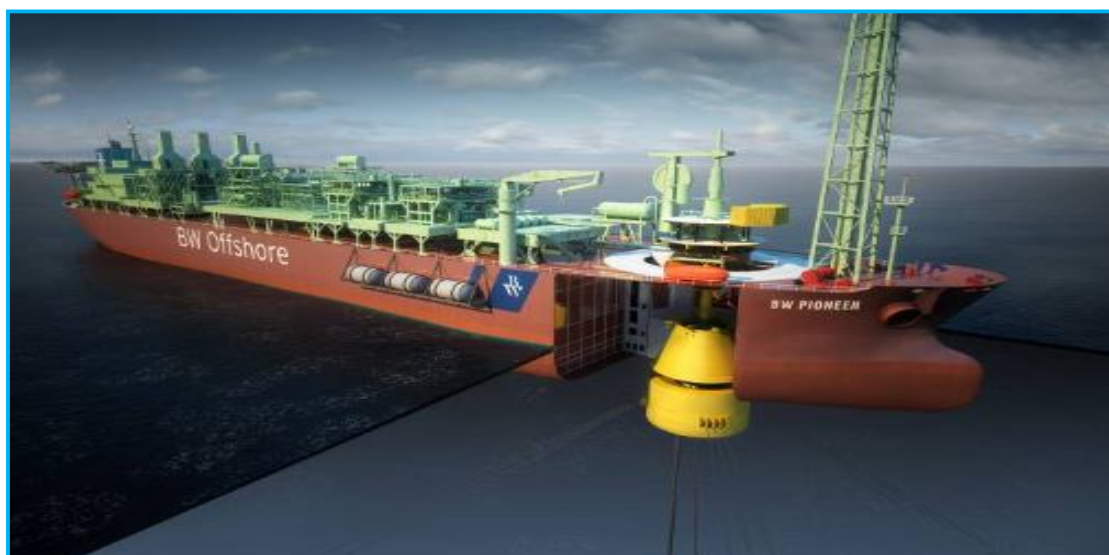


Figura 5-14) FPSO de Cascade y Chinook.

5.2.1 Historia del FSHR

El FSHR ha ganado reconocimiento dentro de la industria durante los últimos 10 años y seguirá siendo una de las opciones del sistema de risers en la industria, debido a las ventajas que ofrece ante los demás sistemas de risers. Una de las ventajas de este tipo de riser es que los movimientos de la unidad superficial de producción y condiciones ambientales extremas, no afectan la integridad del mismo.

La *tabla 5-2* muestra como el FSHR se ha usado en la industria petrolera.

Desarrollo	Status	Operador	Año de instalación	Región	Tirante de agua (m)	Unidad superficial
Grenn Canyon 29	Cerrado	Placid Oil	1988	GoM	466	SEMI
Garden Banke 388	Cerrado	Ensearch	1994	GoM	639	SEMI
Girasol	Operando	Total ELF	2001	Angola	1,350	FPSO
Rosa	Operando	Total ELF	2007	Angola	1,350	FPSO
BP Greater Plutonio	Operando	BP	2007	Angola	1,311	FPSO
Kizomba A	Operando	Exxon	2004	Angola	1,280	FPSO
Kisomba B	Operando	Exxon	2005	Angola	1,006	FPSO
Block 31 NE	Diseño y ejecución	BP	-----	Angola	2,100	FPSO
P-52	Operando	Petrobras	2007	Campos Basin	1,800	FPSO
Cascade y Chinook	Operando	Petrobras	2010	GoM	2,698	FPSO

Tabla 5-2) FSHR instalados en el mundo.

Donde:

GoM= Golfo de Mexico



Como se muestra en la *tabla 5-2*, el riser instalado en Cascade y Chinook, ha sido el primero en aguas profundas y ambientes extremos, por lo que tiene los siguientes records mundiales:

- i. Es el primer FSHR instalado en aguas profundas.
- ii. Primer FSHR que soporta presiones de 10,000 psi y temperaturas de 236 °F
- iii. Primer FSHR, desconectable en el mundo.
- iv. Primer FSHR instalado en el Golfo de México, en ambientes extremos
- v. Construcción en 28 meses

5.2.2 Descripción del FSHR

Consiste en un riser vertical de acero, tensado por una boya, la cual está cerca de la superficie, a una altura donde pueda evitar el oleaje de la zona; el riser vertical de acero se conecta a un puente flexible, que comunica el riser vertical de acero con la unidad de producción superficial, mediante un riser flexible, y finalmente el riser de acero vertical se conecta con el fondo del mar con un jumper.

La *figura 5-15* muestra los componentes del FSHR individualmente.

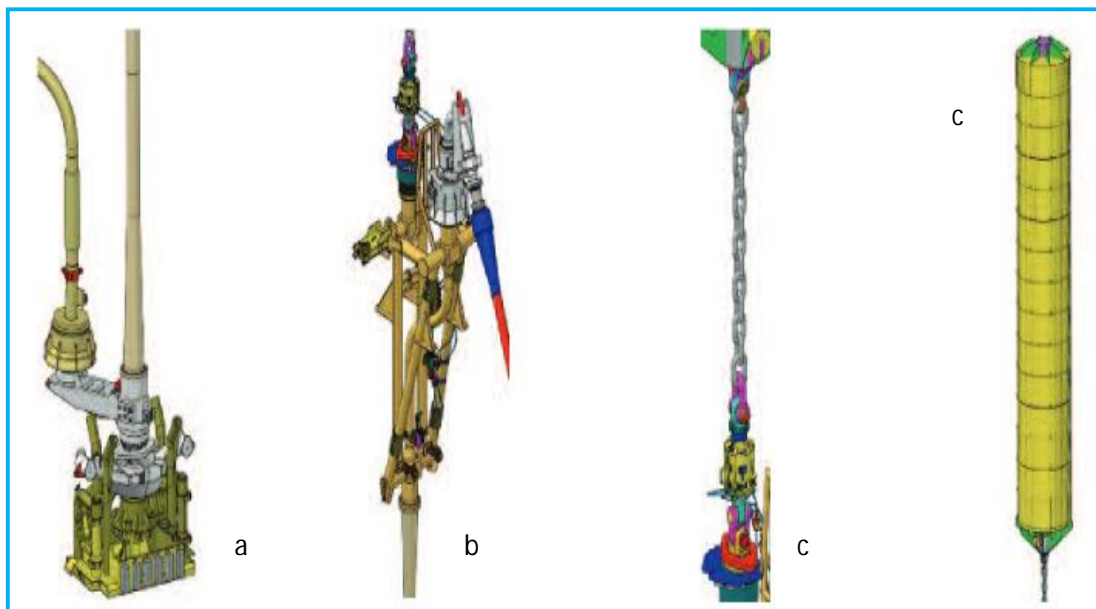


Figura 5-15) Componentes del FSHR. a) Jumper (conexión al suelo marino), b) Puente flexible, c) Cadena que sostiene el puente flexible y va anclado a la boya, d) boya.



5.2.3 Códigos de diseño para el FSHR

Toda construcción de cualquier equipo empleado en la industria petrolera está regida por normas internacionales, que establecen, las condiciones de operación y diseño de estos equipos. Para el caso del diseño del FSHR, se necesitan diferentes códigos de diseño para hacer frente a los componentes individuales del sistema.

La tabla 5-3 muestra las normas empleadas en el diseño de todos los componentes del FSHR.

Tabla 5-3) Normas aplicadas en la construcción del FSHR.

Norma	Título
API RP-2RD	Design of riser for floating production systems
API RP 2 ^a -LRFD	Planing, desing LRFD
API RP 2SK	Design and análisis of station
API BULLETIN 2U	Stability desing for cylidrical shelle
API BULLETIN 2V	Desing of flat plate
AISC	Steel construction manual
DNV-RP-E303	Geotechnical desing
DNV-RP-B401	Chatodic protection design
DNV RP-C203	Fatigue desing of offshore steel structures
DNV RULES	DNV rules for planing
ASME	Boiler and pressure vessel code
DNV RP-F105	Free spanning pipelines

5.2.4 Implementación de nuevas tecnologías en Cascade y Chinook

Para Cascade y Chinook a parte del FSHR, se empleó conjuntamente el Concentric Offset Riser (COR). Este es un sistema adecuado para el desarrollo de petróleo pesado y ambientes extremos. El COR es un riser rígido de acero dentro de otro riser de acero de menor diámetro, forrado con un aislamiento anticorrosivo. El cual por su espacio anular pasa un gas, que se distribuye a lo largo de todo el riser, el cual se va liberando a lo largo del riser por una serie de orificios que se encuentran localizados en puntos estratégicos en el riser interior. Como el gas fluye a través de estos agujeros, que varían en diámetro dependiendo de los requisitos específicos del fluido, las corrientes de flujo de aceite y gas se mezclan lo cual provoca se que reduzca la densidad efectiva del aceite y aumente la taza de producción.

La figura 5-16 muestra el FSHR con el COR.

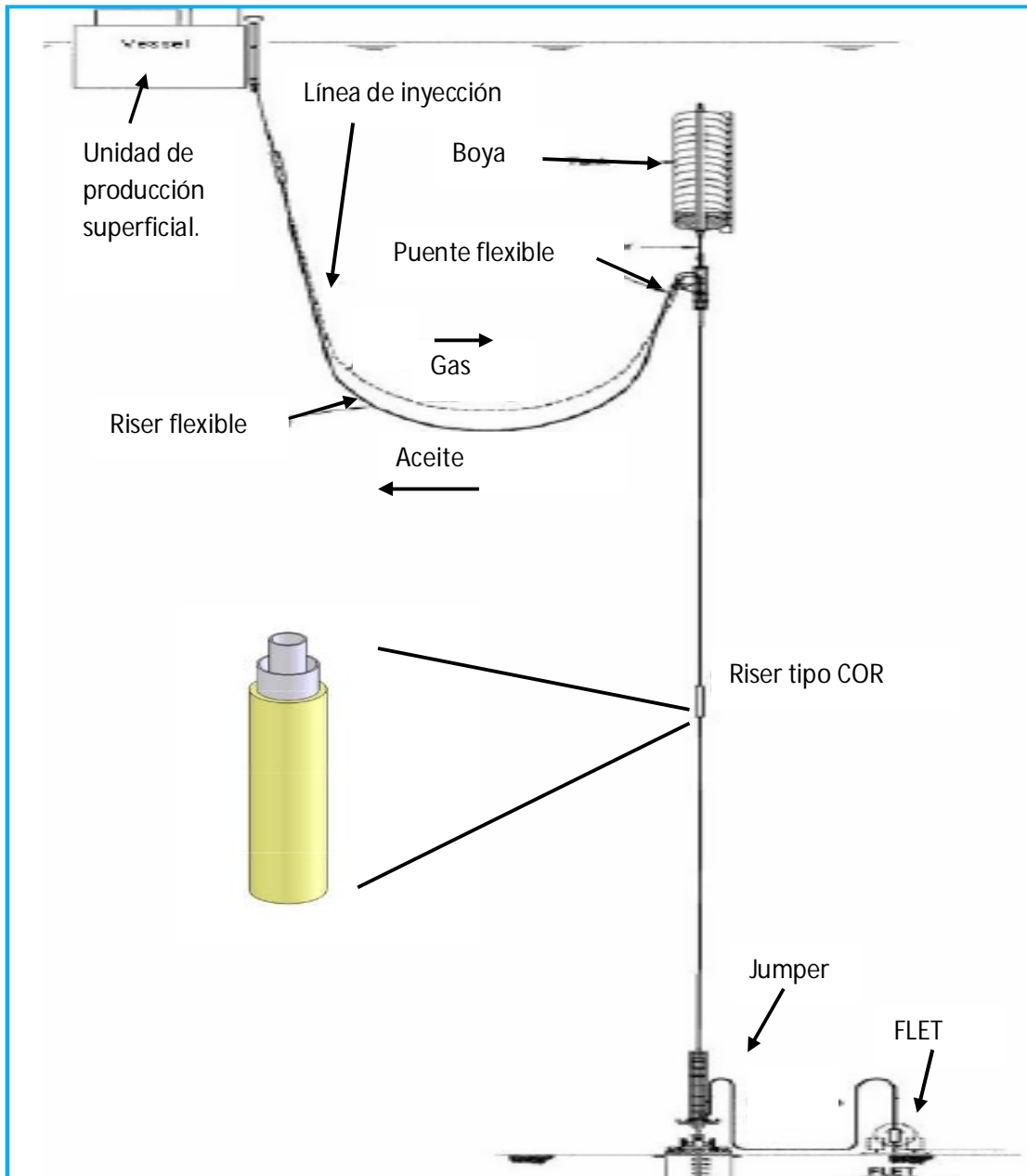


Figura 5-16) Esquema del FSHR con aplicación del COR.



CAPÍTULO 6

La reforma energética



6.1 La reforma energética

La reforma energética es uno de los puntos centrales de la vida Política mexicana desde hace tiempo. El objetivo de Ésta es modificar la Constitución para permitir que empresas extranjeras participen en procesos y áreas estratégicas que hasta ahora han sido manejadas por el estado mexicano. De esta forma, la reforma energética la podemos definir como el cambio del marco jurídico que permita la participación de empresas privadas en la extracción y el procesamiento de petróleo y otras formas de energía. Por lo que surgen las dos preguntas evidentes ¿es bueno? o ¿es malo?, al considerar los desarrollos que están en operación en aguas profundas, en ellos participan una empresa paraestatal y otras privadas, o bien solo empresas privadas. Se tiene el caso de Parque das Conchas(BC-10) en Brasil, donde Shell Brasil EyP es el principal operador del campo con una participación del 50% , Petróleo Brasileiro S.A(Petrobras) con un 35% y ONGC Campos con una participación del 15%. En este punto trataremos como las reformas energéticas han mejorado o deteriorado el desarrollo de los países donde se aplican, tratando de discernir qué es lo que necesita México.

6.2 El papel del estado y los hidrocarburos

En general, el objetivo común de los Estados con reservas de hidrocarburos es maximizar el valor de la renta de sus recursos no renovables. Las relaciones entre el Estado, como administrador de los hidrocarburos de la Nación, la industria, a través de operadores, y la forma en que se distribuye la renta generada son fundamentales para cumplir con dicho objetivo.

En este punto cabe hacer la distinción entre el operador y el dueño de los hidrocarburos. El operador es una empresa petrolera que participa en la fase de exploración de hidrocarburos y producción de hidrocarburos, tiene la responsabilidad de tomar decisiones, asume el riesgo de capital y obtiene beneficios sólo en caso de éxito, y pierde todas las veces en las que los proyectos no son exitosos.¹ El dueño original de los recursos es quien maximiza el valor de la renta de los mismos.

Además de entender estas distinciones, es importante identificar cuáles son las actividades más rentables en el sector y explicar así la razón por la que los Estados mantienen la propiedad de los hidrocarburos. En la cadena productiva de los hidrocarburos el mayor valor está en el upstream, es decir en la fase de exploración y producción.

La industria del petróleo y gas usualmente se divide en tres etapas:

- i. Upstream: la exploración y producción de petróleo y gas.
- ii. Midstream: las actividades logísticas y de transporte de crudo, gas sin proceso y productos refinados.



- iii. Downstream: abarca la refinación de crudo y el procesamiento de gas natural, así como la comercialización de petrolíferos y petroquímicos.

Por mucho, el sector que genera más valor o renta es la exploración y producción. De acuerdo con un estudio de McKinsey, el retorno de la inversión upstream, tanto para petróleo como para gas es 150% mayor al del downstream, y entre 150% y 200% mayor con respecto al midstream.

La explotación de hidrocarburos es una actividad muy riesgosa tanto por los niveles de inversión como por las complejidades técnicas. Esta característica es especialmente marcada en el upstream y es la principal razón por la cual la tecnología de punta en este sector no se vende. Sin embargo, como consecuencia del agotamiento de los yacimientos “fáciles”, las inversiones necesarias para el descubrimiento y desarrollo en los yacimientos “difíciles” se han disparado a niveles muy altos. La combinación de estos altos costos de inversión con altos niveles de riesgo ha generado que la mayor parte de los proyectos ahora se ejecuten por consorcios de múltiples operadores. Las compañías petroleras más grandes y exitosas actualmente comparten tecnología de punta y se asocian para explotar diferentes yacimientos. De este modo reducen su exposición al riesgo en su papel de operadores. Esta dinámica de competencia y cooperación entre operadores ya es característica del sector moderno de petróleo y gas.

6.3 Instrumentos para la maximización de la renta petrolera

Para lograr la maximización de la renta, los Estados deben utilizar una combinación de diferentes instrumentos que respondan a las características específicas de sus recursos, visión y presiones políticas de las cuales son objeto. De hecho, dentro de un mismo país pueden existir diferentes esquemas. Cada uno puede variar de acuerdo con las condiciones geológicas de los distintos proyectos, la existencia o no de una empresa petrolera estatal y los términos de la negociación que se establezcan Estado y los operadores.

La estrategia del Estado para maximizar su renta petrolera debe considerar el impacto sobre la inversión y los niveles de producción. En otras palabras, si un Estado implementa un régimen fiscal confiscatorio para el sector de hidrocarburos, la inversión difícilmente llegará y por lo tanto no se producirá petróleo ni habrá renta petrolera que maximizar.

De esta manera, cada país procura fijar un régimen legal y fiscal que maximice la renta para el Estado pero que también ofrezca viabilidad a las decisiones de los inversionistas. En un mundo en el que las reservas de hidrocarburos han crecido dramáticamente como resultado de la revolución tecnológica, existe un alto grado de competencia entre los países productores para atraer inversionistas. En este sentido, es evidente que los arreglos institucionales de cada país compiten entre sí. En la *figura 6-1* se muestran los principales esquemas legales que existen a nivel internacional para establecer derechos y obligaciones

tanto de los Estados como de los operadores. Estos se agrupan en dos tipos: sistema de concesiones y sistemas contractuales.

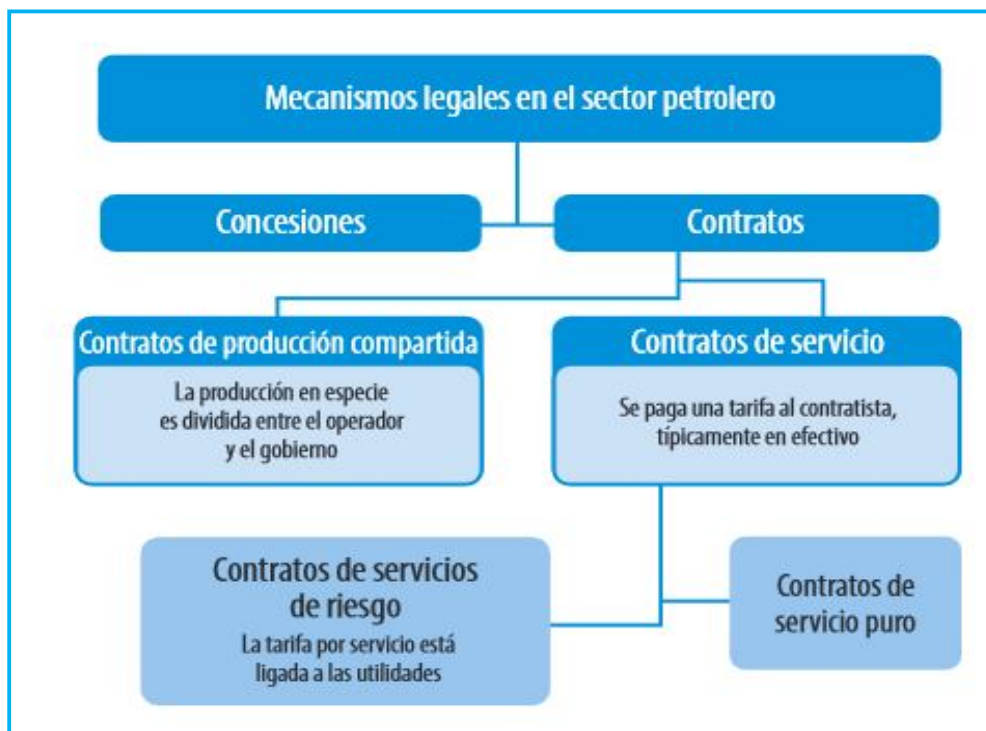


Figura 6-1) Esquemas legales.^{xiv}

La mayor parte de los países productores de hidrocarburos cuentan con un marco institucional que comprende tanto concesiones como contratos de producción compartida. En cualquier caso, el Estado determina el mecanismo contractual idóneo a partir de la complejidad del yacimiento y de las necesidades de hacer más atractivo el esquema en términos de inversión y talento para desarrollo. La concesión es el instrumento legal donde la mayor parte del riesgo y de la inversión la asume el operador, quien tiene una mayor libertad para reducir costos.

En contraste, un esquema contractual basado exclusivamente en contratos de servicios es mucho menos eficiente para atraer inversión y talento, ya que el Estado asume la mayor parte del riesgo y la inversión.ⁱⁱ México, junto con Arabia Saudita y Kuwait, es de los pocos países productores de hidrocarburos con contratos de servicios donde el Estado asume todo el riesgo.

Sin importar el tipo de esquema, en la mayoría de los casos la Nación es dueña de los hidrocarburos en el subsuelo y los instrumentos arriba descritos le ayudan al Estado a maximizar el valor de la renta. Excepciones importantes son EUA y Canadá, donde la



Nación no siempre es dueña de los hidrocarburos (en estos países, la propiedad de la tierra otorga también la propiedad de la riqueza del subsuelo).

En ambos sistemas, concesiones y contratos, el inversionista ya sea directamente el Estado o los operadores, asume todos los riesgos y costos asociados a la exploración, desarrollo y producción de los hidrocarburos y recibe una compensación adecuada al nivel de riesgo. El riesgo depende de las especificaciones de cada proyecto y las expectativas futuras de producción. En términos generales, mientras mayor sea el riesgo de inversión más alta será la proporción de renta que reciba el inversionista.

6.4 La revolución tecnológica de los hidrocarburos

Hasta hace unos años, todo parecía indicar que el fin de la era de los hidrocarburos estaba a la vista. La transición hacia el fin del petróleo ⁱⁱⁱ había estado en la conciencia del mundo occidental desde la crisis del petróleo en 1973, que puso en evidencia el enorme riesgo que implicaba la adición de las economías avanzadas al petróleo y gas importado. Todavía en la en la primera década del siglo XXI parecía inevitable la llamada transición energética en un futuro no muy lejano: el aumento sostenido de los precios de los hidrocarburos y la innovación tecnológica en las energías renovables parecía sugerir que estas reemplazarían a las primeras en cuestión de años.

Sin embargo, esa visión ha cambiado profundamente en años recientes. Hoy el mundo vive una segunda era dorada de las energías fósiles. Las reservas probadas de hidrocarburos se han multiplicado en casi 2.5 veces de 1980 a la fecha. Este fenómeno ha roto el paradigma del fin de la era del petróleo y ha obligado a replantear la perspectiva sobre la oferta de hidrocarburos en las siguientes décadas. Todo parece indicar que los hidrocarburos seguirán teniendo un papel preponderante en la composición de la oferta energética mundial, como se puede apreciar en la *figura 6-2*.

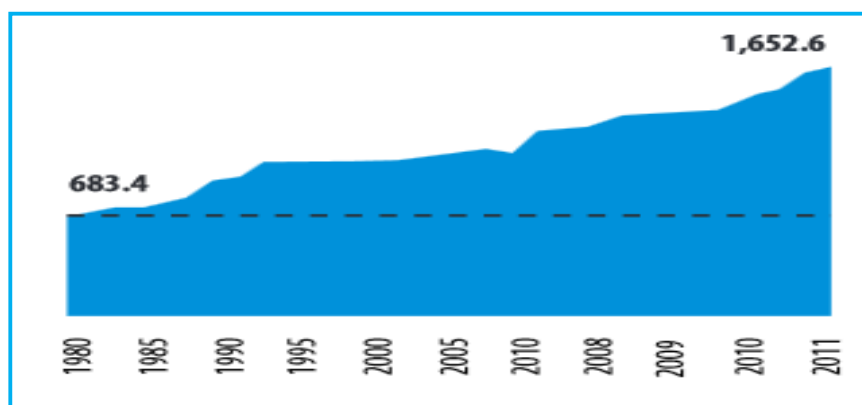


Figura 6-2) Reservas probadas de petróleo en el mundo (miles de millones de barriles) ^{xv}



El nivel actual de reservas de petróleo alcanzaría para 55 años al mismo ritmo de producción de 2011. Para el caso del gas natural, alcanzaría para 71 años. Sin embargo, en los próximos años los avances tecnológicos bien podrían impulsar el aumento de las reservas mundiales de gas natural en 340% y de petróleo en 359%.

Las proyecciones a futuro señalan que los hidrocarburos continuarán siendo la principal fuente energética. De acuerdo con el World Energy Outlook 2012, publicado por la Agencia de Información de Energía de EUA ^{iv}, la demanda global de energía llegará a 16.6 mil toneladas de crudo equivalente en 2030, lo que implica un crecimiento de 40% respecto al 2011. La demanda se abastecerá en 54.4% de hidrocarburos, 27.5% de carbón, 12% de energías renovables y cerca de 6% de energía nuclear. Por tanto, es posible afirmar que vivimos en la era de los hidrocarburos y así continuará en el futuro cercano.

La mayor revolución por magnitud, impacto y escala, ocurre en la forma de explotar y producir hidrocarburos. En las siguientes décadas será cada vez más importante el uso de tecnología de punta y conocimiento especializado para poder explotar el potencial de hidrocarburos a nivel mundial. Gracias a los avances tecnológicos se ha hecho posible la explotación de una enorme cantidad de yacimientos más complejos y más pequeños que décadas atrás no hubieran sido factibles de desarrollar ni en términos financieros ni técnicos.

No obstante, debido a la complejidad técnica y los niveles de inversión necesarios para explotar los hidrocarburos, no todos los países tienen acceso a esta revolución. La tecnología de punta, tanto en maquinaria y equipo como en investigación y desarrollo, no está a la venta. Además, ésta no es suficiente si no se cuenta con el recurso más escaso: la experiencia y el talento humano. Hoy, la industria de los hidrocarburos a nivel global está en franca competencia, no por los recursos naturales que cada vez son más abundantes, sino por el personal experimentado y capacitado. ^v

Es decir, las compañías que son dueñas de las tecnologías de vanguardia normalmente retienen dicho conocimiento en patentes, las cuales no venden ni licencian, sino que las utilizan en inversiones donde sus retornos potenciales son altos o las comparten con otras empresas cuando se asocian en proyectos específicos. México ha quedado fuera de esta revolución tecnológica, pues bajo su esquema actual sólo tienen acceso a tecnología rezagada que le presenta sus contratistas.

Estos cambios están haciendo que termine el mundo de los grandes yacimientos. El escenario de fácil explotación a muy bajo costo, donde sólo un puñado de países eran productores, se agota a la misma velocidad que los yacimientos que dieron pie a esa era en la producción de petróleo. Hoy los campos gigantes como Ekofisk en Noruega, Cantarell en México, o la Franja del Orinoco en Venezuela, que catapultaron la producción petrolera en



estos países hace 30 años, se encuentran en fase de declinación. En cambio la nueva producción petrolera vendrá de una variedad de lugares con altos costos de producción, pero con la misma constante: el talento humano y la tecnología como base del éxito. Es decir, estamos en la transición de una era de petróleo fácil a una de petróleo difícil.

En esta nueva era, la capacidad de crecer de los países dependerá de políticas que permitan capitalizar las oportunidades que abran sus puertas a la revolución tecnológica. Por esta razón, países como Noruega, Colombia o incluso China, han reformado sus políticas energéticas para aprovechar dichos recursos de forma más rápida y eficiente. A pesar de tener exitosas empresas estatales de hidrocarburos, estos países han creado mercados energéticos abiertos a la competencia, lo que les ha permitido detonar una transformación económica y explotar mejor sus recursos fósiles.

6.5 Los nuevos recursos energéticos

Los recursos energéticos que hoy son económicamente viables gracias a los avances tecnológicos son principalmente:

i. Gas grisú:

Es el gas natural que se obtiene de la producción minera, especialmente el carbón. Su producción es relativamente sencilla y requiere poca inversión ya que es un subproducto del proceso minero. Esto lo ha convertido en un recurso comercialmente atractivo en países como Australia, Canadá, Rusia, Colombia y EUA. En México dicho combustible podría representar una alternativa de bajo costo para las industrias de Coahuila, ubicadas lejos de las zonas de abasto tradicionales de hidrocarburos.

ii. Arenas bituminosas:

Las arenas bituminosas son depósitos saturados de un petróleo muy viscoso, parecido al chapopote. Por su forma, este petróleo no se perfora como tradicionalmente se haría en los yacimientos, sino que se excava como si fuera un mineral. De acuerdo con el World Energy Council, las reservas mundiales de bituminosas alcanzan los 250 mil millones de barriles, es decir 18% de las reservas totales de crudo en el mundo. De estas reservas el 71% se ubica en Canadá y el resto en diversos países, entre los que destacan Rusia y Kazajistán.

iii. Aguas profundas:

En los años setenta, las empresas petroleras de EUA, Noruega y Brasil decidieron invertir en tecnologías para explotar hidrocarburos en el lecho marino a profundidades antes inaccesibles. La inversión en tecnología fue una respuesta a los embargos petroleros del



Medio Oriente. Por ello, con presupuestos de investigación sostenidos y tras treinta años de desarrollo, estos países desarrollaron tecnologías submarinas para llegar a profundidades de varios kilómetros de tirante de agua y debajo del lecho submarino. Actualmente, son pocos los países que cuentan con la tecnología y experiencia para explotar dichos yacimientos. Asimismo, pocas empresas tienen la capacidad para invertir en dichos proyectos por sus altos costos, riesgos y complejidad tecnológica. De acuerdo con datos de la industria ^{vi} invertir en el proceso exploratorio de un pozo en aguas profundas cuesta entre 200 y 250 millones de dólares. Pero de encontrarse petróleo, la inversión en infraestructura, perforación, instalaciones submarinas y mantenimiento de dichos pozos se eleva a un costo entre 6 mil a 15 mil millones de dólares como es el caso de Perdido, proyecto desarrollado por un consorcio internacional, a poco más de 13 kilómetros de la frontera marítima entre EUA y México. Para poner estos números en perspectiva, usando el ejemplo de Perdido que es el mayor complejo productor de aguas profundas en EUA, desarrollar un campo similar en el lado mexicano del Golfo de México implicaría poco menos del presupuesto total de Pemex, o bien 84 % del gasto en educación del país en 2013. Además, los riesgos de dicha producción son muy elevados debido a las distancias entre la plataforma marina del pozo y la superficie. Existen, por ejemplo, riesgos de corrosión, flexibilidad de la tubería, alimentación de energía a las instalaciones submarinas, entre otros. Por esta razón, todas las empresas petroleras del mundo que explotan yacimientos en aguas profundas, con excepción de Pemex, se alían con otras empresas para aprovechar sus ventajas competitivas y diversificar el riesgo de la inversión. Esto explica la existencia de más de 35 mil pozos ^{vii} en la parte estadounidense del Golfo de México, mientras que del lado mexicano existen únicamente mil pozos. ^{viii} De hecho la producción petrolera de aguas profundas de EUA representa el 72% de la producción total mexicana de petróleo crudo. En otras palabras, bajo el esquema legal actual, Pemex no solo no produce petróleo en aguas profundas, sino que no podrá alcanzar a sus competidores en la carrera tecnológica necesaria para enfrentar los retos que implica explotar dichos yacimientos.

iv. Lutitas.

Las lutitas son formaciones geológicas de rocas de muy baja permeabilidad, donde a diferencia de los campos tradicionales, los hidrocarburos quedan atrapados en la roca y no fluyen.

Los pozos de lutitas son relativamente pequeños y efímeros. En promedio, cada uno requiere una inversión de entre 10 y 20 millones de dólares. Tienen tasas aceleradas de declinación: en promedio alcanzara su producción máxima en tres o cuatro meses. La única forma de mantener e incrementar la producción en dichos campos es con un plan de operación de alta eficiencia en logística y movilidad de cientos o miles de pozos, para así tener producciones comercialmente viables. El estado de Dakota del Norte se convirtió en el segundo productor de petróleo de los EUA, solo detrás de Texas, cuando hace apenas 10



años el estado no figuraba en el mapa de hidrocarburos. La fortuna de Dakota del Norte es estar en el corazón de la cuenca de lutitas del Bakken, rica en petróleo ligero. Hoy dicha cuenca produce casi el mismo volumen que el yacimiento Ku-Maloob-Zaap, el mayor activo petrolero de México.

6.6 ¿De quién podemos aprender?

México puede aprender mucho sobre el desarrollo del sector petrolero a nivel internacional. Varios países en el mundo han emprendido diferentes caminos para aprovechar los recursos provenientes de los hidrocarburos, un ejemplo de esto es EUA el cual ha diseñado un marco institucional que maximiza el aprovechamiento de sus recursos no renovables, apoyándose en otros operadores pero sin perder la propiedad de su riqueza energética.

El mayor valor agregado del sector se encuentra en las actividades de upstream. Por ello en cada país se establecen arreglos institucionales capaces de aprovechar al máximo las rentas generadas en dicha fase, sin dejar de lado al resto de la cadena productiva. Para tomar esta decisión, los gobiernos enfrentan dos alternativas: tener un mayor control del sector asumiendo un mayor riesgo y necesidades de inversión, o bien, permitir la entrada de otros jugadores para reducir el riesgo y no tener que asumir las necesidades de inversión.

6.6.1 Arabia Saudita: La abundancia del petróleo fácil

Arabia Saudita posee las segundas reservas probadas de petróleo convencional más grandes ^{ix}. A 2011 las reservas saudí-árabes de crudo eran de 265 mil millones de barriles, el 18% del total mundial y 19 veces las reservas probadas de México. En reservas de gas natural, Arabia Saudita ocupa el quinto lugar mundial, después de Rusia, Irán, Catar y Estados Unidos. En cuanto a la producción de crudo en 2011 Arabia Saudita ocupaba el segundo lugar global, solo detrás de Rusia.

6.6.1.1 Diseño institucional

Arabia Saudita tiene un modelo de sector de hidrocarburos basado en una empresa monopólica que es 100% paraestatal, Saudi Aramco. Esta empresa está integrada verticalmente y participa en toda la cadena de valor. Saudi Aramco se creó en 1933 como una empresa privada, a partir de un consorcio entre el gobierno saudí y una empresa norteamericana. Sin embargo, conforme las reservas y la producción de crudo fueron aumentando, el gobierno saudí fue adquiriendo un porcentaje mayor hasta quedarse con su totalidad en 1980.

Saudí Aramco explota eficazmente las reservas saudíes de crudo sin necesidad de asociarse con otras empresas a través de contratos de producción compartida o de riesgo. De hecho, estos tipos de contratos están prohibidos por la legislación vigente. El estado extrae la



riqueza del subsuelo exclusivamente a través de su empresa estatal. No obstante, el mercado de gas natural empieza a abrirse paulatinamente a la inversión extranjera para la exploración en la zona del Rub al-Jali así como para la distribución de gas. El sector petrolero domina la economía saudí árabe. En 2011 este sector representó 58% del PIB. Por otra parte las finanzas públicas dependen casi exclusivamente de los ingresos petroleros. Estos significaron el 95% de los ingresos presupuestales totales en 2011.

6.6.1.2 Actividades en upstream

La industria petrolera saudí está dominada por Saudi Aramco. Esta firma produce 95% del crudo saudí. El restante 5% lo producen otras empresas estatales. ^x Saudi Aramco es la mayor empresa petrolera del mundo en términos tanto de producción como de reservas. También ocupa el primer lugar mundial en exportación de líquidos de gas natural y el octavo lugar en capacidad de refinación. En exploración y producción de petróleo, Saudi Aramco opera como monopolio.

Al analizar el modelo de Arabia Saudita, es muy importante tener en cuenta que es un caso especial por dos razones. La primera es que tiene enormes reservas probadas de crudo, solo por debajo de Venezuela. La segunda son las características de las reservas, ya que una parte considerable de ellas corresponde a yacimientos de bajo o moderado grado de complejidad técnica. Un ejemplo es el mega yacimiento de Ghawar, el más grande del mundo, con 88 mil millones de barriles de crudo. ^{xi}

Esto quiere decir que Arabia Saudita aun tiene mucho petróleo “fácil”, que puede ser extraído a un costo unitario relativamente bajo. Por ejemplo, expertos estiman que el costo de producir un barril de crudo en Arabia Saudita es de entre 2 y 3 dólares, uno de los más bajos del mundo. En contraste, el costo de producción de un barril de las arenas bituminosas, de Alberta Canadá, es aproximadamente de 60 dólares.

6.6.1.3 Actividades en downstream

En las actividades relacionadas con refinación y petroquímica la paraestatal saudí está facultada para asociarse con terceros en proyectos específicos. En refinación, Saudi Aramco opera de manera exclusiva cuatro refinерías en Arabia Saudita, que representan el 25% de su capacidad de refinación. Otras tres refinерías saudí árabes operan como consorcios que la paraestatal posee y opera de manera conjunta con otras empresas.

En petroquímica, Saudi Aramco ha comenzado a asociarse con otras empresas para proyectos específicos. En particular en 2011 la paraestatal saudí creó un consorcio con la norteamericana Dow Chemical para construir un complejo petroquímico en la ciudad de Jubail. Saudi Aramco también está desarrollando un complejo petroquímico como parte del consorcio con Sumitomo Chemical, una firma privada Japonesa. Asimismo, está en



negociaciones un posible proyecto con la empresa china Sinopec para construir una refinería. Estos proyectos muestran que los consorcios son una de las líneas estratégicas de Saudi Aramco para realizar inversiones que amplíen su capacidad petroquímica y de refinación.

6.6.1.4 Conclusión

El diseño institucional del sector upstream saudí responde tanto a las características geológicas de baja complejidad, como al tamaño de los yacimientos de Arabia Saudita. Estos le permiten tener costos de producción mucho menores que la mayoría de los países productores de petróleo. Por lo tanto, al controlar los precios a través de la OPEP extraen y maximizan en mayor medida el valor de la renta petrolera de sus recursos.

El sector de hidrocarburos en Arabia Saudita es similar al de México en varios aspectos: ambos son países productores y exportadores de crudo y cuentan con empresas paraestatales monopólicas de exploración y producción que no pueden asociarse con terceros en las actividades de upstream. Sin embargo, la diferencia fundamental entre los dos países en la primera fase de la cadena productiva, es que la nación árabe cuenta con abundantes yacimientos de petróleo fácil, de baja complejidad técnica y bajos costos de producción.

Sin embargo, Saudi Aramco sí puede asociarse con otras empresas en el resto de la cadena de valor (downstream), tanto dentro como fuera de Arabia Saudita, mientras que Pemex no puede hacerlo en territorio mexicano. Además, Saudi Aramco ha llevado a cabo una estrategia de internacionalización, pues cuenta con subsidiarias en 16 países.

6.6.2 Cuba: su relación con las operadoras petroleras internacionales

Al igual que la mayoría de los países caribeños, Cuba es un importador neto de petróleo. La mayor parte de su consumo doméstico se abastece a través de un convenio de cooperación con Venezuela. No obstante, su posición geopolítica y la manera en que el gobierno ha decidido desarrollar los yacimientos petroleros en su territorio, lo hacen un caso interesante para México.

La isla está localizada en una zona estratégica en la producción de hidrocarburos del continente americano. Cuba y su zona económica exclusiva está a las puertas de uno de los mayores consumidores e importadores del mundo (EUA), país que podría convertirse en exportador por su reserva de lutitas. El servicio geológico de EUA advierte que el potencial de la cuenca norte cubana oscila entre 4.6 y 9.3 mil millones de barriles de crudo y entre 9.8 y 21.8 billones de pies cúbicos de gas natural.



6.6.2.1 Diseño institucional

En el sector de hidrocarburos cubano participan principalmente el Ministerio de Energía y Minas, encargado de dictar la política en materia petrolera, eléctrica y minera, y la empresa estatal CUPET (Unión Cubana del Petróleo). La empresa está controlada al 100% por el estado cubano e integra las actividades petroleras de exploración y producción, refinación y comercialización.

Para la participación de terceros (empresas operadoras), Cuba cuenta con dos modalidades de esquemas contractuales.^{xii}

i. Contratos de producción incrementada o producción mejorada:

Asociación de capital para el incremento de la producción en yacimientos existentes. El objetivo de estos contratos es modernizar la tecnología y métodos empleados en los yacimientos descubiertos antes de 1990.

ii. Contratos de riesgo:

Estos contratos se instrumentan a través de la empresa CUPET. La empresa estatal está autorizada para asociarse con operadoras petroleras internacionales para explorar y explotar hidrocarburos. La operadora extranjera aporta capital, tecnología a cambio del 50% de la producción. Esta puede ser vendida a CUPET como prioritaria o exportarse.

En el caso del régimen fiscal, la información disponible sobre los beneficios fiscales que obtiene el Estado cubano vía los contratos de riesgo es muy limitada. Sólo se sabe que el gobierno ha establecido esquemas flexibles para la atracción de inversión. Las ganancias netas anuales de las transacciones realizadas en Cuba tienen un impuesto del 30%. El porcentaje de la producción para recuperación de los costos debe ser negociado con base en el potencial y las características de cada bloque. A diferencia de la mayoría de los países productores de petróleo, en el régimen fiscal cubano no se contempla el pago de regalías, ni bonos de entrada o de asignación. De hecho, el Estado cubano establece el mismo esquema fiscal a las compañías petroleras que a las de otros sectores, es decir, no reclama una renta.

6.6.2.2 Actividades upstream

Pese al embargo económico impuesto a la isla por EUA y la ideología del régimen, desde inicios de la década del 2000 el gobierno cubano decidió abrirse al capital privado internacional. En 2003, la entonces hispanoargentina Repsol YPF40 tomó la decisión de explorar en aguas profundas en Cuba. A finales de julio del 2004, el grupo petrolero anunció que el resultado no era favorable. A través del primer pozo exploratorio perforado en el área, con un costo superior a los 25 millones de dólares, sólo se encontró un yacimiento de crudo de baja calidad no comercializable.



Posteriormente, en 2006 el gobierno cubano instrumentó un plan de extracción de petróleo y gas mucho más ambicioso. A partir de este programa, el gobierno empezó a celebrar diversos contratos con operadoras internacionales. Entre las ventajas de apoyarse con terceros están el incremento de actividades exploratorias, el ahorro de recursos al gobierno y la disminución de riesgos.

La asignación de bloques exploratorios a partir de 2005 se dio a través del esquema de contratos de riesgo. De este modo, para fines de exploración petrolera y asignación de bloques, el país se dividió en 43 bloques en la franja Costera Noroccidental, que comprende principalmente las provincias de La Habana y Matanzas. De los 43 bloques de esta zona, 11 ya fueron asignados. A su vez, la zona económica exclusiva se dividió en 59 bloques, de los cuales se han asignado 23. Para finales de 2012, cinco bloques más se encontraban en negociación. Actualmente, cinco empresas extranjeras realizan actividades de exploración en la franja costera noroccidental cubana y diez empresas realizan estas actividades en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México.

En la *figura 6-3* se muestra los bloques asignados de las provincias de la Habana y Matanzas.

En la *figura 6-4* se muestra la asignación de bloques en la zona económica exclusiva de cuba.

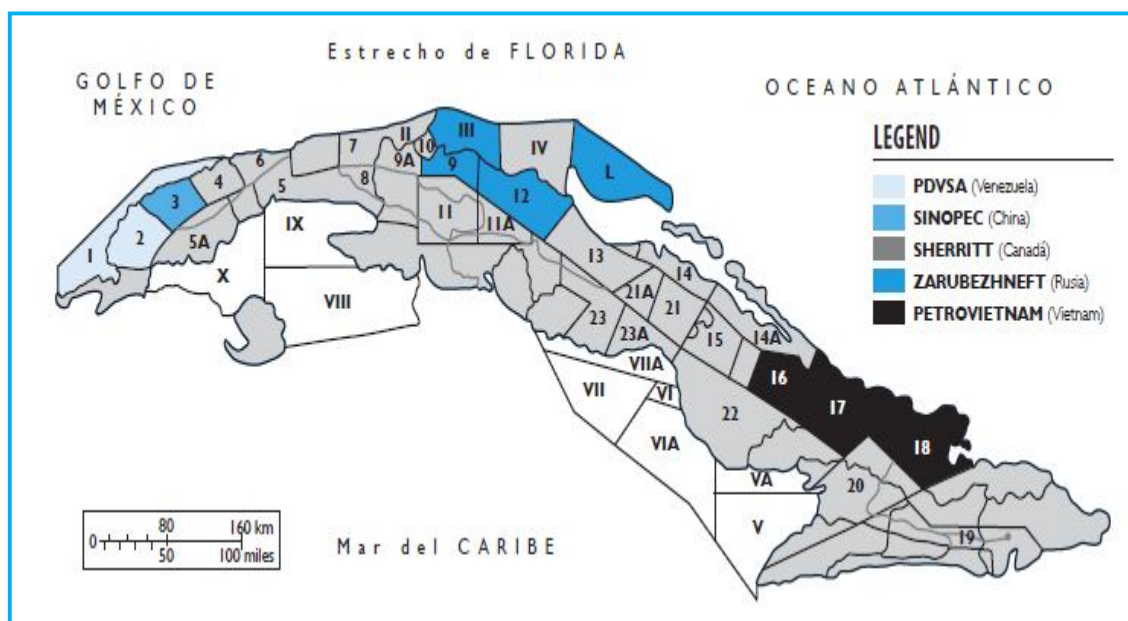


Figura 6-3) Asignación de bloques en la franja costera cubana.

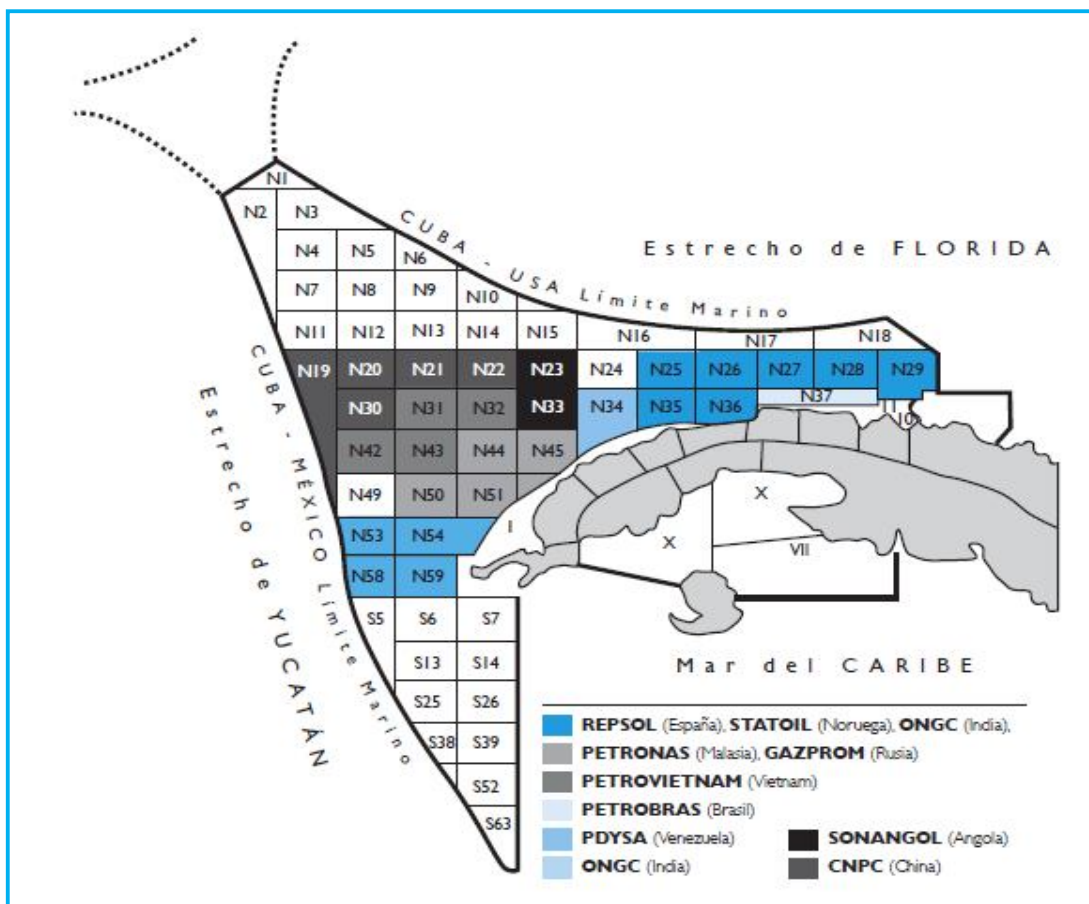


Figura 6-4) Asignación de bloques en la zona económica exclusiva de Cuba.

6.6.2.3 Actividades downstream

Otra de las alianzas que existen en la isla se ha logrado en términos de refinación. La mayor parte de la producción petrolera de Cuba es crudo pesado, con altos grados de azufre. Cuba no cuenta con la tecnología para procesar crudo con alto porcentaje de azufre en sus cuatro refinerías. Las refinerías capaces de procesar este tipo de petróleo son de muy alta tecnología, y pertenecen en su gran mayoría a empresas norteamericanas que no pueden invertir en Cuba.

Por esta razón, en 2005 se constituyó la empresa PDV-CUPET entre los gobiernos de Cuba y Venezuela, para impulsar la puesta en operación de la Refinería de Cienfuegos. El compromiso fue el procesamiento de 60 mil barriles de crudo proveniente de Venezuela, adicionales a los volúmenes que actualmente reciben. Esta compañía está controlada en 51% por el gobierno cubano y en 49% por el gobierno venezolano. En el caso de la distribución de gasolina, la empresa CUPET tiene una subsidiaria llamada CUBALUB-Empresa Nacional de Lubricantes encargada de las operaciones de ventas al por menor.



6.6.2.4 Conclusión

En la política energética, el gobierno cubano actúa con pragmatismo para maximizar el valor de su renta petrolera, lo cual requiere de la inversión y talento que le ofrecen operadores internacionales. El régimen político ha tomado decisiones económicas para satisfacer las necesidades de esta nación caribeña al abrir oportunidades a la inversión privada internacional. La experiencia cubana indica que la visión de su gobierno es muy diferente a la que ha prevalecido en México. La propiedad de los hidrocarburos no está vinculada con la intervención exclusiva del Estado en su exploración y explotación, a través de un monopolio estatal. Por el contrario, Cuba ha dado cabida a diferentes empresas internacionales con capacidad técnica y conocimiento, ha diversificado así el riesgo y busca con ello un mejor aprovechamiento de sus recursos.

6.6.3 Brasil

En 2009, Brasil se ubicó como el noveno productor de petróleo a nivel mundial. Su producción ha mostrado un crecimiento sostenido en los últimos años, al alcanzar 2 MMbpd en 2010. Más aún, se ha reportado que Brasil tiene reservas probadas de aceite por 13.9 MMbpd, con lo que es el segundo país con más petróleo en Sudamérica, después de Venezuela. La mayoría de estas reservas se encuentran en las cuencas costa afuera (offshore) de Campos y Santos, situadas en la costa sudeste del país.

A su vez, Brasil tiene una gran dotación de gas natural. Se estima que sus reservas probadas de gas son de 423 mil millones de metros cúbicos. Sin embargo, la producción de este hidrocarburo ha crecido lentamente por dos razones: la falta de infraestructura para transportar el gas y los bajos precios domésticos que desincentivan su producción.

Brasil ha pasado por múltiples procesos de reforma que explican el desarrollo del sector petrolero. La primera de ellas se dio en noviembre de 1995, bajo el mandato del Presidente Cardoso. Con la reforma constitucional (Enmienda No.9 para reformar partes del Artículo 177) se creó un nuevo marco legal para la administración del monopolio estatal en los hidrocarburos. Hasta entonces, la Constitución de 1988 y la Ley 2.004 (1953) le daban a Petrobras los derechos exclusivos de todas las actividades petroleras.

Petrobras (Petróleo Brasileiro) es la empresa estatal de hidrocarburos en Brasil. Ésta se creó en 1953 como un monopolio estatal. Tras la reforma de 1995 se abrió a la inversión extranjera y actualmente es la séptima compañía de energía más grande del mundo, con presencia en 25 países. Es una empresa de energía integrada con actividades en toda la cadena productiva de petróleo y gas, así como en la generación de biocombustibles y otras energías alternativas.

El diseño institucional que se generó a partir de esta primera ola de reformas, estableció diferentes agencias involucradas en las actividades del sector. Por una parte, el Ministerio de Minas y Energía junto con el Consejo Nacional de Política Energética tienen la responsabilidad de establecer la estrategia y dictar la política energética del país. Por otro



lado, resalta la creación de una nueva agencia reguladora, la Agencia Nacional de Petróleo (ANP). Esta agencia es la encargada de promover la regulación, la contratación a través de contratos de concesión y la fiscalización de las actividades económicas integradas en la industria de petróleo, gas natural y biocombustibles. Además, tiene la atribución de transferir los recursos de los hidrocarburos a empresas privadas y a Petrobras, dependiendo de la actividad específica. Este cambio constitucional inició la etapa moderna de la industria petrolera brasileña.

Bajo este nuevo esquema, Petrobras dejó de ser un monopolio estatal y tuvo que adaptarse rápidamente a la competencia. Como consecuencia de ello, en 1996 Petrobras tuvo que transferir todos los datos no confidenciales (incluyendo datos sísmicos y geofísicos) a la ANP.^{xiii} La agencia, a su vez, puso la información a disposición del público a través de su banco de datos. Otro cambio importante fue la apertura de Petrobras a la inversión privada bajo la premisa de que el Estado mantendría la mayoría de los votos en la compañía. En esta privatización parcial, Petrobras puso en el mercado 28.48% de sus acciones con derecho a voto (poco más del 16% del total de acciones de la compañía), recaudando en el mercado doméstico y en bolsas internacionales un monto superior a los 4,000 millones de dólares. A partir de su apertura, las decisiones de la empresa recaen en un Consejo de Administración conformado por ministros de Estado y representantes de los accionistas minoritarios. Este órgano es de naturaleza colegiada y autónoma dentro de sus prerrogativas y responsabilidades, en la forma de la ley y del Estatuto Social. El Consejo está compuesto por nueve miembros, elegidos en Asamblea General Ordinaria para un mandato de un año pero con posibilidad de reelección. De los nueve miembros, siete son representantes del accionista controlador, uno es representante de los accionistas minoritarios titulares de acciones ordinarias y otro es representante de los accionistas titulares de acciones preferentes.

La apertura derivó en un nuevo esquema fiscal: en agosto de 1997 se establecieron nuevos instrumentos para canalizar los ingresos del sector petrolero hacia el Estado brasileño.

Otro cambio, producto de la reforma de 1995, fue la inclusión de Braspetro, el brazo internacional de la empresa, a la estructura formal de Petrobras. Los buenos resultados fueron inmediatos. Otras compañías y consorcios internacionales empezaron a invitar a Petrobras a participar en diferentes proyectos alrededor del mundo, ya fuera como operador o como socio no activo. Este tipo de ofrecimientos se dio a cambio de asociaciones, vía concesiones en las prometedoras costas brasileñas.

Si bien, previo a la apertura Petrobras contaba con una fortaleza tecnológica considerable, ésta estaba enfocada únicamente en ciertas áreas. Este nuevo modelo de internacionalización catapultó sus capacidades tecnológicas, principalmente en exploración de aguas profundas, que la llevaron a alcanzar la autosuficiencia petrolera en 2006 y al descubrimiento de los recursos del Pré-Sal, hidrocarburos que se ubican debajo de una extensa capa de sal, a una profundidad de 7,000 m.



En plena euforia petrolera por los recursos del Pré-Sal, el entonces presidente Luiz Inácio Lula da Silva cambió el modelo que había fortalecido a Petrobras, y en su conjunto a todo el sector petrolero brasileño. En lugar de seguir con un modelo de contratos de concesión, se optó por contratos de producción compartida, con especificaciones de contenido nacional, y con Petrobras al frente de todo el proceso de desarrollo.

6.6.3.1 Actividades en upstream

Como se explicó líneas arriba, a finales de la década de los noventa, los derechos de exploración y producción (E&P) en Brasil empezaron a otorgarse por concesiones a través de licitación pública, organizada por la Agencia Nacional del Petróleo, ANP. A Petrobras se le otorgaron los derechos por todos los campos productivos hasta agosto de 1998. Toda área que no se hubiese puesto en producción, declarada no comercial o sin financiamiento suficiente, automáticamente quedaría en la jurisdicción de la ANP. Este proceso de asignación previo a la participación privada es lo que comúnmente se conoce como la Ronda Cero de Brasil.

Como resultado de estos cambios regulatorios, otras compañías petroleras nacionales e internacionales empezaron a tener un rol cada vez más relevante. Entre estos operadores se puede listar a Shell, Chevron, BG, Statoil, Repsol, OGX y HRT O&G, entre otras. Cabe destacar que, a pesar de que la inversión extranjera está permitida, en 2010 Petrobras fue responsable de 91.2% de la producción nacional de crudo.

En el caso de los descubrimientos del Pré-Sal en 2010, se estableció un régimen especial basado en contratos de producción compartida. En ellos se establece que Petrobras debe participar como operador en todos los proyectos con al menos el 30%.

Como resultado de la política energética nacionalista y proteccionista del presidente Lula, Petrobras ha tenido que retirarse de algunos proyectos ambiciosos en el ámbito internacional. Se ha tenido que concentrar en el desarrollo del Pré-Sal, operar sola y sin compartir el riesgo. Esta decisión del gobierno federal repercutió en las ganancias: el segundo trimestre de 2012 Petrobras reportó pérdidas por 665 millones de dólares. Fue el primer reporte trimestral en números rojos desde 1999.

Las decisiones antes descritas también redujeron las oportunidades para ampliar el conocimiento y la experiencia de Petrobras en otras áreas y tecnologías. El resultado ha sido la baja en la producción de hidrocarburos de esa empresa en los últimos seis años, especialmente de aceite.



6.6.3.2 Actividades en downstream

Al igual que en las actividades de upstream, Petrobras domina las actividades de downstream en Brasil. El país cuenta con una capacidad de refinación de 1.9 mmbd dividida en 13 refinerías, de las cuales Petrobras opera 11. Debido a la creciente demanda interna de energéticos, Brasil planea expandir su capacidad de refinación en los próximos años. Destaca la construcción de las plantas Abreu y Lima, planeadas como una asociación estratégica con Petróleos de Venezuela (PDVSA), las cuales serán capaces de procesar petróleo pesado.

La construcción de las nuevas refinerías ha sido una de las decisiones más costosas para el gobierno. Ambas se instalaron en la región noreste de Pernambuco, completamente alejadas de los mercados a los que estaban destinadas a atender. El proyecto original, concebido en 2005 y aprobado en 2009, proyectaba un costo de 5,000 millones de dólares. Este presupuesto se ajustó en 2010 a 12,000 millones de dólares por el aumento en los precios del acero. Hoy, los sobrecostos entre materiales y retraso en la entrega de equipo y maquinaria (en su mayoría producidos o manufacturados en Brasil), superan los 20,000 millones de dólares. Se espera que las dos refinerías entren en operación a mediados de 2014.

6.6.3.3 Conclusión

Petrobras ha pasado de ser un ejemplo exitoso para explotar sus recursos a uno menos flexible con resultados económicos y financieros desfavorables. A pesar de que destaca por sus capacidades tecnológicas y de conocimiento, se encuentra en una complicada situación financiera derivada de las decisiones políticas a las que ha estado sujeta. Este caso resulta relevante para México puesto que pone en evidencia cómo políticas proteccionistas pueden limitar el potencial de extracción de un país, disminuyendo no sólo la competitividad del sector sino la de toda la economía.

6.6.4 Noruega: Un modelo eficiente de gestión del sector

El sector petrolero noruego surgió a finales de la década de los cincuenta. La estrategia inicial del gobierno para desarrollar este sector consistió en beneficiarse de la experiencia y tecnología de compañías extranjeras. Para ello se creó un marco legal y económico capaz de regular y limitar dichas participaciones a fin de facilitar la transferencia de tecnología y el desarrollo de las capacidades locales. Es decir, sin negar la participación de otros operadores que desarrollaran y explotaran los yacimientos, el Estado fue adquiriendo tecnología y forjando capital humano través de su operador, Statoil.

Statoil ASA es una compañía de energía internacional con operaciones en más de 40 países. Fue creada en 1972, privatizada parcialmente en 2001 y fusionada con la división de petróleo y gas de Norsk Hydro en 2007. Es una de las comercializadoras netas de crudo más grandes del mundo. También es la segunda mayor empresa exportadora de gas en Europa. Actualmente, el Estado es el accionista mayoritario con 67% de las acciones.



6.6.4.1 Diseño institucional

El modelo noruego se puede resumir como “la fusión de mecanismos para obtener el máximo valor económico del sector petrolero respecto a lo que podría obtenerse por la sola venta de gas y petróleo”. Parte del éxito de este modelo se debe a la definición clara de objetivos que determinan la organización del sector. Desde un principio, el objetivo principal del modelo ha sido maximizar el valor de la renta petrolera para fortalecer el sistema de pensiones noruego. Otros objetivos específicos son: incrementar las reservas de yacimientos de petróleo y gas, proteger al medio ambiente, aumentar la inversión para investigación y desarrollo y optimizar la recuperación de hidrocarburos de las reservas en explotación. Algunos mecanismos para lograr estos objetivos son controlar los costos y mejorar la coordinación entre concesionarios (operadores).

Para cumplir con estos objetivos, la organización del sector petrolero está dividida en tres áreas. Éstas son:

- i. Autoridades políticas y gubernamentales (parlamento y ministerios de gobierno)
- ii. Entidades técnicas y de supervisión (directorados, agencias reguladoras)
- iii. Empresas petroleras ,operadores, (nacionales y extranjeras)

El Parlamento define el marco regulatorio que rige las actividades petroleras. El gobierno, a través de los diferentes ministerios, ejerce las políticas del sector. Todas las actividades petroleras, desde la adjudicación de las licencias hasta el desmantelamiento de los campos, están sujetas a aprobaciones oficiales y permisos.

El Directorado Noruego de Petróleo (DNP) es una agencia gubernamental independiente y especializada que asesora al Ministerio de Petróleo y Energía. Su objetivo es plantear medidas para maximizar el valor económico de las actividades petroleras. Esto lo hace a través de criterios para garantizar la gestión prudente y segura de los recursos no renovables. La prevención de accidentes y el cuidado al medio ambiente son funciones centrales de esta agencia. Además, para lograr sus objetivos, la agencia se encarga de recolectar información sobre la Plataforma Continental Noruega (PCN). Asimismo, junto con otros organismos, da seguimiento exhaustivo a las actividades petroleras. El diseño del DNP es un modelo exitoso de agencia regulatoria y ha servido como precursor del modelo brasileño y más recientemente del modelo colombiano.

Además de Statoil, Noruega cuenta con dos empresas paraestatales del sector: Gassco y Petoro AS. Petoro AS es la entidad financiera por medio de la cual el gobierno noruego invierte en el sector y cuida los intereses financieros del Estado. Ésta administra el Interés Financiero Directo del Estado (SDFI por sus siglas en inglés). El SDFI es una especie de fondo estatal con el que se invierte en campos de petróleo y gas, ductos e instalaciones en tierra. Como cualquier otro inversionista, el Estado cubre parte de la inversión y de los



costos para recibir a cambio una porción del ingreso de las licencias de producción. La Ley de Hidrocarburos (Petroleum Act) establece que el Estado es el dueño de los recursos en el subsuelo de la PCN. Por esta razón sólo el Estado tiene el poder de otorgar licencias de exploración y producción. Las licencias de exploración no son exclusivas, y varios operadores las pueden adquirir en aquellas zonas donde no se han asignado licencias de producción. Las licencias de este tipo se otorgan para recabar información geográfica, química, física y técnica. Por el contrario, las licencias de producción son exclusivas y comprenden desde la exploración hasta el plan de desmantelamiento al término de las operaciones. En Noruega, las actividades petroleras generan ingresos fiscales muy significativos. En primer lugar, las compañías pagan un impuesto ordinario sobre las utilidades del 28%, igual al que se cobra a cualquier otra corporación. En segundo lugar, el gobierno cobra un impuesto especial adicional de 50%, debido a las rentas extraordinarias que recibe normalmente este sector. En tercer lugar, se cobran impuestos ambientales por emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y óxido nitroso (NO_x), así como un cargo por área. Esta última cuota se fija con el propósito de que el operador no ocupe un bloque si no tiene la intención de explorarlo y explotarlo, con lo que se busca aumentar la actividad en las zonas concesionadas.

6.6.4.2 Actividades en upstream

La apertura, a través de la llegada de inversiones y la entrada de nuevos jugadores en la década de los 70, ayudó a acelerar el crecimiento del sector. En la *figura 6-5*, la línea azul muestra que con la participación de varios operadores las reservas probadas y los recursos aumentaron. Al compararlo con la línea negra, que muestra lo que hubiera logrado Statoil en ausencia de competencia, es claro que la diversidad de operadores permitió acelerar la incorporación de más reservas y recursos.

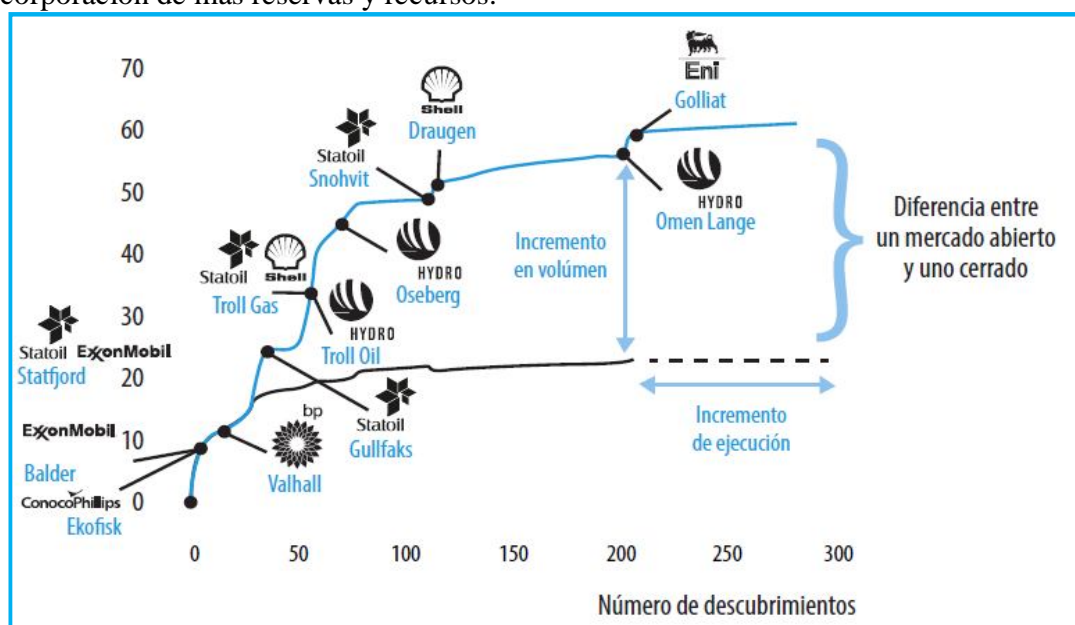


Figura 6-5) Incremento acumulado de reservas y recursos contra descubrimientos.^{xvi}



6.6.4.3 Actividades en downstream

Al igual que la exploración y producción de hidrocarburos, las actividades de downstream están abiertas a la participación privada y extranjera. El Estado noruego se encarga de la operación de los oleoductos y las terminales petroleras al interior del país. Sin embargo, el oleoducto internacional que conecta los campos noruegos con Gran Bretaña es operado por ConocoPhillips con Statoil.

6.6.4.4 Conclusión

El modelo noruego ha sido único desde su creación y fue el precursor de los modelos exitosos adoptados en países como Brasil y Colombia. Varios aspectos hacen del sector de hidrocarburos noruego una referencia obligada para países como México. En primer lugar, el modelo noruego tiene el objetivo primordial de maximizar el valor de la renta petrolera en beneficio de la sociedad actual y futura. Esta visión intergeneracional también incluye medidas de protección al medio ambiente. Este objetivo, a su vez, se basa en consideraciones específicas muy claras que están relacionadas con responsabilidades interministeriales que favorecen su cumplimiento.

México podría beneficiarse de incorporar elementos fundamentales del modelo institucional noruego como son:

- i. Maximizar el valor de la renta petrolera en beneficio de la sociedad actual y futura a través de un órgano regulador fuerte e independiente, una empresa petrolera nacional sólida que compite con otros operadores por la atracción de inversión y talento. El diseño institucional y el marco regulatorio sin duda han permitido lograr estos resultados.
- ii. Creación de un fondo soberano que opere con una lógica intergeneracional disociado claramente de los procesos políticos.
- iii. Un mercado eficiente de productos refinados donde los precios se fijan libremente sin intervención gubernamental.

6.6.5 Canadá: un mercado abierto en auge

El sector de hidrocarburos canadiense es uno de los más abiertos en el mundo. Las provincias tienen jurisdicción total sobre sus recursos energéticos y dictan su propia estrategia de integración logística y comercial con EUA.

Canadá es un país privilegiado en cuanto a potencial energético. Dispone de las terceras reservas probadas de crudo más grandes del mundo, después de Arabia Saudita y Venezuela. Actualmente, Canadá es el sexto productor de petróleo a nivel mundial, con una producción de 3,592 mbd. Canadá posee además 70% de las reservas mundiales de arenas



bituminosas (depósitos saturados de un petróleo muy viscoso que por su forma no se perfora tradicionalmente sino que se excava como si fuera un mineral).

La producción de crudo ha crecido consistentemente desde 1999. Canadá ha logrado reemplazar la caída en la producción de los campos tradicionales con los recursos obtenidos en las arenas bituminosas y en la producción en campos marítimos. Canadá es exportador neto de crudo y lo seguirá siendo durante décadas, por el vasto potencial de las arenas bituminosas y una demanda nacional relativamente modesta (la población del país es de sólo 35 millones de personas, menos de un tercio de la de México). Actualmente, 60% del petróleo canadiense nacional es exportado, en su mayoría a EUA.

Canadá es el mayor proveedor tanto de crudo como de gas natural de EUA: en el 2012 las importaciones de crudo y gas canadiense representaron 28% y 90%, respectivamente, del total de las importaciones estadounidenses de estos recursos, mientras que las importaciones mexicanas de crudo representan únicamente el 9%.

6.6.5.1 Diseño institucional

Las provincias canadienses son las encargadas de regular la explotación de los recursos dentro de su territorio. La provincia de Alberta genera 75% de la producción de hidrocarburos. Prácticamente todas las reservas de arenas bituminosas se encuentran dentro de sus límites geográficos.

En Alberta, los recursos no renovables son administrados por el Ministerio de Energía de Alberta, que es la entidad que otorga los permisos de extracción. También administra y monitorea la eficiencia fiscal y el sistema de regalías. Asimismo, promueve la inversión en el sector, la eficiencia energética y la conservación ambiental dentro de la provincia. Además, para complementar el trabajo del Ministerio, cuenta con la Junta de Conservación de Recursos Energéticos, un tribunal creado para regular dichos recursos y asegurar que los acuerdos sean de interés público.

La política energética de Canadá se define por la división de poder entre las provincias y el gobierno federal. Las provincias son dueñas de todos los recursos naturales dentro de sus límites geográficos, y por lo tanto son responsables de su conservación, desarrollo y administración.

El gobierno federal se encarga de los asuntos relacionados con el comercio internacional, la relación entre provincias, los recursos ubicados en tierras federales y las tierras del norte, la producción en campos marítimos, y de políticas de interés nacional.

Otro factor que define la política canadiense es su orientación de mercado. Canadá no cuenta con ninguna empresa estatal en el sector. Para participar en el sector, las empresas operadoras deben cumplir con una de las siguientes condiciones: estar constituidas en Canadá, que 50% de la compañía pertenezca a un individuo o empresa canadiense, o que las acciones se ubiquen en alguna bolsa de valores canadiense, donde los ciudadanos puedan participar en el financiamiento o la propiedad de la empresa.

Actualmente; más de 100 empresas operadoras participan en el sector. Las más importantes, en cuanto a ingresos brutos y producción, son Suncor Energy , Canadian Natural Resources Limited , Imperial Oil Limited , Talisman Energy y Husky Energy.

La *figura 6-6* muestra los recursos petrolíferos de Canadá.

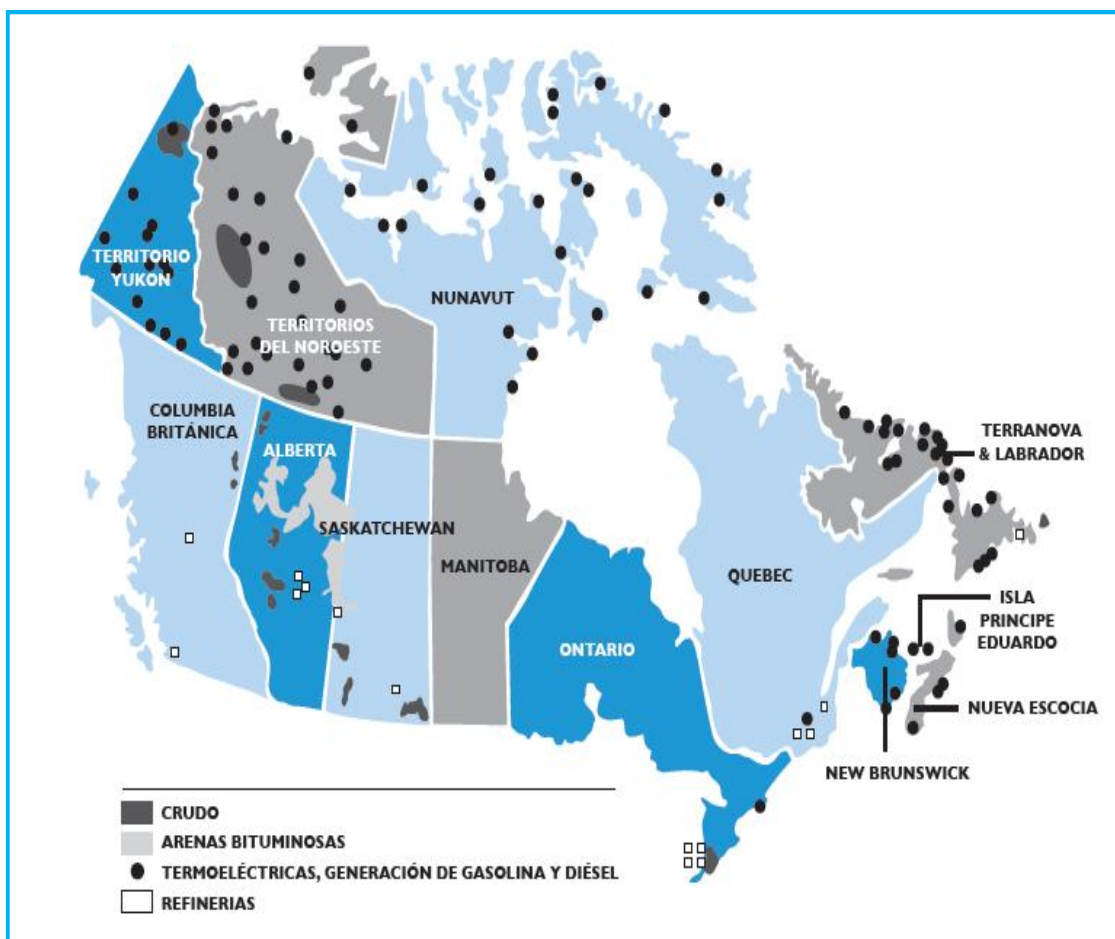


Figura 6-6) Ubicación de los recursos petrolíferos en Canadá. 2011

6.6.5.2 Actividades en upstream

La extracción y producción de hidrocarburos se han convertido en un imán de inversión, local y extranjera, en Canadá, siendo éste el sector que más inversión recibe. Tan sólo en 2011 se registraron flujos de inversión directa por 51 mil millones de dólares. En los últimos diez años, el desarrollo de las arenas bituminosas en Alberta ha atraído el interés de inversionistas, y los flujos de capital han crecido a la par de la producción. En 2011 Canadá producía 3 MMbpd, de los cuales poco más de la mitad provenía de las arenas bituminosas. Sin embargo, se espera que entre los países con mayor potencial de hidrocarburos, Canadá es, junto con EUA, quien cuenta con el sector más abierto. Se estima



que sólo el 20% de las reservas mundiales de hidrocarburos se encuentran totalmente abiertas a la inversión del sector privado. Pero de esas reservas abiertas a la inversión privada, 55% pertenecen a las arenas bituminosas canadienses. En otras palabras, Canadá posee las mayores reservas de crudo accesibles a empresas operadoras privadas de todo el mundo.

6.6.5.3 Actividades en downstream

De igual forma que en las actividades de upstream, el sector de refinación, transporte y petroquímica pertenece a empresas privadas. El sector de refinación ha reducido su capacidad en las últimas décadas. En 1970, Canadá contaba con 40 refinerías. Para 2007 solamente operaban 19, con una capacidad de refinación cercana a 1,948 mbd. Canadá cuenta con un pujante sector de transporte y distribución de hidrocarburos que opera los ductos que transportan el crudo a EUA, y es el principal proveedor de crudo y gas natural a ese país. El 97% de las exportaciones de crudo canadiense se dirigen a EUA, principalmente a través de cuatro ductos privados: Keystone, Enbridge, Express y Trans Mountain. Con excepción del Trans-Mountain, que se dirige a la costa canadiense (para exportar vía marítima), los ductos conectan Alberta con los EUA.

6.6.5.4 Conclusión

De los países incluidos en este estudio, Canadá es el que tiene el sector de hidrocarburos más abierto. El nivel de apertura del marco institucional canadiense responde a sus características geológicas, al objetivo de maximizar el valor de la renta petrolera y la creación de mercados eficientes de hidrocarburos y productos derivados de éstos. En un contexto político muy distinto al mexicano, Canadá diseñó un marco institucional capaz de atraer inversión, talento y tecnología que genera recursos que llegan a los diferentes niveles de gobierno.

6.6.6 Lecciones para México

Los casos descritos muestran como otros países han diseñado marcos institucionales que permiten maximizar el aprovechamiento de sus recursos no renovables. A través de dichos marcos, estos países han logrado cumplir con objetivos como la maximización del valor de la renta petrolera, garantizar la seguridad energética y la creación de mercados eficientes de hidrocarburos y productos refinados. Destaca el caso de Noruega, que ha logrado estos objetivos con una lógica internacional. El común denominador ha sido el establecimiento de regímenes fiscales flexibles para atraer inversión y talento, así como diseños regulatorios para evitar la intervención de la lógica política en el sector de hidrocarburos, principalmente en Canadá, Noruega y Colombia.



La mayoría de los países analizados han convertido a su sector de hidrocarburos en una palanca de desarrollo industrial y tecnológico que fortalece su competitividad. Lograr el objetivo de seguridad energética y una mayor competitividad de los países, depende de si el marco institucional promueve la creación tanto de mercados eficientes para productos refinados como de sistemas completos de transporte y distribución de hidrocarburos.

El mecanismo más comúnmente utilizado para cumplir con los objetivos anteriores es la participación de operadores privados. Éstos le ayudan a los Estados a reducir el riesgo asociado con las actividades petroleras y la inversión que requieren hacer para el desarrollo y explotación de sus recursos.

El grado de competencia en el sector de hidrocarburos, en general depende del riesgo y las necesidades de inversión asociados a cada contexto geológico. Únicamente en países como Arabia Saudita, que cuenta con grandes yacimientos de fácil extracción, tiene sentido que el Estado asuma la mayor parte del riesgo. A excepción de Canadá, en todos los países estudiados la Nación es la dueña de los hidrocarburos. En contraste, en ninguno (excepto México) la empresa estatal es la única con la facultad de explorar, extraer y procesar estos hidrocarburos.

Los países seleccionados con empresas nacionales, tienen esquemas en los que éstas conviven con operadores privados. En estos casos las empresas estatales se han beneficiado y fortalecido de la convivencia en términos de capacidad operativa y tecnológica. Es decir, sin debilitar a sus empresas estatales, los países han permitido la participación de distintos operadores para la explotación de sus recursos. Por otra parte, a excepción de Cuba, las empresas estatales aquí referidas (Saudi Aramco, Petrobras, Statoil y Ecopetrol) se caracterizan por participar en proyectos más allá de las fronteras de sus territorios nacionales. Estos operadores estatales han emprendido proyectos de exploración y producción en EUA y Canadá, una de las regiones más dinámicas del mundo en los últimos años.

En la *tabla 6-1* se muestra un resumen comparativo de aspectos generales, upstream, downstream, inversión privada y régimen fiscal de los países antes mencionados.



Tabla 6-1) Resumen comparativo de países seleccionados.

	Características del sector	Categorías	Arabia Saudita	Cuba	Brasil	Colombia	Noruega	Canadá	México
Aspectos generales	Reservas probadas(miles de millones de bpce)	Numero	265	.124	14	1.9	5.3	174	10.2
	Producción diaria de crudo (millones de b/d)	Numero	9.8	.055	2.8	.923	2	3.7	2.6
	Empresa estatal (NOC)	Si,No	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
	Nombre de NOC	Nombre	Saudi Aramco	Cupet	Petrobras	Ecopetrol	Statoil	N/A	Pemex
Upstream	¿Operadores distintos a NOC pueden participar de forma independiente en upstream a través de concesiones?	Si,No	No	Si	Si	Si	Si	Si	No
	¿NOC puede asociarse con terceros en upstream?	Si,No	No	Si	Si	Si	Si	N/A	No



	Tipo de contratos que NOC puede suscribir con otras empresas en upstream	Producción compartida, riesgo, servicios	Contratos de servicio puro	Contratos de riesgo, servicios	Contratos de producción compartida, servicios	Contratos de producción compartida, servicios	Contratos de producción compartida, servicios	N/A	Contrato de servicio puro
Upstream	¿NOC tiene operaciones internacionales en upstream?	Si,No	Si	No	Si	Si	Si	N/A	No
Downstream	¿NOC puede asociarse con terceros en downstream?	Si,No	Si	Si	Si	Si	Si	N/A	No
	¿Participación privada o extranjera en refinación y petroquímica?	Si,No	Si	Solo en refinación	Si	Si	Si	Si	Solo en petroquímica
	¿Competencia en mercado de combustibles?		No	No	Si	Si	Si	Si	No
	¿NOC tiene operaciones internacionales en downstream?	Si,No	Si	No	Si	No	Si	N/A	Si



Inversión privada en NOC	¿NOC tiene participación privada?	Si,No	No	No	Si	Si	Si	N/A	No
	Porcentaje de acciones de NOC en manos de inversionistas distintos al estado	%	0%	0%	44%	10%	33%	N/A	0%
	Mercados financieros donde NOC coloca acciones	Países	Ninguno	Ninguno	Sao Paluo, Madrid, Buenos Aires, NY	Bogotá, Nueva york, Toronto	Oslo, Nueva York	N/A	Ninguno
Régimen fiscal	¿Régimen fiscal flexible (tasas diferenciadas por proyecto)?	Si,No	No	No	Si	Si	Si	Si	No



Conclusiones y recomendaciones



Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Al realizar este trabajo se nota la importancia que tiene el desarrollo de campos en aguas profundas en todo el mundo y los avances en la exploración de nuevos yacimientos que permiten aumentar las reservas, para satisfacer la demanda de hidrocarburos actual y futura.

Los campos en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas generan retos importantes que deben ser abordados durante la planeación de proyectos, sobre todo en los campos ubicados en tirantes de aguas mayores a 1500 metros donde el mayor trabajo se encuentra en lograr realizar actividades en condiciones de operación extremas y en diseñar configuraciones del sistema submarino de producción y las características de las estructuras superficiales para almacenar y transportar los fluidos producidos. Por ello el diseño del sistema de producción submarino es la actividad más importante en la etapa de producción de un campo en tirantes de aguas profundas, ya que este determina el éxito y eficiencia en su operación.

Uno de los retos para los campos en aguas profundas y ultra profundas es llevar los fluidos del lecho marino a la superficie, para lo cual se emplean risers en sus diferentes configuraciones, tipos y materiales de construcción. Actualmente hay muchos tipos de riser con tecnologías, para el aseguramiento de flujo, los cuales brindan una ventaja adicional al riser tradicional.

El riser debe ser diseñado de una forma especial para que resista los efectos ambientales y los efectos operacionales (olas, mareas, corrientes, presiones de operación, por mencionar algunos). Se debe tomar en cuenta que cada sistema de riser está diseñado para satisfacer rangos establecidos de presión, corrosión, erosión y temperaturas durante el mantenimiento íntegro de la estructura.

Para asegurar la integridad del risers ya sea rígido o flexible se deben de emplear técnicas de análisis estáticas y dinámicas para asegurar la integridad del riser cuando este en operación. Las teorías de análisis de diseño están basadas en principios de elementos finitos, aunque existe una gran diferencia en el análisis de estos, debido a las particularidades entre un riser flexible y rígido.

Para el caso de los riser rígidos, el análisis más adecuado es el del método del elemento finito, ya que se comporta mecánicamente de acuerdo a la teoría de las vigas, pero para mayor seguridad estructural es recomendable realizar un análisis dinámico.

Los risers flexibles, comparados con los risers rígidos de acero, tienen las siguientes ventajas: flexibilidad, prefabricación, almacenamiento de grandes longitudes en carretes, costos reducidos de transportación e instalación, y adecuados para su uso en estructuras



complacientes. Sin embargo, sus costos tanto de operación como de instalación se incrementan rápidamente con el tirante de agua en el cual se localiza el yacimiento. Uno de los retos en el diseño de los risers flexibles es constituido por las cargas severas impuestas por la explotación de petróleo en grandes profundidades, lo cual impulsa estas estructuras hacia sus límites tecnológicos. Consecuentemente, es necesaria una evaluación más precisa de los esfuerzos y las deformaciones de sus diferentes capas.

El análisis estático permite obtener una evaluación instantánea de la respuesta a las condiciones de carga extrema de las estructuras y el análisis dinámico tiene como principal función determinar la respuesta de la estructura a su carga dinámica, donde la formulación de la ecuación de movimiento es posiblemente la fase más importante del procedimiento de análisis total.

Los risers flexibles son los sistemas que requieren mayor investigación para realizar su análisis estático y dinámico. El gran problema con este tipo de riser es modelar las ecuaciones de movimiento, dado que no se comportan como una barra rígida, como es el caso de los riser rígidos. Para los riser flexibles es importante contar con información suficiente para modelar sus esfuerzos y cargas a las que está impuesto. Si no se cuenta con toda la información necesaria para realizar el análisis es necesario recurrir a técnicas de análisis probabilísticos. Actualmente el estado del arte en relación a los programas computacionales para el análisis y diseño de los risers es muy extenso, y ofrecen simulaciones exactas a los problemas de diseño de risers.

El diseño de un sistema de riser depende de muchos factores, como se mencionó en este trabajo y sin duda el principal problema es su integridad mecánica y en segundo lugar el flujo de fluidos dentro de estos.

La aplicación del aseguramiento de flujo es fundamental en el desarrollo de campos como lo han venido haciendo Brasil y EE.UU. a través de la evaluación y planeación del aseguramiento de flujo han logrado el éxito en las actividades de explotación de hidrocarburos en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas; por ejemplo en el campo Parque das Conchas se utilizó el sistema de levantamiento artificial Caisson-BEC para evitar la caída de producción y el flujo con bacheo severo; en el caso del campo Cascade y Chinook se utilizó el Concentric Offset Riser para aligerar la columna de fluidos producidos y mejorar el flujo. La aplicación del aseguramiento de flujo en sistemas que producen aceites pesados es un trabajo que requiere mayores consideraciones, donde además se ha hecho indispensable el uso de sistemas artificiales de producción con mayor potencia y flexibilidad para instalarse en aguas ultra profundas.



En relación a la reforma energética y a los ejemplos de ésta en otros países, México puede adoptar, adaptar y mejorar alguna de ellas. Tras una reforma, México tendría que adaptarse, competir y abrirse al mundo y convertir el patrimonio geológico en activos para el futuro.

Recomendaciones

Los autores estudiados recomiendan determinados tipos de risers para aplicaciones en aguas someras, profundas y ultraprofundas, lo cual se tiene que tomar en cuenta, pero debemos recordar que a la hora de enfrentarse a nuevos retos (tirante de agua, temperaturas, presiones, materiales, etc.) lo más importante es la innovación, ahí tenemos el caso de los SCR que conforme pasa el tiempo, los han ido aplicando a aguas más profundas, lo que antes se consideraba imposible dado las condiciones de este sistema.

En las etapas de planeación, diseño y selección debe optarse en lo posible por los sistemas que reúnan las características de sencillez y economía. Con otras palabras, el mejor sistema debe ser lo más sencillo posible.

Otro factor importante en el diseño y selección del riser, es la selección de cada uno de los componentes que conforman el sistema del riser. El riser no es un elemento único, sino un sistema complejo constituido por varios componentes que llegan a formar subsistemas.

La industria petrolera sigue perforando pozos a grandes profundidades, sin embargo el riser como tal presenta ciertas limitaciones, por lo que debe ser mejorado para satisfacer las necesidades crecientes de la industria.

Se deben desarrollar sistemas de análisis estático y dinámico, un poco más confiables para el riser flexible, dada su naturaleza, que no es como el riser rígido.

La selección de la unidad de producción superficial, es un tema muy importante para el adecuado funcionamiento del riser; debido a que esta propicia que el riser sea sometido a cargas que puedan llegar a fatigarlo, lo cual acabaría en un desastre ambiental. Se debe seguir innovando en tecnologías como la boya desconectable del FPSO, cuando es necesario.

Se recomienda actualizar este trabajo o enfocarlo a la parte de cómo se puede modelar el comportamiento estático y dinámico de los risers con base a la teoría de los elementos finitos; en la medida que el ingeniero petrolero requiera tener un conocimiento más a fondo de las teorías de análisis de estructura de materiales, aplicado a riser de producción en aguas profundas.



Referencias



Referencias.

Introducción.

i. Design of the World's deepest hybrid Riser system for the Cascade y Chinook Development. Ruxin Song, TECHNIP USA Inc.

Capítulo 1.

- i. Golan M. and Curtis H. Whitson. "Well Performance". Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 1964.
- ii. Loversen "Geology of petroleum". New York W.H Freeman and Company
- iii. Dake, L.P. "Fundamentals of Reservoir Engineering" The Netherlands Elsevier Scientific Publishing
- iv. Wilhelm, O. "Clasificación de Petroleum Reservoirs" Bull, Amer, Assoc
- v. Leet, L.D y Judson, S. "Fundamentos de Geología Física" Edit: Limusa
- vi. Rondeel, H.E "Hydrocarbons HD" Tekst voor de cursus Grondstoffen
- vii. Lilia Simona Maya "Apuntes de Terminación de Pozos". Tesis UNAM
- viii. Henri C. "Well Production Practical Handbook" Instituto francés del petróleo
- ix. Pemex "Sistema de control supervisión y adquisición de datos"
- x. R. Aggiolo "Optimización de la producción mediante análisis nodal"
- xi. Introducción a la norma API 6ª " <http://es.scribd.com/doc/17549477/Norma-API-6AIntroduccion>
- xii. Schlumberger "Programa de entrenamiento para Supervisores" <http://es.scribd.com/doc/20194102/Cabezales-de-Pozo-y-Arboles-de-Navidad>
- xiii. Selley, R.C y Morrill "Basic Concepts of Petroleum" IHRDC Aarde
- xiv. Jorge Martínez "Evaluación Integral del Comportamiento de Producción de un Pozo" Tesis UNAM
- xv. Craft, B.C y Hawkins, M.F. "Applied Petroleum Reservoir Engineering" Prentice Hall Inc.



Capítulo 2.

- i. Federico Barranco Cicilia. “Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas”
- ii. Sandra, R., 2010, “Future Offshore/Onshore Crude Oil Production Capacities”, paper issued
- iii. Chakhmakhchev, A. and Rushworth, P., 2010, “Global Overview of Recent Exploration Investment in Deepwater - New Discoveries, Plays and Exploration Potential”, AAPG Convention, Calgary, Alberta, Canada.
- iv. Joaquín López-Cortijo, IZAR Fene, “DP FPSO – A Fully Dynamically Positioned FPSO for Ultra Deep Waters”, International Offshore and Polar Engineering Conference & Exhibition.
- v. Lindsey-Curran,C, “Desarrollo de campos y aspectos que se debe tener en cuenta al desarrollar en campo “ BP, misión de la SUT 2004.
- vi. Rodríguez J., “Programa de explotación de campos en aguas profundas” IMP Febrero 2008.
- vii. Almacenaje de producción flotante y descarga <http://es.knowledger.de/00271675/AlmacenajeDeProduccionFlotanteYDescargar>
- viii. Pemex “Exploración y producción “ http://www.pemex.com/files/dcf/Exploracion_Produccion07.pdf
- ix. Pemex “Plataformas marinas para perforación y mantenimiento de pozos “ 2006 <http://www.pemex.com/files/content/PROY-NRF-037-PEMEX-2006.pdf>
- x. Energy Information Administration
- xi. <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=mx>
- xii. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=MX>
- xiii. <http://www.pep.pemex.com>
- xiv. Wilhoit y Chad, 2011
- xv. <http://www.woodgroupnews.com>
- xvi. <http://www.woodgroupnews.com>
- xvii. <http://www.woodgroupnews.com>



Capítulo 3.

- i. Abs “ Subsea risers systems guide fir building and classing” Mayo 2006
- ii. Norma DNV-OS-F201 “ Dynamic risers” October 2010
- iii. Young Bai and Qiang Bai “Subsea pipelines and risers” Elvesier 2005
- iv. Norwegian University of Science and Technology “ Response of flexible risers” Junio 2011
- v. Norwegian University of Science and Technology “ Review and verification of marine riser analysis program” Junio 2010
- vi. OIS “ Riser design manual” 2010
- vii. Norwegian University of Science and Technology “Couplig of marine riser and tensioner system” Junio 2011
- viii. Wellstream “ Flowlines and Risers” Crhis Braitwait” 2007

Capítulo 4.

- i. Abs “ Subsea riser systems guide for building and classing” Mayo 2006
- ii. Stanverg “ Improvisasjon av dypvanns vektfordelt SCR” 2010
- iii. Norma DNV-OS-F201 “ Dynamic risers” Octubre 2010
- iv. NTNU “ Riser concepts” Halil Dikdogmus Junio 2012
- v. NTNU “ Review and verification of marine riser ” Bernt, Junio 2011
- vi. CIMP “ Aseguramiento de flujo en sistemas de aceite pesado en México” 2005
- vii. Aseguramiento de flujo submarino
<http://naturalgas.wordpress.com/2008/05/18/aseguramiento-del-flujo-submarino/>
- viii. Tesis Gonzalo Felipe Humberto “ Diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo” Universidad Industrial de Santander

Capítulo 6.

- i. Un nuevo comienzo para el petróleo mexicano: principios y recomendaciones para una reforma a favor del interés nacional. ITAM
- ii. En un contrato de servicios puro el Estado asume la totalidad del riesgo y la inversión. <http://temp.olde.org/documento/CONTRATO.pdf>



-
- iii. The Economist “The end of the oil age” <http://www.economist.com/node/2155717>
 - iv. International energy agency(Nov 2012) World energy outlook 2012. <http://www.iea.org/publications/weo-12>
 - v. Manpower shortage: Age demographics of petroleum industry leading to problems <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-61/issue-8/news/manpower-shortage-age-demographics-of-petroleum-industry-leading-to-problems.html>
 - vi. BP,Shell,Exxon,Anadarko Upstream capital cost in deep water exploration www.rigzone.com
 - vii. After spill, Gulf oil drilling rebounds, Wall St. Journal Sep 2012 <http://online.wsj.com/article/SB10001424053111904491704576571052525514860.html>
 - viii. Pemex, informe estadístico 2012. <http://www.ri.pemex.com/files/content/Anuario%20Estadistico%202012.pdf>
 - ix. OPEC(2012) Share of world crude oil reserves 2011 http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm
 - x. Michigan State University. Saudi Arabia: Economy global edge <http://globaledge.msu.edu/countries/saudi-arabia/economy>
 - xi. Kemp,Jhon. Is bakken set to rival Ghawar <http://www.reuters.com/article/2012/11/09/us-column-kemp-usoil-bakken-idUSBRE8A816H20121109>
 - xii. Joseph Ma.March Poquet. La inversión extranjera en Cuba <http://pendientedemigracion.ucm.es/info/ec/jec7/pdf/com7-1.pdf>
 - xiii. Agencia Nacional del Petroleo. Prospects for investments in the Brazilian oil and gas industry. <http://www.slideshare.net/ANPgovbr/66703>
 - xiv. International Petroleum fiscal systems and production sharing contracts. Tulsa, Ok: Penn Well Publishing
 - xv. BP Statistical Review of World Energy 2012
 - xvi. Wood McKenzie en The Norwegian Energy Model, Helge Hove Haldorsen, VP Strategy Statoil, presentación en la Embajada Noruega en la Ciudad de México, 22 de junio de 2012



Bibliografía



Bibliografía

Capítulo 1.

Craft, B.C y Hawkins, M.F. “ Applied Petroleum Reservoir Engineering” Prentice Hall Inc.

Dake,L.P. “Fundamentals of Reservoir Engineering” The Netherlands Elsevier Scientific Publishing

Golan M. and Curtis H. Whitson. “Well Performance”. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 1964.

Henri C.”Well Production Practical Handobook” Instituto francés del petróleo

Introducción a la norma API 6ª ” <http://es.scribd.com/doc/17549477/Norma-API-6AIntroduccion>

Jorge Martínez “Evaluación Integral del Comportamiento de Producción de un Pozo” Tesis UNAM

Leet,L.D y Judson,S. “Fundamentos de Geología Física” Edit:Limusa

Lilia Simona Maya “Apuntes de Terminación de Pozos”. Tesis UNAM

Loversen “ Geology of petroleum . New York W.H Freeman and Company”

Pemex “Sistema de control superviso río y adquisición de datos “

R.Aggiolo “Optimización de la producción mediante análisis nodal”

Rondeel,H,E “**Hidrocarbons HD** “ Tekst voor de cusus Grondtoffen

Schlumberger “Programa de entrenamiento para Supervisores”

<http://es.scribd.com/doc/20194102/Cabezales-de-Pozo-y-Arboles-de-Navidad>

Selley,R,C y Morril “Basic Concepts of Petroleum” IHRDC Aarde

Wilhelm,O. “Clasificación de Petroleum Reservoirs” Bull, Amer,Assoc



Capítulo 2.

Almacenaje de producción flotante y
descarga <http://es.knowledger.de/00271675/AlmacenajeDeProduccionFlotanteYDescargar>

Análisis de estructuras offshore sometidas a la acción del oleaje mediante ansys
<http://bibing.us.es/proyectos/4791/>

Chakhmakhchev, A. and Rushworth, P., 2010, “Global Overview of Recent Exploration Investment in Deepwater - New Discoveries, Plays and Exploration Potential”, AAPG Convention, Calgary, Alberta, Canada.

Federico Barranco Cicilia. “Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas”

Joaquín López-Cortijo, IZAR Fene, “DP FPSO – A Fully Dynamically Positioned FPSO for Ultra Deep Waters”, International Offshore and Polar Engineering Conference & Exhibition.

Lindsey-Curran,C, “Desarrollo de campos y aspectos que se debe tener en cuenta al desarrollar en campo “ BP, mission de la SUT 2004.

Oilfiel review “ Un plan para operaciones exitosas en aguas profundas” volume 21 verano 2009

Pemex “Exploración y producción “
http://www.pemex.com/files/dcf/Exploracion_Produccion07.pdf

Pemex “Plataformas marinas para perforación y mantenimiento de pozos “
2006 <http://www.pemex.com/files/content/PROY-NRF-037-PEMEX-2006.pdf>

Petrobras Subsea equipments “Presentacion de M.Warneck”

Rodriguez J., “Programa de explotación de campos en aguas profundas” IMP Febrero 2008.

Rodriguez E “Aplicación de vehiuculos operados a control remoto” Febrero 2008



Sandrea, R., 2010, “Future Offshore/Onshore Crude Oil Production Capacities”, paper issued

Tesis IPN “Aspectos geotécnicos en aguas profundas” Uribe Jose Noviembre 2004

Capitulo 3.

Abs “ Subsea risers systems guide fir building and classing” Mayo 2006

Norwegian University of Science and Technology “ Response of flexible risers” Junio 2011

Norwegian University of Science and Technology “ Review and verification of marine riser analysis program” Junio 2010

Norwegian University of Science and Technology “Couplig of marine riser and tensioner system” Junio 2011

OIS “ Riser design manual”

Wellstream “ Flowlines and Risers” Crhis Braitwait” 2007

Young Bai and Qiang Bai “Subsea pipelines and risers” Elvesier 2005

Norma DNV-OS-F201 “ Dynamic risers” October 2010

Capitulo 4.

Abs “ Subsea riser systems guide for building and classing” Mayo 2006

Aseguramiento de flujo submarino

<http://naturalgas.wordpress.com/2008/05/18/aseguramiento-del-flujo-submarino/>

CIMP “Aseguramiento de flujo en sistemas de aceite pesado en México” 2005

Desig of the World’s deepest hybrid Riser system for the Cascade y Chinook Development. Ruxin Song, TECHNIP USAInc.



Design and Installation of Catenary Risers for the Baldpate Compliant Tower James L. Babin and Joe G. Litzelfelner, MPC International, Inc., Michael Ambrose, Cal Dive International, James C. Edel, Amerada Hess Corp., and Steve Will, Mustang Engineering.

Design of steel Lazy Wave Riser for disconnectable FPSO. Jinyug Cheng, SBM Offshore

Design of deepwater tower riser for west of Africa, Jiang Cao, CNOOC Institute, China.

Heavy oil gas lift using the Concentric Offset Riser (COR) A. Szus, 2H offshore

Norma DNV-OS-F201 “Dynamic risers” Octubre 2010

NTNU “Review and verification of marine riser” Bernt, Junio 2011

NTNU “Riser concepts” Halil Dikdogmus Junio 2012

Parque das Conchas (BC-10) Pipeline, Flowline and Riser System Design, Installation and Challenges J. Hoffman, H. Yun, and A. Modi, Shell International Exploration & Production, Inc., and R. Pearce, Nomad Consulting.

Petrobras P-55 SCR Design - Challenges and Technical Solutions Peter James Simpson, Stael Ferreira Senra and Enrique Casaprima Gonzalez 2H Offshore Engineering, PETROBRAS CENPES and PETROBRAS E&P Rio de Janeiro, Brazil

Stanverg “Improvisasjon av dypvanns vektfordelt SCR” 2010

Tesis Gonzalo Felipe Humberto “Diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo” Universidad Industrial de Santander

The Free Standing Flexible Riser: A Novel Riser System for an Optimised Installation Process Jeroen Remery, Cristiano Silva, Olivier Mesnage, Technip.

The free standing flexible riser: a novel riser system for optimized installation process. Jeroen Remery, Technip



Capítulo 5.

BP,Shell,Exxon,Anadarko. Upstream capital cost in deep water exploration
www.rigzone.com

Desig of the World's deepest hybrid Riser system for the Cascade y Chinook
Development. Ruxin Song, TECHNIP USAInc.

**Parque das Conchas (BC-10) Pipeline, Flowline and Riser System Design,Installation
and Challenges**J. Hoffman, H. Yun, and A. Modi, Shell International Exploration &
Production, Inc., and R. Pearce, Nomad Consulting

Petrobras P-55 SCR Design - Challenges and Technical Solutions Peter James Simpson,
Stael Ferreira Senra and Enrique Casaprima Gonzalez 2H Offshore Engineering,
PETROBRAS CENPES and PETROBRAS E&P Rio de Janeiro, Brazil

Independence Trail—Steel Catenary Riser Design and Materials Conor Galvin, MCS,
and Rick Hill, EWI Microalloying

**Design, Engineering, and Construction of Steel Catenary Risers for Indonesia
Deepwater Field Applications** Jafar Korloo, Chevron Corporation and David Thomas
Ryder Hunt International

Design and Installation of Catenary Risers for the Baldpate Compliant Tower James
L. Babin and Joe G. Litzelfelner, MPC International, Inc., Michael Ambrose, Cal Dive
International, James C. Edel, Amerada Hess Corp., and Steve Will, Mustang Engineering

Capítulo 6.

After spill, Gulf oil drilling rebounds, Wall St. Journal Sep 2012
<http://online.wsj.com/article/SB10001424053111904491704576571052525514860.html>

En un contrato de servicios puro el Estado asume la totalidad del riesgo y la inversión.
<http://temp.olde.org/documento/CONTRATO.pdf>



International energy agency(Nov 2012) World energy outlook 2012.
<http://www.iea.org/publications//weo-12>

Joseph Ma.March Poquet. La inversión extranjera en Cuba
<http://pendientedemigracion.ucm.es/info/ec/jec7/pdf/com7-1.pdf>

Kemp,Jhon. Is bakken set to rival Ghawar <http://www.reuters.com/article/2012/11/09/us-column-kemp-usoil-bakken-idUSBRE8A816H20121109>

Manpower shortage: Age demographics of petroleum industry leading to problems
<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-61/issue-8/news/manpower-shortage-age-demographics-of-petroleum-industry-leading-to-problems.html>

Michigan State University. Saudi Arabia: Economy global edge
<http://globaledge.msu.edu/countries/saudi-arabia/economy>

OPEC(2012) Share of world crude oil reserves 2011
http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm

Pemex, informe estadístico 2012.
<http://www.ri.pemex.com/files/content/Anuario%20Estadistico%202012.pdf>

The Economist “The end of the oil age” <http://www.economist.com/node/2155717>

Un nuevo comienzo para el petróleo mexicano: principios y recomendaciones para una reforma a favor del interés nacional. ITAM



Nomenclatura y abreviaciones



Nomenclatura y abreviaciones

SIP= Sistema integral de producción

°F= Grados Fahrenheit

SCF/STB= pies cúbicos estándar por barril (standard cubic feet per stock tank barrel)

°API= La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.

Lpc= Libra por pulgada cuadrada, Se denomina PSI (del inglés Pounds per Square Inch) a una unidad de presión cuyo valor equivale a 1 libra por pulgada cuadrada.

API= El American Petroleum Institute, conocido comúnmente como API, en español Instituto Americano del Petróleo

Psi= Se denomina PSI (del inglés Pounds per Square Inch) a una unidad de presión cuyo valor equivale a 1 libra por pulgada cuadrada.

CO₂= dióxido de carbono

H₂S= El sulfuro de hidrógeno, denominado ácido sulfhídrico

H₂O= agua

RPM= revolución por minuto

Hp= caballo de potencia, también llamado caballo de fuerza y en inglés horse power

P_{wh}= *Presión del cabezal del pozo.*

P_{wf}= *Presión de fondo fluyente*

°C= grados centígrados

PR=presión estática del yacimiento

P_{sep}= presión en el separador

MMbd= millones de barriles por día

PH= El pH, mide el grado de acidez o alcalinidad de una sustancia (concentración de iones de hidronio).