



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

# **Sistemas Submarinos para Intervención a Pozos**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniera Petrolera**

**P R E S E N T A**

Diana Lorena Acevedo Tonche

**DIRECTOR DE TESIS**

Mtro. Luis Guillermo Ucha Gómez



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025**



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y  
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL  
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado SISTEMAS SUBMARINOS PARA INTERVENCION A POZOS que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

---

**DIANA LORENA ACEVEDO TONCHE**  
Número de cuenta: 313313024

## Contenido

Lista de Figuras .....	IV
Lista de Tablas .....	X
Acrónimos .....	XI
Introducción .....	XVIII
Panorama General de la Intervención a Pozos Submarinos .....	1
Infraestructura Submarina .....	1
Equipos en el fondo marino .....	2
Flujo a superficie.....	3
Línea de vida en superficie .....	5
Crecimiento de Desarrollos Submarinos .....	7
Panorama Mundial de Desarrollos Submarinos.....	7
Panorama Nacional de Desarrollos Submarinos.....	13
Definiendo la Intervención a Pozos Submarinos.....	20
Necesidad de Intervención.....	23
Incentivos Económicos de la Intervención a Pozos Submarinos .....	33
Filosofía de Intervención .....	40
Introducción a Sistemas Submarinos de Intervención a Pozos .....	41
Tipos de Intervenciones a Pozos Submarinos .....	45
Operaciones de Intervención a Pozos Submarinos.....	45
Operaciones de Bombeo .....	45
Operaciones de Mantenimiento del Cabezal / SSXT.....	45

Operaciones con Línea de Acero .....	46
Operaciones con Cable .....	46
Operaciones con Tubería Flexible .....	47
Operaciones de Snubbing .....	50
Operaciones de Recuperación del Aparejo de Producción .....	55
Métodos de Intervención a Pozos Submarinos .....	55
Intervención Mediana .....	59
Intervención Pesada .....	60
Compatibilidad de Métodos y Operaciones de Intervención a Pozos Submarinos .....	63
Embarcaciones de Intervención a Pozos Submarinos .....	65
Generalidades de Embarcaciones de Intervención .....	65
Selección de la Embarcación de Intervención .....	69
Clasificación de Embarcaciones de Intervención .....	81
Embarcaciones CAT A .....	85
Embarcaciones CAT B .....	101
Embarcaciones CAT C .....	105
Sistemas Submarinos de Intervención a Pozos .....	116
Introducción al Diseño de Sistemas de Intervención a Pozos .....	116
Descripción de los Sistemas Submarinos de Intervención .....	121
Sistema de Cabezal Submarino .....	121
Sistema de Árbol Submarino (SSXT) .....	127
Sistema de Control de Operaciones de Intervención (IWOCS) .....	138
Sistema de Vehículo Operado Remotamente (ROV) .....	159

Sistemas Submarinos de Intervención Ligera sin Riser (RLWI).....	174
Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas (OWIRS).....	208
Sistema de Intervención a Través de SSBOP / Riser de Perforación (TBIRS). ....	236
Caso de Estudio: Historial de daño en la Cuenca de Campos.....	263
Evolución de la Cuenca de Campos – Treinta años de historia.....	265
Disminución de la productividad de los pozos y metodología de identificación del daño .....	272
Historial de daño en la Cuenca de Campos .....	276
Depósitos Orgánicos en Campos de Aguas Profundas. Un Cambio Radical en la Cuenca de Campos .....	277
Historial de Incrustaciones en la Cuenca de Campos .....	283
Historial de Daño Inducido por Control de Arena en la Cuenca de Campos .....	291
Formación de Hidratos en Pozos de Aguas Profundas y Ultraprofundas en la Cuenca de Campos .....	297
Historial de Daño en Pozos Inyectores de Agua en la Cuenca de Campos .....	302
Otros Mecanismos de Daño y Problemas de Producción en la Cuenca de Campos .....	305
Conclusiones .....	308
ANEXO 1. Misceláneos.....	311
Referencias.....	314

## Lista de Figuras

<b>Figura 1.</b> Manifold Submarino .....	2
<b>Figura 2.</b> Instalaciones de producción en AP .....	5
<b>Figura 3.</b> Sección transversal de un umbilical.....	6
<b>Figura 4.</b> Configuración típica de un campo submarino.....	6
<b>Figura 5.</b> Número de pozos submarinos por año .....	8
<b>Figura 6.</b> Número de pozos submarinos en el mundo en 2017 .....	8
<b>Figura 7.</b> Producción mundial costa afuera por tirante de agua (2005 – 2015) .....	9
<b>Figura 8.</b> Índice de crecimiento de producción en la industria petrolera por recurso (2022-2030).....	9
<b>Figura 9.</b> Producción de aceite crudo costa afuera por tirante de agua (2005-2015) .....	11
<b>Figura 10.</b> Histórico y pronóstico de producción en aguas profundas (1990-2032).....	12
<b>Figura 11.</b> CAPEX de las 8 compañías líderes en el desarrollo de campos en aguas profundas (2010-2025).....	13
<b>Figura 12.</b> Inventario de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas .....	15
<b>Figura 13.</b> Campaña de perforación en aguas profundas y ultraprofundas en México (2003 - 2013) .....	17
<b>Figura 14.</b> Desarrollo del campo Trion .....	18
<b>Figura 15.</b> La intervención a pozos submarinos durante el ciclo de vida de un pozo.....	21
<b>Figura 16.</b> Prioridades y demanda de capacidad de intervención conforme madura un campo .....	21
<b>Figura 17.</b> Eventos históricos en la evolución de la Intervención de Pozos Submarinos.....	22
<b>Figura 18.</b> Distribución de utilización de los servicios de intervención a pozos submarinos en 1997.....	26
<b>Figura 19.</b> Frecuencia relativa de servicios de intervención.....	27
<b>Figura 20.</b> Pronóstico de aceite remanente in situ al cese de la producción para los 45 principales campos desarrollados del Neógeno .....	28
<b>Figura 21.</b> Factores de recuperación promedio de los campos desarrollados con estructuras fijas vs campos desarrollados con pozos submarinos.....	30
<b>Figura 22.</b> Producción de intervenciones vs producción de pozos recién perforados .....	31
<b>Figura 23.</b> Pronósticos de consumo total de energía por combustible (2020-2050).....	32
<b>Figura 24.</b> Caso 1 de intervención con incremento posterior en la producción de hidrocarburos .....	35
<b>Figura 25.</b> Caso 2 de intervención con incremento posterior en la producción de hidrocarburos .....	35

<b>Figura 26.</b> Costo de las intervenciones frente al valor creado para los campos Gullfaks y Heidrun de Statoil .....	37
<b>Figura 27.</b> Administración del proyecto campo a lo largo de su ciclo de vida .....	40
<b>Figura 28.</b> Esquema de sistemas submarinos para intervención a pozos.....	44
<b>Figura 29.</b> Unidad de cable para operaciones costa afuera.....	47
<b>Figura 30.</b> Componentes del equipo superficial de TF para operaciones costa afuera .....	49
<b>Figura 31.</b> Configuración típica de TF .....	50
<b>Figura 32.</b> Unidad de TF a bordo de la embarcación Island Performer .....	50
<b>Figura 33.</b> Unidad superficial de snubbing. ....	53
<b>Figura 34.</b> Elemento de sellado de caucho extruido alrededor de la tubería y carcasa metálica del preventor anular .....	54
<b>Figura 35.</b> Ariete de stripping con inserto de teflón y ariete de seguridad .....	54
<b>Figura 36.</b> Frecuencia de ejecución de aplicaciones de RLWI.....	58
<b>Figura 37.</b> Notación de los movimientos de una embarcación .....	65
<b>Figura 38.</b> Enfoque convencional (izq.) y alternativo (der.) de intervención.....	71
<b>Figura 39.</b> Círculo operativo y filosofía de ESD de una embarcación de intervención .....	75
<b>Figura 40.</b> Sistema de tensionamiento de riser .....	76
<b>Figura 41.</b> Mapa de decisión para selección de método embarcación de intervención.....	80
<b>Figura 42.</b> Capacidad vs tamaño-costo de la embarcación por categoría .....	84
<b>Figura 43.</b> Riesgo operativo vs tamaño-costo .....	84
<b>Figura 44.</b> Sistema de RLWI .....	87
<b>Figura 45.</b> Unidades RLWI de Island Offshore .....	88
<b>Figura 46.</b> Island Performer.....	88
<b>Figura 47.</b> Escotillas abatibles del moon pool .....	90
<b>Figura 48.</b> Lanzamiento de ROV por un costado del Island Performer.....	92
<b>Figura 49.</b> MHT y paquetes de intervención en el Island Performer .....	94
<b>Figura 50.</b> Sistema de deslizamiento .....	94
<b>Figura 51.</b> A la izquierda, brazos retractores, y a la derecha, el sistema de suspensión modular y ULP .....	96
<b>Figura 52.</b> Equipos superficiales del IWOCs .....	97
<b>Figura 53.</b> Sistema de compensación del umbilical en embarcaciones de 1ra (izq.) y 2da (der.) generación .....	98
<b>Figura 54.</b> Esquema del paquete de venteo de hidrocarburos.....	99

<b>Figura 55.</b> Unidades de cable listas para operar.....	101
<b>Figura 56.</b> Embarcación CAT B, Well Enhancer.....	102
<b>Figura 57.</b> MPT, bloque viajero de 150 ton y SIL de 7 3/8" en cubierta del Well Enhancer .....	102
<b>Figura 58.</b> Despliegue de SIL a través del moon pool del Well Enhancer utilizando cables guía .....	103
<b>Figura 59.</b> Well Enhancer durante operaciones de TF.....	103
<b>Figura 60.</b> Sistemas y equipos del Well Enhancer .....	105
<b>Figura 61.</b> Plataforma semi-sumergible .....	106
<b>Figura 62.</b> Unidades semi-sumergibles de intervención.....	107
<b>Figura 63.</b> Disposición de la cubierta de la Q4000.....	111
<b>Figura 64.</b> Sistemas y equipos de la Q4000 .....	111
<b>Figura 65.</b> Rack de tuberías en cubierta de la Q7000 .....	114
<b>Figura 66.</b> Sistema de deslizamiento que se extiende entre la torre de mantenimiento y el moon pool.....	114
<b>Figura 67.</b> Despliegue de ROV en moon pool específico utilizando un sistema de cables y rieles guía en la Q7000 .....	115
<b>Figura 68.</b> Poleas del sistema de tensionamiento del riser en la Q7000 .....	115
<b>Figura 69.</b> Diagrama de flujo del diseño de Sistemas Submarinos de Intervención .....	117
<b>Figura 70.</b> Sistema de cabezal submarino .....	123
<b>Figura 71.</b> Configuración de válvulas de un árbol submarino.....	127
<b>Figura 72.</b> VXT.....	131
<b>Figura 73.</b> HXT .....	133
<b>Figura 74.</b> Principales diferencias entre HXT (izquierda) y VXT (derecha).....	134
<b>Figura 75.</b> Factores clave a considerar para identificar la opción de SSXT más adecuada para desarrollo de campos.....	137
<b>Figura 76.</b> Equipos superficiales y submarinos del IWOCS.....	144
<b>Figura 77.</b> Esquema de los equipos superficiales y marinos que conforman el IWOCS.....	145
<b>Figura 78.</b> MCS y HMI .....	148
<b>Figura 79.</b> De derecha a izquierda: HPU, EPU y CIU .....	149
<b>Figura 80.</b> Unidad Superficial de Terminación Umbilical (TUTU).....	150
<b>Figura 81.</b> Despliegue del IWOCS mediante ROV .....	152
<b>Figura 82.</b> Despliegue del IWOCS mediante riser de intervención (izq.) e independiente (der.) .....	152
<b>Figura 83.</b> Equipo auxiliar de un umbilical.....	155

<b>Figura 84.</b> a) SUTA en el lecho marino; b) El ROV extrae los HFL/EFL de la SUTA; c) El ROV conecta los HFL/EFL al SSXT .....	156
<b>Figura 85.</b> Sistema hidráulico del SCM .....	158
<b>Figura 86.</b> SCM .....	159
<b>Figura 87.</b> ROV .....	160
<b>Figura 88.</b> Subsistemas del sistema ROV de intervención .....	161
<b>Figura 89.</b> Subsistemas superficiales del Sistema ROV .....	163
<b>Figura 90.</b> Movimiento del A-frame durante el lanzamiento del ROV .....	163
<b>Figura 91.</b> Jaula del TMS y ROV previo a su lanzamiento .....	164
<b>Figura 92.</b> Componentes sumergibles del ROV .....	167
<b>Figura 93.</b> Imágenes captadas por ROV .....	169
<b>Figura 94.</b> ROV con ambos brazos robóticos al frente .....	171
<b>Figura 95.</b> Punzón y herramienta de torque .....	172
<b>Figura 96.</b> Instalación del SSBOP en el SSXT asistida por ROV .....	173
<b>Figura 97.</b> Sistema RLWI .....	174
<b>Figura 98.</b> Resultados del análisis de tiempo y costo de una campaña RLWI para remplazo de mandriles de BN .....	176
<b>Figura 99.</b> Comparación de impacto ambiental de RLWI vs Intervención mediana/pesada .....	177
<b>Figura 100.</b> Número de pozos intervenidos utilizando sistemas RLWI por año .....	179
<b>Figura 101.</b> Tiempo promedio de intervención por pozo utilizando sistemas RLWI por año .....	179
<b>Figura 102.</b> Island Performer y Stack 4 de RWLI .....	182
<b>Figura 103.</b> RLWI Stack Mark I (Izq.) y Mark II (Der.) .....	183
<b>Figura 104.</b> Stack 4 .....	184
<b>Figura 105.</b> LCM .....	186
<b>Figura 106.</b> WCP en preparación para su despliegue .....	189
<b>Figura 107.</b> WCP en taller de mantenimiento .....	189
<b>Figura 108.</b> Lower Lubrication Package .....	190
<b>Figura 109.</b> Conexión de UTH .....	191
<b>Figura 110.</b> Instalación del lubricador en el LLP a través de la junta de seguridad .....	192
<b>Figura 111.</b> Lubricador en descenso a través del moon pool donde se observan los depósitos de grasa .....	192
<b>Figura 112.</b> ULP .....	193

<b>Figura 113.</b> Instalación del ULP sobre el lubricador .....	194
<b>Figura 114.</b> PCH en su estructura de almacenamiento a bordo .....	196
<b>Figura 115.</b> Despliegue del PCH y herramienta de cable a través del moon pool .....	196
<b>Figura 116.</b> Introducción asistida por ROV de la herramienta de cable a la ULP.....	196
<b>Figura 117.</b> Instalación del PCH sobre el ULP .....	197
<b>Figura 118.</b> Sistema de Intervención Ligera sin Riser de Technip FMC.....	198
<b>Figura 119.</b> Configuración de válvulas en el sistema RLWI.....	199
<b>Figura 120.</b> Principio de funcionamiento del sistema hidráulico de circuito cerrado del RLWI Stack .....	201
<b>Figura 121.</b> Nomenclatura para un sistema de intervención en aguas abiertas típico.....	204
<b>Figura 122.</b> Nomenclatura para un sistema de intervención a través de SSBOP/riser de perforación típico.....	205
<b>Figura 123.</b> Sistemas OWIRS y TBIRS para aplicaciones de intervención mediana y/o pesada .....	206
<b>Figura 124.</b> Comparación de componentes de OWIRS y TBIRS .....	207
<b>Figura 125.</b> Esquema general de un OWIRS .....	208
<b>Figura 126.</b> CCTLF y TF.....	212
<b>Figura 127.</b> Diagrama de válvulas de un STT .....	214
<b>Figura 128.</b> Diagrama de configuración típica de un CCTLF con equipo de TF .....	214
<b>Figura 129.</b> Mecanismo de apertura/cierre de la LV .....	217
<b>Figura 130.</b> Mecanismo de corte de la LV .....	218
<b>Figura 131.</b> Armado y prueba de la junta de seguridad inferior.....	220
<b>Figura 132.</b> Placa de conexión del umbilical en el EDP.....	221
<b>Figura 133.</b> Selector de agujero en el sistema de intervención de Sonsub .....	223
<b>Figura 134.</b> Desconexión del EDP y riser C/WO.....	224
<b>Figura 135.</b> Esquema del OWIRS .....	228
<b>Figura 136.</b> Esquema de válvulas en el OWIRS.....	228
<b>Figura 137.</b> Diagrama de válvulas en el OWIRS .....	229
<b>Figura 138.</b> IRS7 .....	230
<b>Figura 139.</b> Configuración del sistema de control del IRS7 .....	232
<b>Figura 140.</b> Configuración convencional de IWOCS para OWIRS .....	235
<b>Figura 141.</b> Esquema de TBIRS .....	237

<b>Figura 142.</b> Riser marino de perforación.....	238
<b>Figura 143.</b> Conexión de líneas de matar y estrangular .....	240
<b>Figura 144.</b> Configuración de líneas de matar y estrangular .....	240
<b>Figura 145.</b> Junta de Seguridad del riser marino de perforación .....	241
<b>Figura 146.</b> Componentes del LMRP .....	242
<b>Figura 147.</b> <i>Componentes del SSBOP</i> .....	244
<b>Figura 148.</b> <i>Conector del cabezal submarino</i> .....	244
<b>Figura 149.</b> <i>SSBOP</i> .....	245
<b>Figura 150.</b> <i>Configuración típica de LS para aplicaciones en AP</i> .....	248
<b>Figura 151.</b> <i>Combinación de conexión rápida</i> .....	250
<b>Figura 152.</b> Apertura y cierre de RTV .....	252
<b>Figura 153.</b> Corte y recuperación del LS .....	253
<b>Figura 154.</b> Shear sub, latch y SSTT .....	256
<b>Figura 155.</b> Desconexión y reconexión del LS.....	256
<b>Figura 156.</b> Instalación del adaptador de THRT.....	258
<b>Figura 157.</b> Sistema de control EXPRESS .....	260
<b>Figura 158.</b> Proceso general de intervención pesada.....	262
<b>Figura 159.</b> EPS en el campo Garoupa-Namorado, instalado en 1979.....	269
<b>Figura 160.</b> Secuencia de récords de terminación en la Cuenca de Campos.....	270
<b>Figura 161.</b> Método de identificación de pérdidas de producción y daño por pozo.....	273
<b>Figura 162.</b> Daño a la formación en la Cuenca de Campos en términos de clases de DR .....	275
<b>Figura 163.</b> Incrustaciones de bario y estroncio en cedazos de arena .....	288
<b>Figura 164.</b> Curva de formación de hidratos de un campo de aguas profundas en la Cuenca de Campos .....	298
<b>Figura 165.</b> Número de intervenciones por origen (1991 a 2006) .....	299

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1.</b> Principales ventajas y desventajas de la intervención ligera .....	58
<b>Tabla 2.</b> Principales ventajas y desventajas de la intervención mediana/pesada .....	61
<b>Tabla 3.</b> Resumen de métodos y aplicaciones de intervención.....	62
<b>Tabla 4.</b> Compatibilidad entre métodos y operaciones de intervención a pozos submarinos .....	64
<b>Tabla 5.</b> Clasificación de embarcaciones por método de intervención .....	81
<b>Tabla 6.</b> Comparación funcional por método de intervención a pozos submarinos .....	82
<b>Tabla 7.</b> Clasificación de embarcaciones .....	83
<b>Tabla 8.</b> Características de las unidades RLWI de Island Offshore .....	88
<b>Tabla 9.</b> Especificaciones técnicas de la embarcación CAT B Well Enhancer .....	104
<b>Tabla 10.</b> Características principales de la plataforma semi-sumergible Q4000.....	107
<b>Tabla 11.</b> Equipos de intervención sobre cubierta de la Q4000.....	110
<b>Tabla 12.</b> Especificaciones técnicas de la Q7000.....	113
<b>Tabla 13.</b> Funciones de las válvulas del SSXT.....	128
<b>Tabla 14.</b> Principales diferencias entre VXT y HXT .....	133
<b>Tabla 15.</b> Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de árboles submarinos.....	135
<b>Tabla 16.</b> <i>Configuraciones de IWOCS</i> .....	142
<b>Tabla 17.</b> Clases de ROV .....	165
<b>Tabla 18.</b> Clasificación de ROV .....	166
<b>Tabla 19.</b> Especificaciones técnicas del Tritón XLS .....	173
<b>Tabla 20.</b> Especificaciones técnicas del IRS7 .....	231
<b>Tabla 21.</b> Pruebas de producción, pruebas de formación y registros de producción en la Cuenca de Campos por año. ....	276
<b>Tabla 22.</b> Número de aplicaciones de TCM en la Cuenca de Campos .....	281

### Acrónimos

<b>AAV</b>	Annulus access valve	Válvula de acceso al espacio anular	<b>DR</b>	Damage Ratio	Relación de Daño
<b>AHC</b>	Active Heave Compensated	Compensación Activa del Oleaje	<b>DSB</b>	Dual Stuffing Box	Estoperos Dobles
<b>AP</b>		Aguas Profundas	<b>E-H</b>	Electro-hydraulic	Electro-hidráulico
<b>AUP</b>		Aguas Ultraprofundas	<b>EDP</b>	Emergency Disconnect Package	Paquete de Desconexión de Emergencia
<b>AWV</b>	Annulus wing valve	Válvula lateral del espacio anular	<b>EFL</b>	Electric Flying Lead	Cables de Distribución Eléctrica
<b>bcf</b>	Billion Cubic Feet	Billones de pies cúbicos	<b>EIA</b>	Energy Information Administration	Administración de Información Energética de Estados Unidos
<b>BEC</b>		Bombeo Electrocentrífugo	<b>EPS</b>	Early Production System	Sistema de Producción Temprana
<b>BHA</b>	Bottom Hole Assembly	Ensamble de Fondo	<b>EPU</b>	Electrical Power Unit	Unidad de Potencia Eléctrica
<b>BN</b>		Bombeo Neumático	<b>EQD</b>	Emergency Quick Disconnect	Desconexión Rápida de Emergencia
<b>BOP</b>	Blow-out Preventor	Preventor de Reventones	<b>ESD</b>	Emergency Shut Down	Sistema de Cierre por Emergencia

<b>BPD</b>		Barriles por día	<b>FEED</b>	Front-End Engineering Design	Diseño de Ingeniería Básica y Conceptual
<b>C/WO</b>	Completion/Workover	Terminación/Intervención	<b>FLNG</b>	Floating Liquefied Natural Gas	Unidad Flotante de Licuefacción de Gas Natural
<b>CBV</b>	Cutting Ball Valve	Válvula de Bola de Corte	<b>FMECA</b>	Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis	Análisis de Modo de Falla, Efectos y su Criticidad
<b>CCTLF</b>	Compensated Coil Tubing Lift Frame	Marco de Izaje con Compensación de Movimiento para Tubería Flexible	<b>FPSO</b>	Floating Production, Storage and Offloading	Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga
<b>CIU</b>	Chemical Injection Unit	Unidad de Inyección de Químicos	<b>FPU</b>	Floating Production Unit	Unidad Flotante de Producción
<b>CNH</b>		Comisión Nacional de Hidrocarburos	<b>FSO</b>	Floating Storage and Offloading	Unidad Flotante de Almacenamiento y Descarga
<b>D-H</b>	Direct-hydraulic	Directo-hidráulico	<b>GEI</b>		Gas de Efecto Invernadero
<b>DP</b>	Dynamic Position	Posicionamiento Dinámico	<b>GNL</b>		Gas Natural Licuado
<b>HAZID</b>	Hazard Identification Studies	Estudios de Identificación de Riesgos	<b>LCF</b>	Lower Cursor Frame	Marco inferior de Guía
<b>HAZOP</b>	Hazard and Operability Studies	Estudios de Riesgos y Operatividad	<b>LCM</b>	Circulation Module	Módulo de Circulación Inferior
<b>HFL</b>	Hydraulic Flying Lead	Cables de Distribución Hidráulica y Química	<b>LLP</b>	Lower Lubricator Package	Paquete Inferior del Lubricador

<b>HP</b>	High Pressure	Alta Presión	<b>LMRP</b>	Lower Marine Riser Package	Paquete Inferior del Riser Marino
<b>HPHT</b>	High Pressure, High Temperature	Alta Presión, Alta Temperatura	<b>LMV</b>	Lower Master Valve	Válvula maestra inferior
<b>HPU</b>	Hydraulic Power Unit	Unidad de Potencia Hidráulica	<b>LP</b>	Low Pressure	Baja Presión
<b>HPW</b>	High Pressure Wellhead	Cabezal de Alta Presión	<b>LPIV</b>	Lower Production Isolation Valve	Válvula Inferior de Aislamiento de la Producción
<b>HWIV</b>	Heavy Well Intervention Unit	Embarcación de intervención pesada	<b>LPW</b>	Low Pressure Wellhead	Cabezal de Baja Presión
<b>HWO</b>	Hydraulic Workover	Reparación Hidráulica	<b>LS</b>	Landing String	Landing String
<b>HXT</b>	Horizontal X-mas Tree	Árbol Submarino Horizontal	<b>LWIV</b>	Light Well Intervention Unit	Embarcación de intervención ligera
<b>ICGP</b>	Internal Casing Gravel Pack	Empaque Interno de Grava de TR Ranurada	<b>MCS</b>	Master Control Station	Estación de Control Maestro
<b>IMO</b>	International Maritime Organization	Organización Marítima Internacional	<b>MEG</b>	Mono Ethylene Glycol	Monoetilenglicol
<b>IOC</b>	International Oil Company	Compañía Petrolera Internacional	<b>MHT</b>	Modular Handling Tower	Torre para Manipulación de Módulos
<b>IP</b>		Índice de Productividad	<b>MMBOE/D</b>	Millions of Barrels of Oil Equivalent per day	Millones de Barriles de Aceite Equivalente por día

<b>IPR</b>	Inflow Performance Relationship	Comportamiento de Afluencia del Pozo	<b>MODU</b>	Mobile Offshore Drilling Unit	Unidad Flotante de Perforación Costa Afuera
<b>IRS</b>	Intervention Riser System	Sistema de Riser de Intervención	<b>MPT</b>	Multi-Purpose Tower	Torre Multi-propósito
<b>IWOCS</b>	Intervention and Workover Control System	Sistema de Control de Intervención y Reparación	<b>MRU</b>	Motion Reference Units	Unidades de Referencia de Movimiento
<b>LARS</b>	Launch and Recovery System	Sistema Integrado de Lanzamiento y Recuperación	<b>MSV</b>	Multi-Purpose Service Vessel	Embarcación Multi-propósito
<b>MTBF</b>	Mean Time Between Failures	Tiempo Promedio entre Fallas	<b>PWV</b>	Production Wing Valve	Válvula lateral o válvula de ala
<b>MUX</b>	Multiplexed Control System	Sistema de Control Multiplexado	<b>RAM</b>	Reliability, Availability, and Maintainability	Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad
<b>NFE</b>	New Fortress Energy	New Fortress Energy	<b>RLWI</b>	Riserless Light Well Intervention	Intervención Ligera sin Riser
<b>OHGP</b>	Open Hole Gravel Pack	Empaque de Grava en Agujero Descubierta	<b>ROV</b>	Remote Operated Vehicle	Vehículo Operado Remotamente
<b>OWIRS</b>	Open Water Intervention Riser System	Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas	<b>SAT</b>	Subsea Factory Acceptance Testing	Pruebas de Aceptación de Fabricación Submarina

<b>P&amp;A</b>	Plugging & Abandonment	Taponamiento y Abandono	<b>SCIU</b>	Subsea Control and Interface Unit	Unidad Submarina de Control e Interfaz
<b>PCH</b>	Pressure Control Head	Cabezal de Control de Presión	<b>SCM</b>	Subsea Control Module	Módulo de Control Submarino
<b>PDG</b>	Permanent Downhole Gauges	Sensores Permanentes de Fondo de Pozo	<b>SCSSV</b>	Surface Controlled Subsurface Safety Valve	Válvula de Tormenta
<b>Pemex</b>		Petróleos Mexicanos	<b>SDU</b>	Subsea Distribution Unit	Unidad de Distribución Submarina
<b>PEP</b>		Pemex Exploración y Producción	<b>SEM</b>	Subsea Electronic Module	Módulo Electrónico Submarino
<b>PGB</b>	Permanent Guide Base	Base Guía Permanente	<b>SENER</b>		Secretaría de Energía
<b>PHC</b>	Passive Heave Compensated	Compensación Pasiva del Oleaje	<b>SIL</b>	Subsea Intervention Lubricator	Lubricador de Intervención Submarina
<b>PLC</b>	Programmable Logic Controller	Controlador Lógico Programable	<b>SIL-2</b>	Safety Integrity Level	Nivel de Integridad de Seguridad
<b>PLEM</b>	Pipeline End Manifolds	Manifolds de Extremo de Tubería	<b>SIT</b>	System Integration Testing	Pruebas de Integración del Sistema
<b>PLT</b>	Production Logging Tool	Herramienta de Registros de Producción	<b>S</b>	Skin	Daño
<b>PNC</b>	Pulsed Neutron Capture	Registro de Neutrón Pulsado	<b>SSTT</b>	Subsea Test Tree	Árbol de Pruebas Submarino

<b>PSV</b>	Production Swab Valve	Válvula acceso vertical o válvula de sondeo	<b>SSXT</b>	Subsea X-mas Tree	Árbol de Producción Submarino
<b>PWF</b>	Flowing Bottom-hole Pressure,	Presión de Fondo Fluyendo	<b>USB</b>	Upper Stuffing Box	Estopero Superior
<b>SUTA</b>	Subsea Umbilical Termination Assembly	Unidad Submarina de Terminación Umbilical	<b>UTH</b>	Umbilical Termination Head	Cabezal de Terminación del Umbilical
<b>TA</b>		Tirante de Agua	<b>VLP</b>	Vertical Lift Performance	Curva de Levantamiento Vertical
<b>TBIRS</b>	Through Blow Out Preventor Intervention Riser System	Sistema de Intervención a través de SSBOP / riser de perforación	<b>VPN</b>		Valor Presente Neto
<b>TCM</b>	Thermo-Chemical Method	Método Termoquímico	<b>VXT</b>	Vertical X-mas Tree	Árbol Submarino Vertical
<b>TF</b>		Tubería Flexible	<b>WAT</b>	Wax Appearance Temperature	Temperatura de Aparición de Parafinas
<b>TH</b>	Tubing Hanger	Bola Colgadora	<b>WCP</b>	Well Control Package	Paquete de Control de Pozos
<b>THRT</b>	Tubing Hanger Runnng Tool	Herramienta de Instalación de la Bola Colgadora	<b>WIV</b>	Well Intervention Vessel	Embarcación de Intervención a Pozos
<b>TMS</b>	Tethering Management System	Sistema de Gestión de Anclaje	<b>XOV</b>	Crossover Valve	Crossover Valve

<b>TPR</b>	Tubing Performance Relationship	Comportamiento del Aparejo de Producción	<b>XT</b>	X-mas Tree	Árbol de producción
<b>TPT</b>	Temperature Pressure Transmitters	Transmisores de Presión y Temperatura	<b>XTCC</b>	SSXT Control Cabin	Cabina de Control del SSXT
<b>TR</b>		Tubería de Revestimiento			
<b>TUTU</b>	Topside Umbilical Termination Unit	Unidad Superficial de Terminación Umbilical			
<b>TXC</b>		Tapón por Circulación			
<b>UCF</b>	Upper Cursor Frame	Marco Superior de Guía			
<b>ULP</b>	Upper Lubricator Package	Paquete Superior del Lubricador			
<b>UMV</b>	Upper Master Valve	Válvula maestra superior			
<b>UPIV</b>	Upper Production Isolation Valve	Válvula Superior de Aislamiento de la Producción			
<b>UPS</b>	Uninterruptible Power Supply	Suministro de Energía Ininterrumpido			

## Introducción

En los últimos años, el movimiento hacia un sistema de energía *net zero* ha cobrado un impulso considerable. Desde 2021, todas las grandes compañías petroleras internacionales se han comprometido públicamente a alcanzar objetivos de reducción de emisiones, y algunas de ellas están apuntando a transformarse en compañías energéticas internacionales, lo que sugiere un importante reequilibrio de sus carteras. En consecuencia, la competitividad del petróleo y el gas dentro de la matriz de suministro energético es esencial, y la optimización de toda la cadena de valor de los hidrocarburos es fundamental. Ante estos poderosos factores de mercado, el desarrollo tecnológico es más importante que nunca, y la industria petrolera ha respondido centrándose en la optimización de tecnologías existentes para permitir el incremento del Factor de Recuperación. Entre las áreas de especial interés se encuentran los sistemas submarinos de bombeo, digitalización y operaciones remotas, y las tecnologías de intervención.

La intervención en un pozo submarino se define como cualquier operación o actividad en la que se realiza una conexión física a un pozo ya terminado, con el objetivo de modificar sus condiciones por presentar una disminución de la producción, debido a problemas de aseguramiento de flujo, cambios en las características del yacimiento, producción de arena, fallas mecánicas o apertura de nuevos intervalos productores. Rara vez las condiciones del yacimiento evolucionan como se predice originalmente, y la necesidad de intervenir durante la vida del campo es casi una garantía. Durante los últimos años, se ha aplicado una gran cantidad de conocimientos de ingeniería a las técnicas y métodos de intervención a pozos submarinos. Aunque probablemente se dedique la misma cantidad de conocimientos a posponer las intervenciones el mayor tiempo posible y/o a disminuir su frecuencia de ejecución. Esto es especialmente cierto en el caso de pozos en aguas

profundas y ultraprofundas, donde muchas veces las ganancias de producción previstas no justifican el riesgo, la complejidad y el costo de la intervención. El factor de recuperación de pozos submarinos es tan bajo como del 20%, si se compara con el 50-60% que se alcanza en pozos terrestres y con XT seco, resultado de la incapacidad de intervenir los pozos submarinos de forma regular, como se puede hacer en pozos con XT seco.

El tiempo de respuesta ante un problema en el pozo debe minimizarse para maximizar el beneficio económico, y esto se logra al adoptar un enfoque proactivo de intervención con un equipo multidisciplinario, dedicado a la planeación de escenarios y evaluación de riesgos, analizando continuamente los índices de producción, las condiciones del yacimiento, la calidad de los hidrocarburos producidos y la capacidad de movilización de los equipos.

Esta tesis integra información relevante y actual de diversas fuentes legítimas de información en el campo de la intervención en aguas profundas y ultraprofundas, con el fin de presentar las tecnologías y sistemas existentes de intervención, sus fundamentos técnicos y operativos, capacidades y limitaciones actuales, para hacer frente a las distintas problemáticas que comprometen la integridad de los pozos y/o afectan la producción de aceite y gas a lo largo del ciclo de vida de los campos submarinos.

El presente trabajo busca alcanzar su objetivo a través de cinco capítulos:

*Capítulo I. Panorama General de la Intervención a Pozos Submarinos*

*Capítulo II. Tipos de Intervenciones a Pozos Submarinos*

*Capítulo III. Embarcaciones de Intervención a Pozos Submarinos*

*Capítulo IV. Sistemas Submarinos de Intervención a Pozos*

*Capítulo V. Caso de Estudio: Historial de Daño en los Campos Maduros Costa Afuera de la Cuenca de Campos.*

Sistemas Submarinos para Intervención a Pozos forma parte del proyecto impulsado por el Ing. Luis Guillermo Ucha en la Facultad de Ingeniería, el cual tiene como objetivo incrementar el desarrollo de temas de diseño y operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas.

## Panorama General de la Intervención a Pozos Submarinos

### Infraestructura Submarina

De acuerdo con Wu, Yuan y Wood (2018), aguas profundas (AP) se refiere a una región costa afuera en la que la profundidad del agua, desde el lecho marino hasta el nivel del mar, se encuentra entre los 300 y 1,500 m, mientras que las regiones donde la profundidad del agua es superior a los 1,500 m se denominan aguas ultraprofundas (AUP).

Varhaug (2016) señala que desde las terminaciones en AP y AUP, los fluidos producidos se envían a una instalación de proceso mediante un Sistema Submarino de Producción (SPS). Un SPS comprende la infraestructura submarina utilizada para producir aceite y gas de campos submarinos. Comprende uno o varios pozos submarinos y los subsistemas necesarios para enviar los hidrocarburos a una instalación de proceso fija, flotante, submarina o en tierra. La reinyección de agua o gas en pozos submarinos también es una función del SPS.

Secciones de tubería, conocidas como jumpers, corren entre las estructuras submarinas para servir de conexión a través de las cuales los fluidos son transmitidos. Los jumpers varían en longitud desde unos pocos hasta cientos de metros. Un jumper comúnmente se instala para llevar la producción corriente abajo del *Subsea X-Mas Tree* o SSXT (Árbol Submarino de Producción). El fluido producido puede conducirse a través de un medidor de flujo multifásico para medir gastos de producción.

Cuando múltiples pozos producen en un desarrollo submarino, los jumpers de cada pozo envían los fluidos producidos a un *manifold* submarino de producción como el que se muestra en la **Figura 1**. De acuerdo con Yong y Qiang Bai (2019), un manifold submarino de producción es un arreglo de tuberías y/o válvulas diseñado para combinar, distribuir, controlar y, con frecuencia, supervisar el flujo de fluidos. El tamaño depende del número de pozos y del gasto de estos, así

como de la integración de los pozos submarinos en el sistema. Los manifolds se han utilizado en el desarrollo de campos submarinos para simplificar el sistema y minimizar el uso de tuberías y *risers* de producción. Al llegar al manifold, los fluidos producidos de varios pozos se combinan antes de dirigirse a una línea que lleva a la instalación de producción. Los manifolds submarinos de inyección funcionan de manera similar y se utilizan para gestionar la distribución de agua, gas y químicos de inyección a uno o más pozos.

**Figura 1.** *Manifold Submarino*



Fuente: SLB

### ***Equipos en el fondo marino***

El cabezal submarino constituye la base estructural del pozo y es donde se coloca el SSXT. La función del SSXT es controlar y gestionar la presión y el flujo durante la vida productiva del pozo y permitir cualquier intervención necesaria. Es, además, el principal mecanismo de cierre del pozo en el fondo marino al detener con seguridad el flujo de los fluidos producidos o inyectados mediante válvulas accionadas por un sistema de control, y en operaciones de intervención sirve de interfaz para la reentrada al pozo. En algunas configuraciones, el SSXT contiene la bola colgadora y aloja las líneas hidráulicas y eléctricas utilizadas para manejar válvulas de seguridad de fondo de pozo y de terminación, así como sensores de presión y/o temperatura.

Un *Subsea Control Module* o SCM (Módulo de Control Submarino) acoplado al SSXT contiene la instrumentación, los componentes electrónicos y las conexiones hidráulicas necesarias para el funcionamiento seguro de las válvulas del SSXT, los estranguladores y las válvulas de fondo de pozo.

Bai y Bai (2019) establecen que a medida que los desarrollos submarinos se alejan de las infraestructuras submarinas existentes, resulta útil considerar la interconexión de los sistemas de exportación con la infraestructura submarina actual, lo cual ofrece una capacidad de transporte adicional. Para ello es necesario incorporar *Pipeline End Manifolds* o PLEM (Manifolds de Extremo de Tubería) en ambos extremos de las tuberías para interconectar el sistema. Un PLEM se utiliza para conectar una tubería rígida con otras estructuras submarinas, como un manifold o un SSXT, a través de un jumper. Algunos diseños de PLEM incorporan instalaciones para realizar corrida de diablos.

Cuando un yacimiento no tiene la suficiente energía para producir los fluidos de un componente submarino al siguiente, una bomba submarina puede ser instalada. Las bombas funcionan como un sistema artificial de producción en el fondo marino, incrementando tanto el flujo como la recuperación al reducir la contrapresión en el yacimiento.

### ***Flujo a superficie***

Las líneas de flujo conectan uno o varios campos a una instalación de producción que puede ser una plataforma semi-sumergible, una Unidad Flotante de Producción (FPU) o una Unidad Flotante de Producción Almacenamiento y Descarga (FPSO), como las que se muestran en la **Figura 2**. Al seguir la topografía del fondo marino, las líneas de flujo ascienden gradualmente desde aguas más frías y profundas, hacia aguas relativamente más cálidas y someras antes de llegar a la instalación de producción. Este cambio de profundidad y temperatura puede impactar

negativamente el flujo entre el SSXT y la instalación de producción. Al salir de la boca del pozo, los fluidos producidos pueden encontrarse con temperaturas de aguas profundas que rondan los 2 °C. La transferencia de calor entre el fluido producido en la tubería y el agua de mar del entorno puede enfriar el fluido hasta el punto en el que comienzan a formarse hidratos de gas. El cambio de temperatura del fluido más allá del SSXT influye en la estrategia de manejo térmico para aseguramiento de flujo. En algunos campos, se inyectan en el SPS productos químicos como metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) o monoetilenglicol ( $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$ ) (MEG) los cuales se recuperan posteriormente en superficie y se reutilizan. A veces se utilizan líneas de flujo calentadas eléctricamente o tuberías aisladas con espuma. En otros casos, se entierra la línea de flujo bajo el lecho marino para aislarla. En ciertos campos las líneas de flujo no requieren calor adicional ni aislamiento alguno. La química y la reología de los fluidos producidos determinan en última instancia la metodología que se adopta.

Las líneas de producción se extienden desde el manifold submarino de producción hasta estructuras que se conectan a los risers de producción. Los risers transportan los fluidos producidos desde el fondo marino hasta las instalaciones de producción en superficie. Al igual que las líneas de flujo, muchos risers de producción están aislados contra las bajas temperaturas marinas. Deben ser capaces de resistir las corrientes submarinas o el movimiento de la instalación flotante de producción.

**Figura 2.** *Instalaciones de producción en AP*

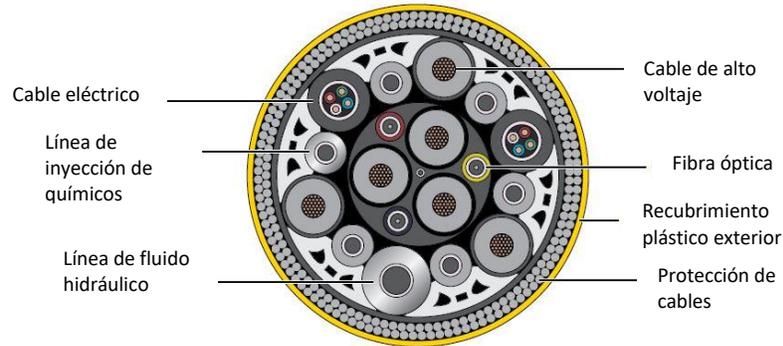
Fuente: Energy & Commerce; Wood Group

### ***Línea de vida en superficie***

La instalación flotante de producción provee energía, control, comunicación y servicios de inyección química al SPS. Estos servicios se transmiten a través de un *Subsea Distribution System* o SDS (Sistema Submarino de Distribución) mediante umbilicales. Múltiples conductos de acero y termoplásticos se unen frecuentemente con líneas hidráulicas y de inyección química, conductores eléctricos y cables de fibra óptica para formar un único umbilical integrado como el que se observa en la **Figura 3**. Estos conductos flexibles requieren materiales y técnicas de manufactura sofisticadas para resistir las corrientes, presiones y temperaturas de las profundidades oceánicas. Los conductores eléctricos suministran electricidad a los equipos submarinos y a los sensores del sistema. Los conductos hidráulicos se utilizan para abrir y cerrar válvulas submarinas. Los cables de fibra óptica transmiten instantáneamente comandos de control e información de los sensores entre el fondo marino y la superficie. Algunas líneas umbilicales suministran productos químicos a la corriente de producción. Los umbilicales dan servicio directa o indirectamente a casi todos los componentes del SPS y son fundamentales para el funcionamiento del campo. Corren desde la instalación de producción hasta una *Subsea Umbilical Termination Assembly* o SUTA

(Unidad Submarina de Terminación Umbilical) en el fondo marino, desde donde se distribuyen los servicios por todo el campo.

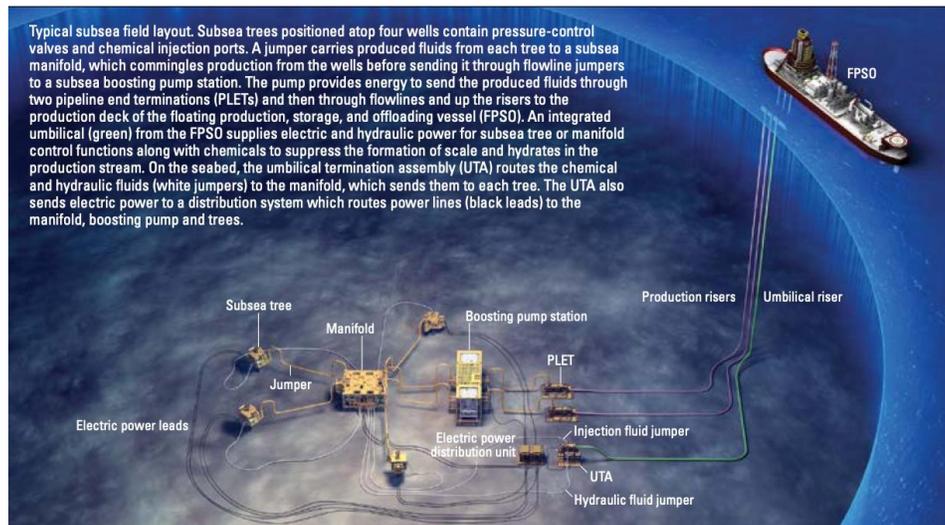
**Figura 3.** Sección transversal de un umbilical



Fuente: SLB

Al llegar a la superficie, los fluidos producidos son separados y tratados por la instalación de producción. Posteriormente, un ducto de exportación lleva los hidrocarburos a una *Floating Storage and Offloading* o FSO (Unidad Flotante de Almacenamiento y Descarga) o a una refinería en tierra. En la **Figura 4** se observa la configuración e integración de los sistemas y equipos antes descritos.

**Figura 4.** Configuración típica de un campo submarino.



Fuente: SLB

## **Crecimiento de Desarrollos Submarinos**

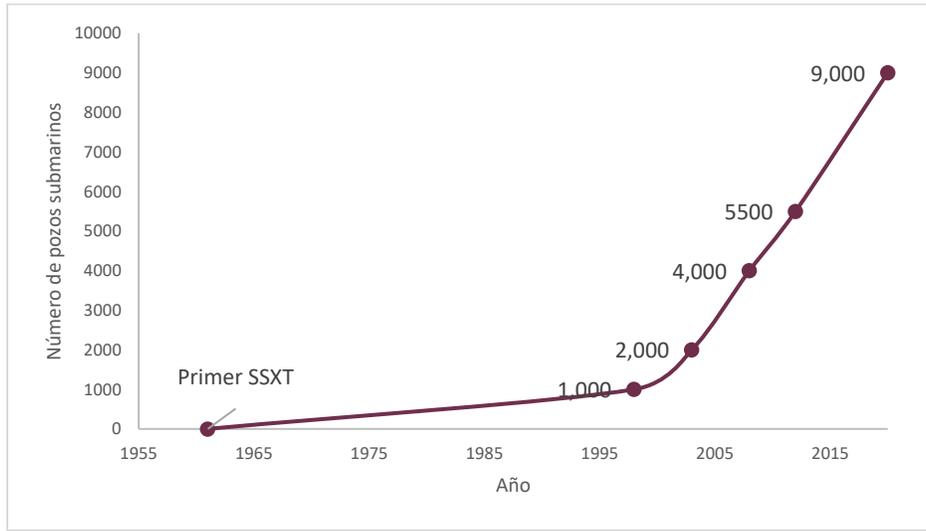
### ***Panorama Mundial de Desarrollos Submarinos***

En 2020, Mujahed, Zeid, Eser y Morris reportaron que a nivel mundial existían más de 9,000 pozos submarinos. Con información de SLB de 1961 al 2008 y el número reportado de pozos submarinos en el año 2012 por Karlsen, Morrison y Maciel, se construyó la **Figura 5**, para ilustrar el crecimiento de los desarrollos submarinos a partir del primer SSXT instalado en 1961. En la **Figura 6** se observa una estimación de pozos submarinos existentes por región a nivel mundial.

En 2016, la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) reportó un incremento de la producción en AP y AUP (**Figura 7**) gracias a avances tecnológicos en perforación, Dynamic Position o DP (Posicionamiento Dinámico) e instalaciones flotantes de producción, que convirtieron en prospectos viables aquellos que anteriormente eran inaccesibles.

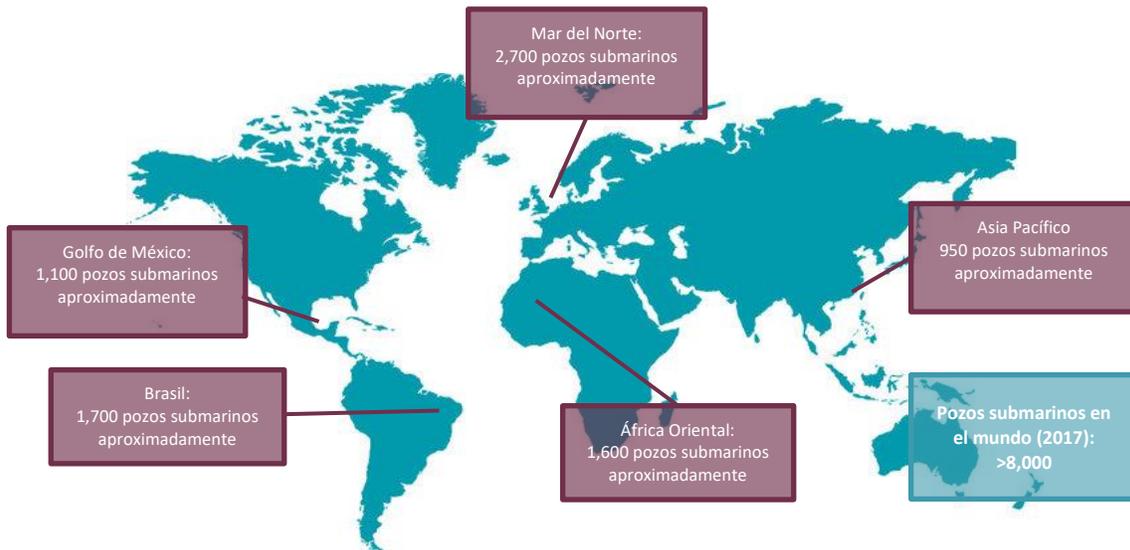
En 2022, McKay y Rodger señalaron que el desarrollo de campos en aguas profundas es uno de los temas con mayor crecimiento en la industria petrolera con el aumento previsto de 10 millones de barriles de aceite equivalente por día (MMBOE/D) en 2021 (6% de la producción mundial) a más de 17 MMBOE/D para 2030 (8% de la producción mundial) (**Figura 8**).

**Figura 5. Número de pozos submarinos por año**



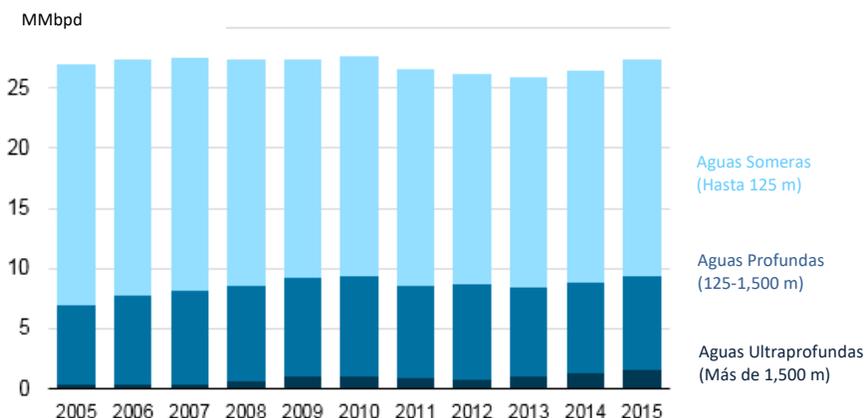
Nota: Con información de SLB y Karlsen et al. (2012)

**Figura 6. Número de pozos submarinos en el mundo en 2017**



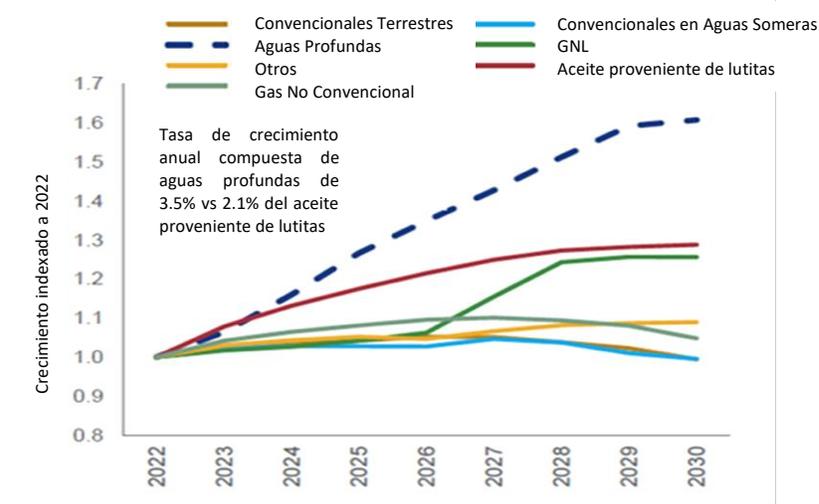
Fuente: Quest Offshore; Infield Systems Database; Data for global flowing wells @ end 2017; FMC Technip (2017); Adobe Stock

**Figura 7. Producción mundial costa afuera por tirante de agua (2005 – 2015)**



Nota: Modificado de EIA

**Figura 8. Índice de crecimiento de producción en la industria petrolera por recurso (2022-2030).**



Nota: Modificado de McKay y Rodger (2022)

Se espera que más de la mitad de las reservas de aceite y gas autorizadas para su desarrollo en los siguientes cinco años sean en aguas profundas. La producción en AUP es la que crece con mayor rapidez: se espera que en 2024 represente más de la mitad de toda la producción en aguas profundas, procedente en gran parte de proyectos en Brasil, Guyana y Estados Unidos.

Los proyectos en aguas profundas requieren mayor inversión y tiempo en comparación con proyectos terrestres o en aguas someras, se asocian comúnmente a proyectos grandes, costosos y complejos, que pueden llegar a ser altamente rentables para aquellos dispuestos a correr el riesgo. Por lo general, el rendimiento de inversión en AP es en promedio del 23%. Pero hay una gran variación: para uno de cada cinco proyectos, la cifra es menor al 15%. Las mejores retribuciones provienen de proyectos pequeños de aceite con *tie back* submarino a las instalaciones de producción existentes, mientras que el gas tiene sistemáticamente menores retribuciones en comparación con el aceite. Durante los últimos 10 años, el gas ha constituido el 58% de los volúmenes descubiertos y se espera que esta cifra sea más prominente. Menos de la mitad de esto es actualmente comercial. Muchos de los grandes descubrimientos de gas permanecen sin desarrollarse debido a las restricciones del mercado. Como resultado, muchos países con recursos costa afuera operan únicamente en aguas someras. Por otro lado, en países con operaciones en aguas profundas, la producción ha incrementado notablemente, y en muchos casos ha superado la producción en aguas someras.

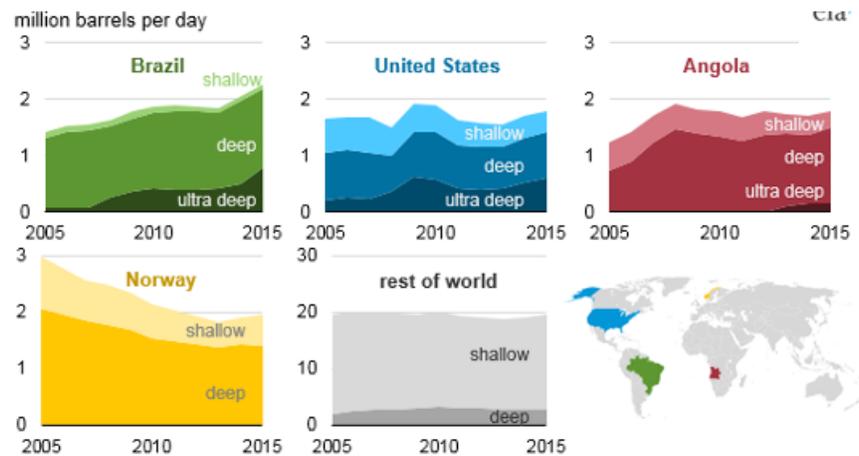
En 2016, la EIA afirmó que la mayoría de la producción en aguas profundas tenía lugar en cuatro países: Brasil, Estados Unidos, Angola y Noruega. Cada uno de estos países consiguió aumentar su producción de aceite a partir de proyectos AP o AUP (**Figura 9**).

En 2023 desde el punto de vista de Wood Mackenzie, Brasil y Estados Unidos dominaban el sector. También figuraban Nigeria, Angola y Australia. Grandes descubrimientos durante la última década han sido transformacionales para Mozambique, Israel, Egipto y Guyana. Brasil suma cerca del 30% de la capacidad global y continuará creciendo. Guyana, el nuevo actor más representativo, producirá 1 MMBPD dentro de los siguientes cinco años. La Cuenca de Santos en Brasil y el Bloque Stabroek en Guyana sumarán más de 2.5 millones de barriles por día de

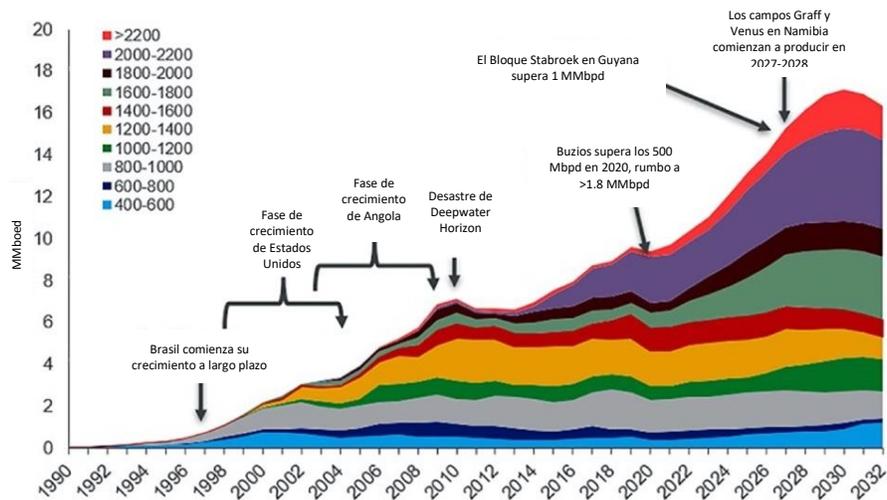
producción de aceite en 2025 (Hayum, 2019). En total otros 14 países contribuirán a la matriz de suministro en los próximos años. Una cantidad cada vez mayor de producción en Brasil proviene de recursos pre-sal encontrados a grandes profundidades. La costa de Angola comparte características geológicas similares con la costa brasileña debido a la separación de la placa tectónica africana y la placa tectónica Sudamericana durante el Cretácico Inferior, hace aproximadamente 150 millones de años. Estas similitudes geológicas han llevado a operadores angoleños a dirigir la exploración de recursos de pre-sal en varias cuencas importantes.

En 2019, Wood Mackenzie reportó que el sector de aguas profundas estableció un récord de producción al superar la marca de los 10 MMBOE/D y que ha tenido un crecimiento anual del 13% desde el año 1990. En la **Figura 10** se muestra el histórico y pronóstico de producción en AP.

**Figura 9.** Producción de aceite crudo costa afuera por tirante de agua (2005-2015)

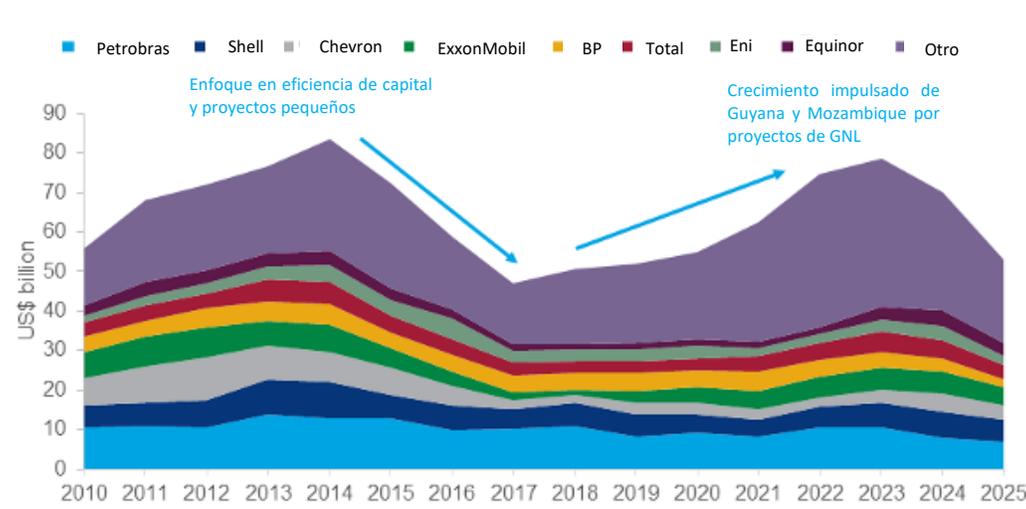


Fuente: EIA

**Figura 10. Histórico y pronóstico de producción en aguas profundas (1990-2032)**

Fuente: Wood Mackenzie, Lens (2019)

Debido a que los campos son cada vez más profundos y desafiantes técnicamente, el sector de aguas profundas seguirá siendo para aquellos con recursos económicos. Las compañías en este sector necesitan contar con solvencia y capacidad económica para emprender grandes proyectos, así como con la disposición para asumir el riesgo necesario. Más de tres cuartos de la producción en aguas profundas es administrada por 8 compañías, las *Majors* y Petrobras, que en conjunto operan 23 de los 25 campos más importantes, y suman el 65% de la producción. El portafolio de AP de Petrobras es casi el doble de tamaño que el de Shell, que se distingue entre las *Majors* por liderar en producción y flujo de efectivo. ExxonMobil y TotalEnergies muestran las tasas más grandes de crecimiento esta década (**Figura 11**).

**Figura 11.** CAPEX de las 8 compañías líderes en el desarrollo de campos en aguas profundas (2010-2025)

Nota: Modificado de Wood Mackenzie (2019)

### ***Panorama Nacional de Desarrollos Submarinos***

En México, los Lineamientos de Perforación de Pozos, emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), definen como pozo en aguas profundas a un pozo con tirante de agua (TA) igual o mayor a 500 m y menor a 1,500 m, mientras que, un pozo en aguas ultraprofundas se define como un pozo con un TA igual o mayor a 1,500 m.

El 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Decreto por el cual se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía, con lo cual se modificó el texto constitucional a efecto de establecer en el artículo 27 constitucional, párrafo séptimo, que con el propósito de obtener ingresos para el Estado, que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, esta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante el otorgamiento de asignaciones a empresas productivas del Estado, o a través de contratos con dichas empresas o con particulares.

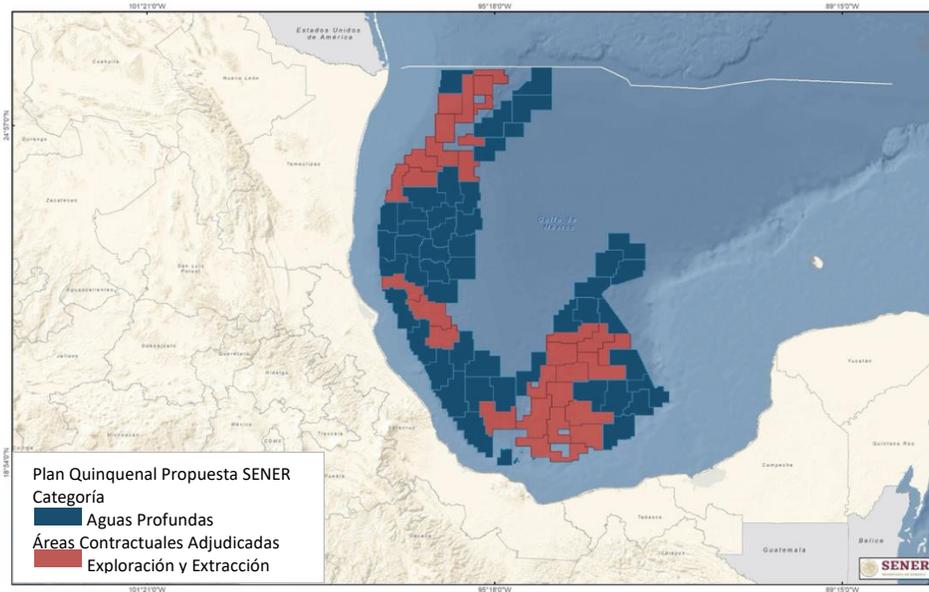
De acuerdo con lo establecido en los artículos 29, fracción I y 31, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la CNH proveer la asistencia técnica a la Secretaría de Energía (SENER) en la selección de las Áreas Contractuales para los procesos de licitación de contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. De lo anterior, la CNH determinó que las áreas contractuales en aguas profundas contemplan bloques en las provincias petroleras del Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo. En estas áreas se estima un recurso prospectivo de aproximadamente 8,496.6 MMbpce en una superficie de 109,166.7 km<sup>2</sup> (**Figura 12**).

A lo largo de dos rondas de licencias, el país adjudicó contratos en 27 bloques de aguas profundas y encontró con éxito un socio para Pemex para el desarrollo del campo Trion. Los bloques adjudicados ofrecían una inversión comprometida de más de 1,800 millones de dólares y 32 pozos de exploración y delimitación para perforar al final de sus primeros períodos de exploración en 2023, señaló Wood Mackenzie en 2022.

En 2021, a partir de los planes de exploración presentados por los operadores petroleros y aprobados por la CNH, se programaron para perforar en AP y AUP, cinco prospectos bajo el régimen de Asignaciones con una inversión asociada a la perforación aproximadamente de \$368.6 millones de dólares y trece pozos en Contratos con una inversión en perforación que rondaba los \$933.7 millones de dólares.

A continuación, se presentan las principales actividades que han llevado a cabo algunos de los operadores a los que se les adjudicaron contratos en las rondas derivadas de la Reforma Energética de 2013.

**Figura 12.** Inventario de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas



Fuente: SENER con información con información de la CNH, consultada en 2022

**Shell.** La Major ganó nueve licencias en la última ronda de aguas profundas y ha llevado a cabo trabajos de exploración con un par de pozos en la cuenca Salina (Chibu y Max) y otros tres en la Cuenca Perdido (Chimalli, Xochicalco y Xuyi). Para 2023, Shell esperaba obtener mejores resultados con su programa de perforación de cuatro pozos en aguas profundas frente a las costas mexicanas que con su primera campaña de cinco pozos en la región, la cual comenzó en 2020 pero no produjo ningún descubrimiento comercial.

**Murphy Oil.** Perforó el pozo Tulum-1EXP en el Bloque 5 situado en el centro de la Cuenca Salina. En 2022, la empresa reportó en su informe de resultados del cuarto trimestre que Tulum-1EXP no encontró hidrocarburos comerciales.

**PC Carigali.** En 2021 PC Carigali perforó Bacalar-1EXP en aguas ultraprofundas de la Cuenca Cordilleras Mexicanas del Golfo de México, en un TA de 1,532 m. En febrero 2022, la compañía inició ante la CNH el procedimiento de renuncia anticipada a una parte de su área contractual en la Cuenca Salina al no encontrar ningún prospecto exploratorio.

**Equinor.** En 2021 JPT reportó que Equinor renunció a dos bloques situados en la Cuenca Salina, los cuales le fueron adjudicados en la ronda 1.4, en un acuerdo a partes iguales con BP y Total Energies.

**ENI.** En abril del año 2023 la CNH aprobó a Eni México la perforación del pozo exploratorio en aguas ultraprofundas, Tlazotli-1EXP, el cual tenía como objetivo principal comprobar la existencia de los elementos del sistema petrolero y verificar posibles acumulaciones de hidrocarburos en rocas del Mioceno Inferior y Oligoceno de la Cuenca Salina. El pozo estaba planeado para perforarse con trayectoria direccional tipo “J” a una profundidad total de 4,025-4,066 mv. El hidrocarburo esperado era aceite ligero. Al momento de escribir esta tesis, no se cuenta con más información pública sobre la perforación de Tlazotli-1EXP.

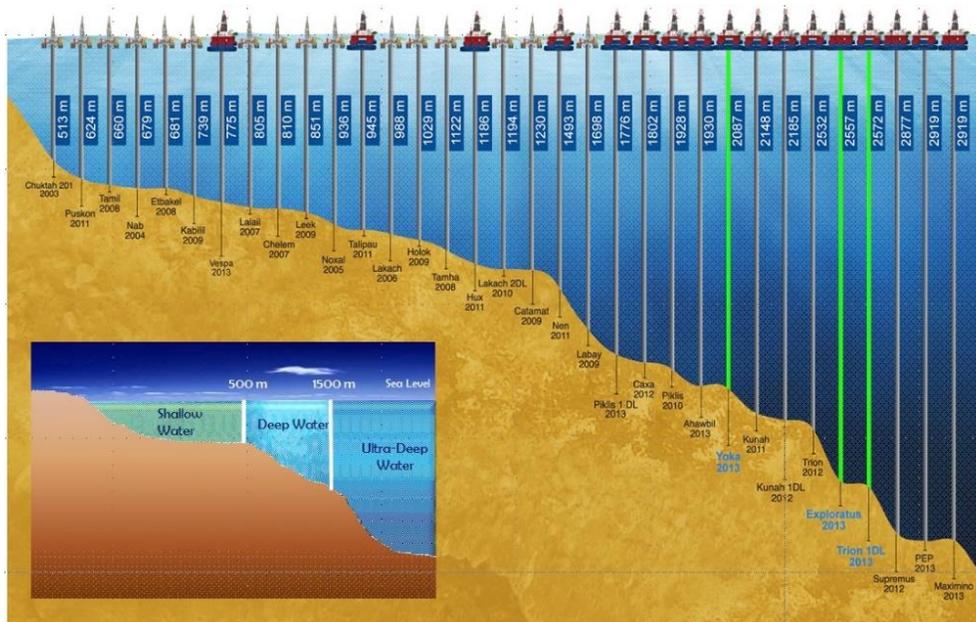
Por otro lado, la Empresa Productiva del Estado Mexicano, Petróleos Mexicanos (Pemex), de acuerdo con Vallejo, Olivares, Saavedra, López y Torres (2014), incremento su inversión en exploración en AUP en la región Tamaulipas Norte del Golfo de México tras el descubrimiento de cuatro grandes campos durante 2012 y 2013. La nueva región de exploración de AUP del Cinturón Plegado Perdido tiene un alto potencial de producción comercial. Las reservas de hidrocarburos de la región Perdido se encontraron en el sistema geológico terciario, el cual incluye areniscas de la formación Frío del Oligoceno Medio, areniscas del Eoceno Inferior y areniscas del Paleoceno Inferior.

Esta región ha supuesto un reto para plataformas semi-sumergibles, las cuales han tenido que trabajar al límite de sus capacidades operativas. Los retos técnicos incluyen: profundidades de 1,500 m hasta 2,900 m; ventanas operativas estrechas; riesgo somero; perforación subsalina; objetivos geológicos muy profundos (7,000-8,000 m); y condiciones de alta presión y temperatura. La caracterización del yacimiento se dificulta por baja resistividad y yacimientos altamente

laminados, así como por una compleja geología que incluye altos ángulos de buzamiento y fallas. Pemex perforó exitosamente Supremus-1 y Trion-1 en 2012 y Maximino-1 en 2013, a través de los cuales descubrió yacimientos de aceite.

Durante el periodo de diez años comprendido entre 2003 y 2013, México perforó 30 pozos en AP y AUP en tirantes de agua que van desde los 512 m hasta los 2,900 m. (Figura 13).

**Figura 13.** Campaña de perforación en aguas profundas y ultraprofundas en México (2003 - 2013)



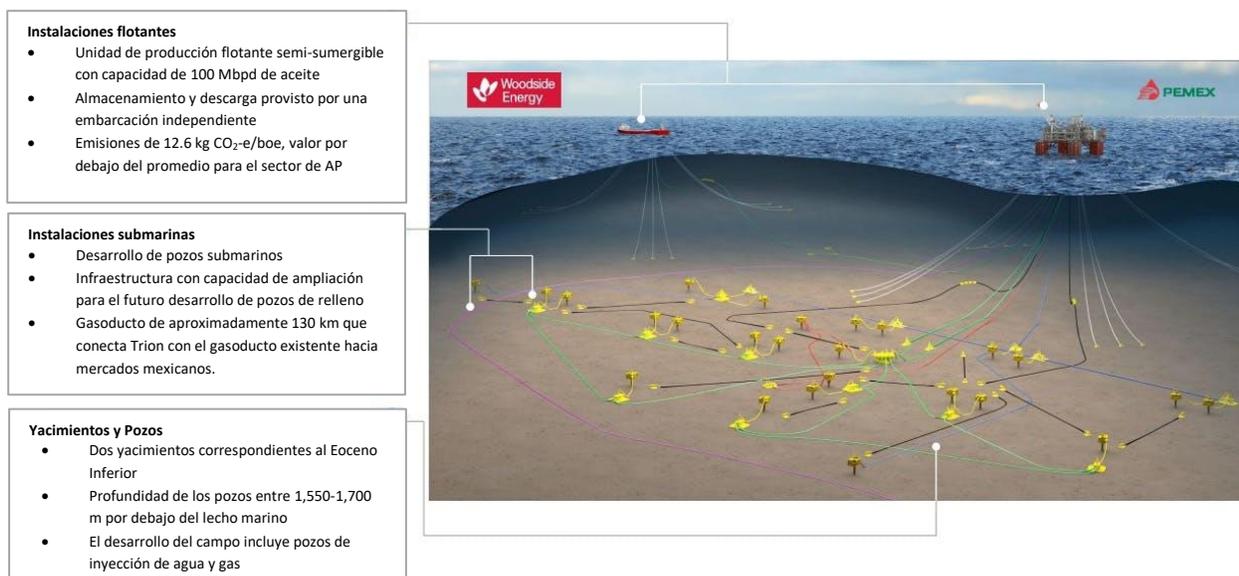
Fuente: Vallejo et al. (2014)

Con la perforación del pozo exploratorio Trion-1 en agosto de 2012, se descubrió el campo petrolero de AP, Trion. Pemex perforó el pozo hasta una profundidad total de 4,500 m para descubrir reservas 3P de 400 mil barriles de aceite ligero. El descubrimiento de Trion en el Cinturón Plegado Perdido, en un tirante de agua de 2,500 m, aproximadamente a 180 km de la costa mexicana, se estimó en aproximadamente 75-125 millones de barriles de aceite ligero.

El 3 de marzo de 2017, se suscribió el Contrato (*Farmout*) entre la CNH, Pemex Exploración y Producción (PEP) y Woodside Energy (antes, BHP Billiton) para el desarrollo de Trion. Woodside Energy opera el campo con una participación del 60%, mientras que PEP es el socio no operador que posee la parte restante del campo. El operador señala que Trion podría representar la primera producción de petróleo en AP de México, con la posibilidad de que los futuros descubrimientos se vinculen a las instalaciones de este. Se espera que el campo produzca petróleo por primera vez en 2028.

Los socios planean el desarrollo de 24 pozos submarinos, conectados a través de más de 10 risers a una FPU que producirá y transferirá 100,000 bpd de aceite a un FSO. La FPU incluirá la inyección de agua y gas para recuperación secundaria, mientras que el exceso de gas será transportado por ducto. Utilizando nuevas tecnologías y prácticas operativas optimizadas, las emisiones de carbono del proyecto deberían ser bajas para este tipo de desarrollo en AP, según Woodside, menos de 15 kg CO<sub>2</sub>/boe frente a un promedio del sector de 20 kg CO<sub>2</sub>/boe (**Figura 14**).

**Figura 14.** Desarrollo del campo Trion



*Nota:* Modificado de Woodside Energy, Pemex

Otro de los campos en AP descubiertos por Pemex es Lakach. El yacimiento de gas natural no asociado se descubrió en 2007 tras la perforación del pozo exploratorio Lakach-1, el cual confirmó gas en el Mioceno Inferior (MI). Consiste en dos yacimientos de arena, tipo anticlinal, depositada por un flujo de sedimentos en la base del MI. Existen varias fallas de importancia en el campo que cruzan en dirección NE-SW. Se localiza en la parte suroeste del Golfo de México, a unos 50-90 km de la costa de Veracruz y el TA en la región va de los 850 a los 1,300 m.

De acuerdo con Forbes, PEP interrumpió la asignación de capital para el campo y suspendió su desarrollo tras la caída de los precios del petróleo en 2014. Después de una suspensión de más de seis años, Pemex y la empresa de infraestructura energética, New Fortress Energy (NFE), anunciaron una “asociación estratégica a largo plazo” para Lakach. NFE planea finalizar la perforación de siete pozos que Pemex ya había comenzado en el campo. NFE apunta a licuar y exportar el gas natural producido a través de una *Floating Liquefied Natural Gas* o FLNG (Unidad Flotante de Licuefacción de Gas Natural) de 1.4MMt/y y una planta costa afuera de procesamiento de gas.

Se estima que el campo posee reservas de gas de cerca de 900 bcf, por lo que se considera uno de los campos de gas no asociado más grandes en el Golfo de México. Con potencial para suministro de hasta 1,800 millones de pies cúbicos de gas al día, Lakach podría convertirse en el primer proyecto comercial de gas en AP del país y supone un enorme impulso a una nación que importa más del 80% del combustible, enfatizó Forbes en 2022.

Durante la elaboración de este trabajo, el acuerdo entre Pemex y NFE se rompió. Actualmente, la intención del gobierno federal es encontrar un nuevo socio, según informa Expansión.

## **Definiendo la Intervención a Pozos Submarinos**

De acuerdo con Nelson y McLeroy (2014), la intervención a un pozo submarino se define como cualquier operación o actividad en la que se realiza una conexión física a un pozo terminado para modificar las condiciones del pozo por presentar una disminución de la producción. Para Mujahed et al. (2020), la intervención a un pozo submarino es la capacidad de entrar de forma segura a este –controlándolo– con el fin de realizar varias tareas distintas a la perforación, que incluyen pero no se limitan a correr registros de pozo para determinar la condición del mismo; monitorearlo con el fin de mantener la producción a cierto gasto y/o la calidad de los hidrocarburos (p.e. control de la producción de agua); optimizar el flujo para incrementar la producción; restaurar la producción y taponar y abandonar el pozo (P&A).

Los métodos o técnicas de intervención a pozos submarinos son los medios utilizados para conectarse físicamente al pozo y pueden variar desde intervenciones ligeras hasta intervenciones pesadas establecen Suresh, Manikandan y Rajashree (2015). Por otro lado, las operaciones de intervención a pozos submarinos son las actividades realizadas durante la reentrada al pozo y varían de un pozo a otro en función de sus necesidades y estado, e incluyen una amplia gama de operaciones, desde el cambio de aparejo de producción, donde se requiere un equipo de perforación, hasta simples reconfiguraciones mecánicas que se pueden hacer con línea de acero (Dick, 2005).

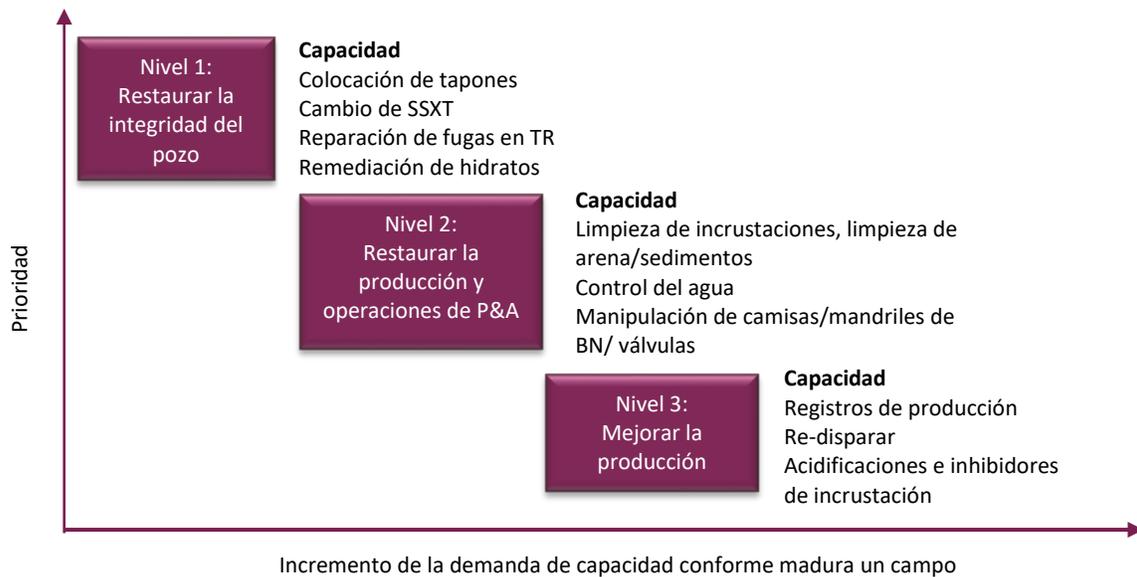
De acuerdo con Avery et al. (2021) la intervención es una de las principales consideraciones a lo largo del ciclo de vida de un pozo submarino, desde la terminación, durante la vida productiva y finalmente durante el decomisionamiento (**Figura 15**).

La **Figura 16** muestra los objetivos de la intervención submarina, de acuerdo con FMC. Cada objetivo está asociado a la capacidad necesaria para poder alcanzarlo. Conforme maduran los campos, se requiere de mayor tecnología y capacidad.



*Nota:* Modificado de Avery et al. (2021)

**Figura 16. Prioridades y demanda de capacidad de intervención conforme madura un campo**

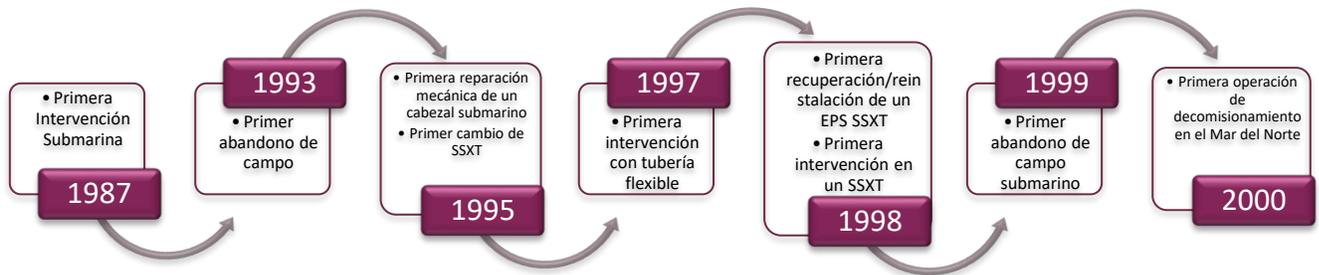


*Fuente:* FMC

Según Khurana, DeWalt y Headworth (2003), la intervención a pozos submarinos requiere una embarcación flotante y un sistema submarino de intervención para acceder al pozo. La embarcación debe soportar el equipo superficial necesario para la operación y ser capaz de manejar el sistema submarino según el método de intervención.

De acuerdo con Suresh et al. (2015), la intervención a pozos submarinos se utiliza en el sector desde hace más de dos décadas, pero no se ha implementado ampliamente principalmente por el riesgo, la complejidad y la falta de viabilidad económica, ya que muchas veces las ganancias de producción previstas no justifican el costo de la intervención. En la **Figura 17** se muestran los principales eventos en la historia de la intervención a pozos submarinos.

**Figura 17.** *Eventos históricos en la evolución de la Intervención de Pozos Submarinos*



*Nota:* Modificado de SLB

## **Necesidad de Intervención**

Durante los últimos años se ha aplicado una gran cantidad de conocimientos de ingeniería a las técnicas y métodos de intervención a pozos submarinos. Aunque probablemente se dedique la misma cantidad de conocimientos a posponer las intervenciones el mayor tiempo posible y/o a disminuir su frecuencia de ejecución. Para Ghiselin (2013), esto es especialmente cierto en el caso de pozos en aguas profundas, donde el costo de intervención es una barrera formidable. Una intervención puede costar muchos millones de dólares, y frecuentemente, el resultado es incierto. No hay garantías.

Para reducir el riesgo, los pozos submarinos incluyen diseños de terminación inteligente. Las terminaciones inteligentes permiten controlar desde superficie, válvulas y sensores de fondo de pozo para monitorear, evaluar y administrar activamente la producción (o inyección) en tiempo real, lo que puede evitar o eliminar por completo la necesidad de intervenir y por lo general, las soluciones incluyen la inyección de químicos para mitigar problemas de aseguramiento de flujo como parafinas, hidratos, asfaltenos o incrustaciones. A través de las terminaciones inteligentes, se buscan indicios del inicio de una situación que justifique una intervención. Khurana et al. (2003) señalan que se ha invertido de manera importante en tecnologías de terminación inteligente para acercarse al objetivo *intervention free* o *cero intervenciones*. Muchos operadores afirman que sus pozos se han diseñado para no ser intervenidos, utilizando sofisticados diseños de pozo para evitar futuros gastos de mantenimiento y reparación. Sin embargo, la experiencia demuestra que las soluciones de intervención eficientes (i.e, de bajo costo) son de suma importancia para incrementar el factor de recuperación de los campos. (Mathiassen, Munkerud y Skeels, 2008).

Ghiselin (2013) establece que, a veces, pese a los mejores esfuerzos y al máximo uso de la tecnología, hay que intervenir. Esto no ha pasado desapercibido para los ingenieros que trabajan en minimizar el costo y el riesgo asociado a la intervención de pozos. Cuando el pozo está en aguas profundas, la complejidad de los retos crece exponencialmente.

La necesidad de intervención es inevitable en algún momento de la vida económica de un pozo. No es razonable esperar que un pozo produzca sin ser intervenido durante toda su vida económica. Según Beaubouef (2012), la necesidad de intervención suele aparecer tras cinco años de producción, debido a la disminución de la presión en los pozos, el aumento de la producción de agua o arena, la formación de incrustaciones y otros factores. Normalmente los pozos de aceite necesitan más intervenciones que los de gas o de inyección. Khurana et al. (2003) establecen que un pozo puede requerir una intervención debido a problemas de aseguramiento de flujo, cambios en las características del yacimiento, producción de arena, fallas mecánicas o apertura de nuevos intervalos productores. Petrone (2011) a su vez señala que, rara vez las condiciones del yacimiento evolucionan como se predice originalmente, y la necesidad de intervenir durante la vida del campo es casi una garantía.

En 2020, Mujahed et. al establecieron que el mercado petrolero necesita y demanda intervenciones submarinas para mejorar la calidad de la producción o taponar y abandonar los pozos submarinos, considerando una vida productiva promedio de 27 años para cualquier pozo submarino comisionado y más de 9,000 pozos submarinos en todo el mundo.

Los pozos submarinos son intervenidos para:

Administrar la producción del pozo:

- Mantener o mejorar los niveles de producción
- Reparar fallas mecánicas del pozo
- Finalizar/suspender la producción

Realizar un diagnóstico del pozo para obtener:

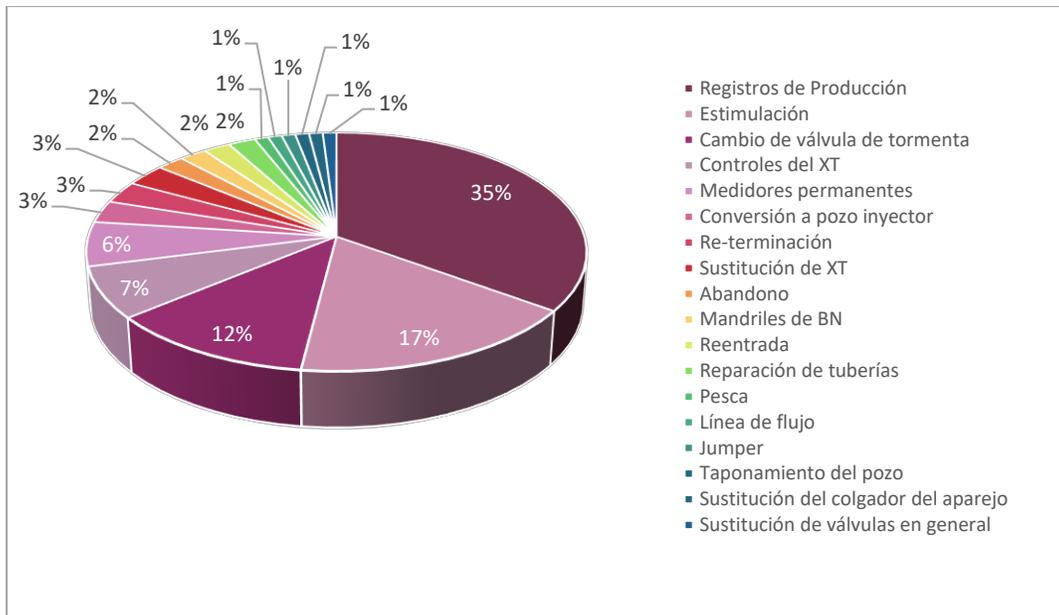
- Características de flujo
- Información geológica
- Información de los fluidos

Modificar/cambiar/rediseñar el estado del pozo y /o la geometría del pozo para lograr:

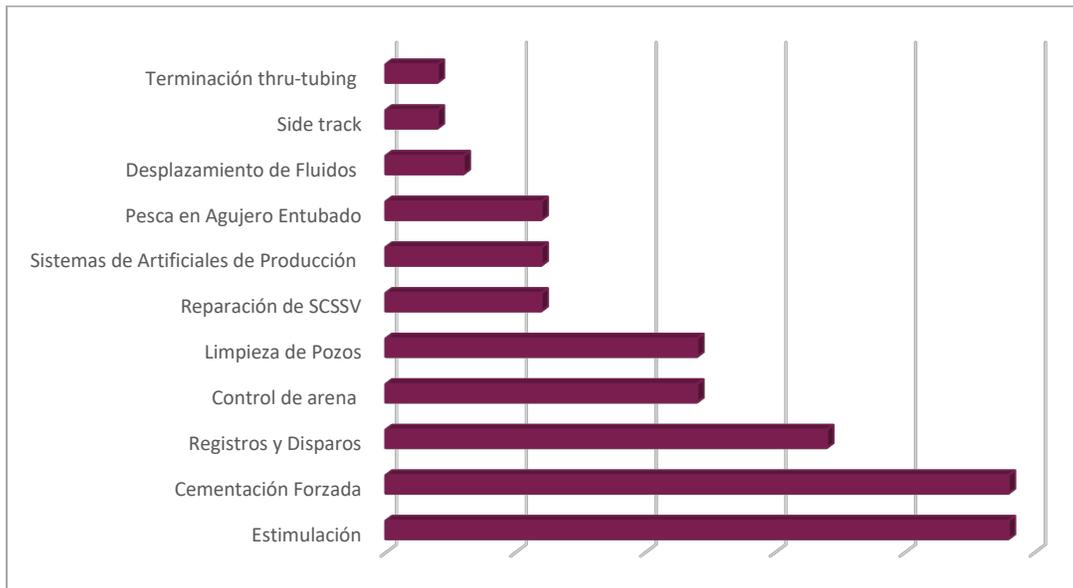
- Interrumpir la producción de agua
- Estimular/Fracturar el yacimiento
- Re-disparar intervalos de producción o establecer nuevos intervalos
- Abrir/cerrar válvulas
- Sustituir partes dañadas o desgastadas.
- Remover depositaciones orgánicas e inorgánicas
- Colocar tapones
- Modificar las condiciones originales de flujo dentro del yacimiento
- Controlar la entrada de agua y/o gas

De manera general, en la **Figura 18**, se muestra la distribución de la utilización de servicios de intervención de pozos submarinos durante 1997. Para Khurana et al. (2003), la estimulación y la cementación forzada/colocación de TXC son las aplicaciones más frecuentes de intervención a pozos (**Figura 19**). La mayoría de las intervenciones se realizan para resolver problemas específicos del yacimiento, y no tanto para reparar fallas mecánicas de los equipos de fondo de pozo.

**Figura 18.** Distribución de utilización de los servicios de intervención a pozos submarinos en 1997



Nota: Modificado de SLB

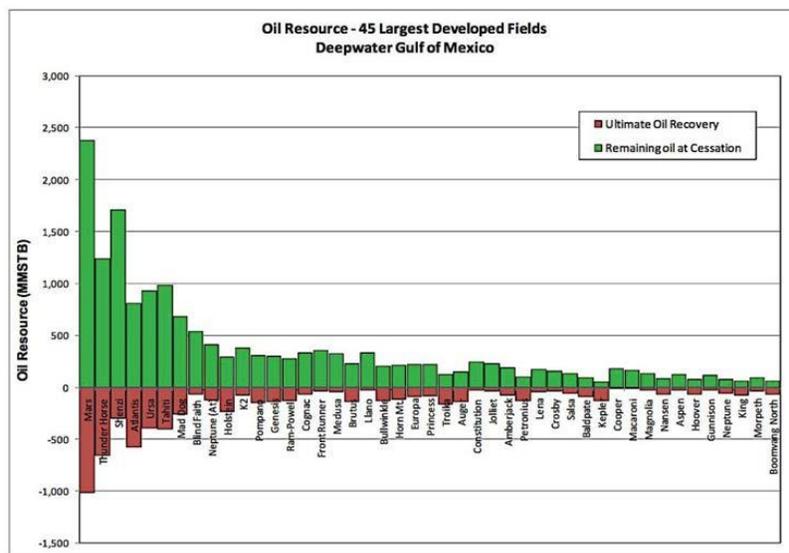
**Figura 19.** Frecuencia relativa de servicios de intervención

Nota: Modificado de Khurana et al. (2003)

En los últimos años un nuevo frente se ha desarrollado a medida que la creciente demanda energética y los avances tecnológicos han dirigido la atención hacia el 65% de aceite residual que queda tras la producción inicial (Ghiselin, 2013). En 2003, Lindland, Inderberg, Headworth y Braut establecieron que generalmente para campos de aceite, el 60-70% de las reservas originales permanecen en el subsuelo. Según un informe sobre la mejora de la recuperación de petróleo en los campos de aguas profundas del Golfo de México, elaborado para la *Research Partnership to Secure Energy for America (RPSEA)*, en los 56 principales campos petroleros del Golfo de México que iniciaron su producción entre 2000 y 2009, el promedio de aceite remanente in situ por campo es de 66 MMBOE. En otras palabras, el factor de recuperación (FR) medio ponderado por volumen de los principales campos del Golfo de México es del 28.9%. Para mayor ilustración, en la **Figura 20** se muestra el pronóstico de aceite remanente in situ para los 45 yacimientos del Neógeno/Pleistoceno más grandes en AP del Golfo de México.

Por otro lado, en 2003 existían en la Plataforma Continental Noruega 17 campos submarinos, en los cuales, según la Dirección Noruega del Petróleo, las reservas recuperables ascendían a 5.7 billones de barriles de petróleo, con un FR estimado del 38%. Un aumento del 8% en el FR de estos campos (igualando el FR promedio de pozos con XT seco) significaría la producción de 1 billón de barriles de petróleo. La intervención de pozos submarinos segura y rentable es clave para lograr dicho incremento en el FR.

**Figura 20.** Pronóstico de aceite remanente in situ al cese de la producción para los 45 principales campos desarrollados del Neógeno



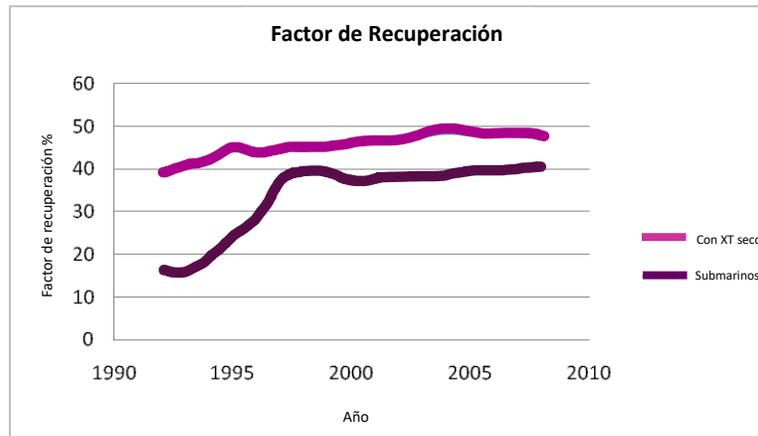
Fuente: Lach (2010)

De acuerdo con Dick (2005), los desarrollos submarinos se abandonarán con factores de recuperación significativamente más bajos que los de activos desarrollados con estructuras fijas y XT secos. Existe un argumento sólido de que hay una reducción adicional del FR causada por la incapacidad de intervenir los pozos de forma regular, como se puede hacer en pozos con XT seco. En 2008, Mathiassen et al. observaron una diferencia (12%-14%) en el FR de campos desarrollados con plataformas fijas en relación con campos submarinos, incluso cuando la calidad del yacimiento era básicamente la misma. Para 2013, Karlsen, Morrison y Maciel, señalaron que

el FR en los pozos submarinos es mucho más bajo –generalmente 10-30% menos– en comparación con el de pozos con XT seco (**Figura 21**). SLB, establece que el FR de pozos submarinos es tan bajo como del 20%, si se compara con el 50-60% que se alcanza en pozos terrestres y con XT seco. En gran parte estas diferencias se deben al alto costo de las operaciones submarinas en general y a las operaciones de pozo en particular. Tradicionalmente el acceso a pozos submarinos se considera más difícil, señalan Numbere, Nwagu, y Ugochukwu (2016), incluso trabajos menores representan grandes costos, dejando una brecha en la frecuencia de intervención entre pozos submarinos y pozos con XT seco.

La mayoría de las intervenciones requeridas se consideran de categoría ligera, como trabajos submarinos con línea de acero o cable, que son altamente sensibles a los costos. Si los precios fueran competitivos, se realizarían más intervenciones en pozos submarinos. De ahí la necesidad de una oferta competitiva de equipos para este sector del mercado (Offshore Magazine, 2001). Para SLB, el aumento de la capacidad de las embarcaciones de intervención con respecto al TA permitiría realizar intervenciones ligeras mucho menos costosas, por lo que los expertos consideran que se puede elevar el FR en algunos campos de aguas profundas entre 15% y 30%.

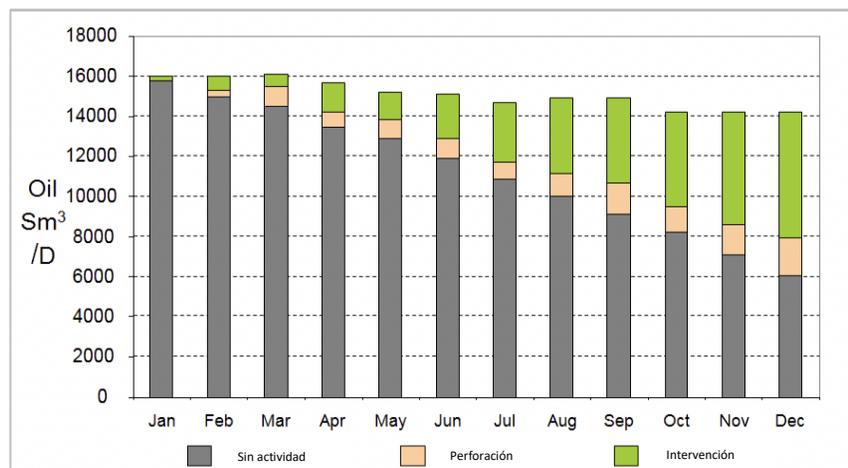
**Figura 21.** Factores de recuperación promedio de los campos desarrollados con estructuras fijas vs campos desarrollados con pozos submarinos



*Nota:* Modificado de Osmundsen (2011)

La **Figura 22** muestra los resultados de un estudio realizado por Statoil en 2008 sobre la producción aportada a través de intervenciones frente a la producción aportada por la perforación de nuevos pozos en un campo maduro de entre 25 y 30 pozos activos. En todos los meses, salvo en marzo, las intervenciones aportaron más producción que los pozos recién perforados.

Otro punto que hay que tomar en cuenta es que la producción aportada a través de intervenciones tiene una menor huella de carbono en comparación con la perforación de nuevos pozos. Para SLB, dada la necesidad actual de producir más a menor costo y con el menor impacto ambiental, la intervención de pozos es clave.

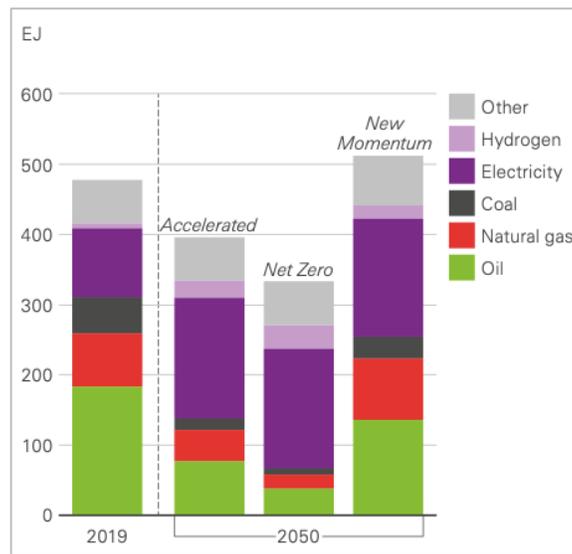
**Figura 22.** Producción de intervenciones vs producción de pozos recién perforados

*Nota:* Modificado de Statoil

De acuerdo con Avery, Morris, Morgan, Manson y Gillespie (2021), el movimiento hacia un sistema de energía net zero ha cobrado un impulso considerable, favorecido por las actuales fuerzas macroeconómicas y la oportunidad emergente de capitalizar la reducción generalizada del consumo de combustibles fósiles y las emisiones resultantes. Desde 2021, todas las grandes compañías petroleras internacionales (IOC) se han comprometido públicamente a alcanzar objetivos de reducción de emisiones, y algunas de ellas están apuntando a transformarse en compañías energéticas internacionales, lo que sugiere un importante reequilibrio de sus carteras. Está claro que el cambio en el comportamiento de los consumidores y la creciente atención social seguirán influyendo en el futuro de la industria. En consecuencia, la competitividad del petróleo y el gas dentro de la matriz de suministro energético es esencial, y la optimización de toda la cadena de valor de los hidrocarburos es fundamental (**Figura 23**). Ante estos poderosos factores de mercado, el desarrollo tecnológico es más importante que nunca, y el sector ha respondido centrándose en la optimización de tecnologías existentes para permitir operaciones más eficientes. Entre las áreas de especial interés se encuentran los sistemas submarinos de bombeo, digitalización y operaciones remotas, y las tecnologías de intervención (Kimberlite, 2020).

Según McKay y Rodger (2022), normalmente sólo los mejores yacimientos llegan a ser comerciales en aguas tan profundas. Por lo tanto, los campos en AP tienden a ser muy productivos, recuperando enormes volúmenes de aceite y gas de cada pozo. Esto se traduce en altos rendimientos económicos y en comparación con la mayoría de los demás recursos de petróleo y gas en bajas intensidades de emisiones de alcance 1 (Ver Anexo 1. Misceláneos).

**Figura 23.** Pronósticos de consumo total de energía por combustible (2020-2050)



Fuente: BP Energy Outlook 2023

### **Incentivos Económicos de la Intervención a Pozos Submarinos**

De acuerdo con Nelson y McLeroy (2014), cuando la producción de un pozo submarino deja de ser rentable, es decir, cuando los costos de recuperación de los hidrocarburos son superiores al valor de los hidrocarburos producidos, un operador tiene tres opciones fundamentales:

1. Realizar una campaña de intervención submarina o utilizar un método de recuperación secundaria o mejorada a gran escala en un esfuerzo por aumentar el gasto de producción de más de un pozo no rentable. Con los grandes yacimientos en aguas profundas que se descubren hoy en día, los operadores y las compañías de servicios están invirtiendo en tecnologías de recuperación mejorada cuyo objetivo no es sólo mejorar el FR, sino duplicarlo. Para esto se deben adquirir datos oportunamente, durante todas las fases de desarrollo del campo. La clave de la recuperación mejorada es un conocimiento detallado del yacimiento en toda su complejidad, junto con su historial de producción. Una vez que esta información es recopilada, procesada y almacenada, el instrumento por el cual se aplicará se llama *intervención*. Y los recursos de aguas profundas representan el premio más grande de todos.
2. Taponar y abandonar el pozo. Si el operador opta por abandonar, dado que el pozo necesita trabajo de intervención para fluir con mayor eficiencia económica, independientemente del propietario, el operador ofertante tendría que vender su participación a un precio con descuento
3. Considerar la venta del pozo

Una intervención económica es probablemente la mejor opción para que el operador obtenga el máximo beneficio, al igual que el mantenimiento preventivo de las instalaciones para mantener el valor de los bienes. Dado que las intervenciones en pozos submarinos suponen un gran costo y requieren una amplia coordinación entre múltiples partes, abordar las intervenciones de forma proactiva garantiza la obtención del máximo beneficio económico de una cartera de proyectos submarinos. Por ejemplo, McGennis (2008) presentó los resultados de dos campañas de intervención de 2002 a 2007 en las **Figuras 24-25**, denominadas Caso 1 y Caso 2. Estos casos prácticos se tomaron de pozos submarinos ubicados en el Reino Unido, en el sector del Mar del Norte, donde el TA promedio es aproximadamente de 2,800 m. Las intervenciones se realizaron con una embarcación CAT A, y duraron en promedio 8.5 días.

Para el Caso 1, la producción adicional de petróleo fue de aproximadamente 720,000 barriles. Considerando un precio promedio de \$58 dólares por barril de julio 2004 a junio 2005, el petróleo recuperado adicional en este caso está valuado aproximadamente en 41.8 millones de dólares. El pozo estuvo cerrado por seis meses sin producir, hasta su entrada en operación después de haberse intervenido. Utilizando una tasa de retorno de 3.5% en un cálculo simple de Valor Presente Neto (VPN), si el pozo se hubiera intervenido en dos meses, un tercio de tiempo, se podían haber logrado ahorros de \$487,000 dólares por día.

En el Caso 2, la producción acumulada de petróleo fue de 345,000 barriles. Con un precio promedio de aproximadamente \$71 dólares por barril de septiembre 2006 a septiembre 2007, el petróleo adicional recuperado está valuado en aproximadamente 24.5 millones de dólares. Siguiendo el mismo procedimiento que en el Caso 1, si el pozo se hubiera intervenido en un tercio de tiempo, se podían haber logrado ahorros de \$484,000 dólares por día.

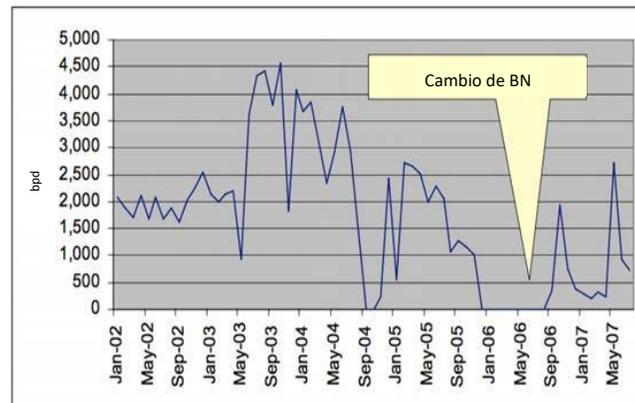
Inicialmente, el ahorro obtenido al reducir el tiempo no productivo (NPT) en los casos 1 y 2 puede no parecer importante; sin embargo, estas mejoras de producción se observan en pozos muy distintos a los actuales en aguas profundas. Los gastos de producción de los pozos submarinos son órdenes de magnitud superiores y sus NPT son mucho más largos.

**Figura 24.** Caso 1 de intervención con incremento posterior en la producción de hidrocarburos



Fuente: McGennis (2008)

**Figura 25.** Caso 2 de intervención con incremento posterior en la producción de hidrocarburos



Fuente: McGennis (2008)

El ahorro derivado de una reducción similar de NPT sería mucho mayor en el ámbito de intervención a pozos submarinos. Así entonces, el análisis financiero indica que un retraso en la ejecución de las intervenciones, definido como el tiempo transcurrido entre la identificación del problema (cambio inesperado o no deseado en la producción) y la aplicación de la solución (entrar físicamente en el pozo) puede resultar demasiado costoso, lo que podría llevar a una situación en la que la intervención dejaría de ser económicamente viable. Un análisis proactivo de decisiones y de riesgos aplicado a la intervención de pozos submarinos permite disminuir el NPT, mejorando así la rentabilidad de los proyectos.

***Riesgos de las intervenciones a pozos submarinos: administrar un portafolio de intervención***

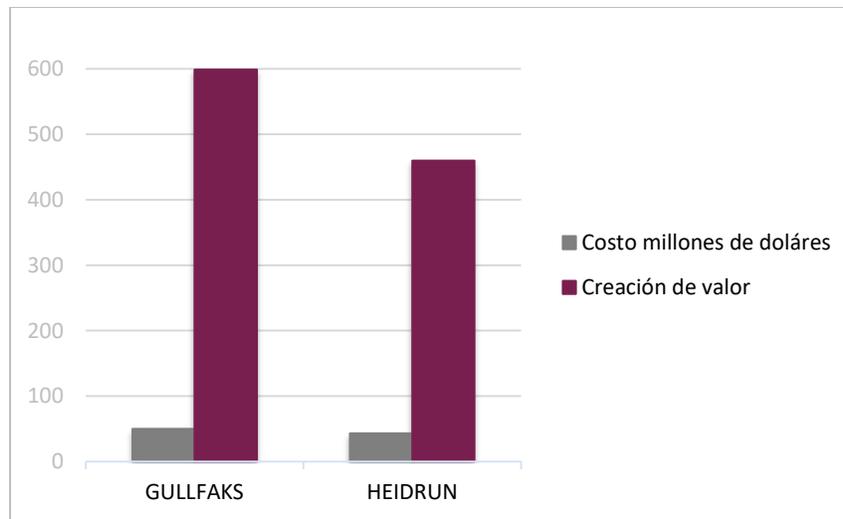
La capacidad de una empresa para evaluar los riesgos es necesaria para tener éxito en ámbitos que presentan gran cantidad de incógnitas, como lo son las intervenciones a pozos submarinos. La planificación de escenarios de intervención con base en análisis de riesgos es un proceso que identifica escenarios futuros, no probables. Estos esfuerzos han creado un valor económico directo al evaluar escenarios específicos y han otorgado a la industria una mayor capacidad para reconocer, interpretar y reaccionar ante el cambio. Karlsen et al. (2013), con base en el mismo estudio de Statoil presentado anteriormente, señalan que las intervenciones planeadas ofrecen aún mejores oportunidades. Statoil, adoptó un enfoque proactivo de intervención llamado "M3" para administrar sus pozos y cree que influye directamente en la producción y recuperación. M3 significa medir (registrar y observar), mantener (aseguramiento de flujo) y maximizar (disparar, estimular, aislar zonas y controlar la producción de agua o gas).

Adoptar este enfoque proactivo significa que:

1. Las estrategias de explotación y desarrollo se afinan a lo largo del ciclo de vida del campo a medida que aumentan los conocimientos.
2. La estrategia de intervención se modifica en función de las necesidades a lo largo del ciclo de vida del campo y ofrece la oportunidad de aplazar o evitar gastos mayores.
3. La intervención preventiva rutinaria minimiza las intervenciones urgentes, reduce el NPT y permite optimizar el uso de la embarcación, los equipos y sistemas de intervención y, por lo tanto, una mejora económica.

En dos campos en concreto, Statoil ejecutó intervenciones para solucionar diversos problemas. El gasto de producción se midió antes y después de las intervenciones y determinaron que el valor creado era más de diez veces superior al costo (**Figura 26**).

**Figura 26.** Costo de las intervenciones frente al valor creado para los campos Gullfaks y Heidrun de Statoil



Fuente: Karlsen et al. (2013)

Ucha (2022) establece que la capacidad de analizar y diagnosticar correctamente o prevenir posibles intervenciones es de suma importancia en la industria, ya que representa reducción de costos de operación, de pérdida de producción y de daño ambiental por alguna falla. Lo anterior principalmente con base en los resultados de los siguientes análisis de riesgos:

- *Reliability, Availability and Maintainability* o RAM (Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad): El análisis RAM es un método ampliamente utilizado para estimar la disponibilidad de funcionamiento de un sistema mediante la evaluación de los modos de falla, las frecuencias y las consecuencias, prestando atención al mismo tiempo al efecto sobre el funcionamiento (HBK, 2024)
- *Failure Mode, Effects and Criticality Analysis* o FMECA (Análisis de Modo de Falla, Efectos y su Criticidad): Es una forma estructurada de identificar y abordar problemas o fallas potenciales, sus efectos y la criticidad de estos en el sistema o proceso antes de que se produzca un evento adverso.
- *Mean Time Between Failures* o MTBF (Tiempo Promedio entre Fallas): Corresponde a la medida de la confiabilidad de un sistema o componente. Es un elemento crucial de la gestión del mantenimiento, ya que representa el tiempo promedio que un sistema o componente funcionará antes de fallar.

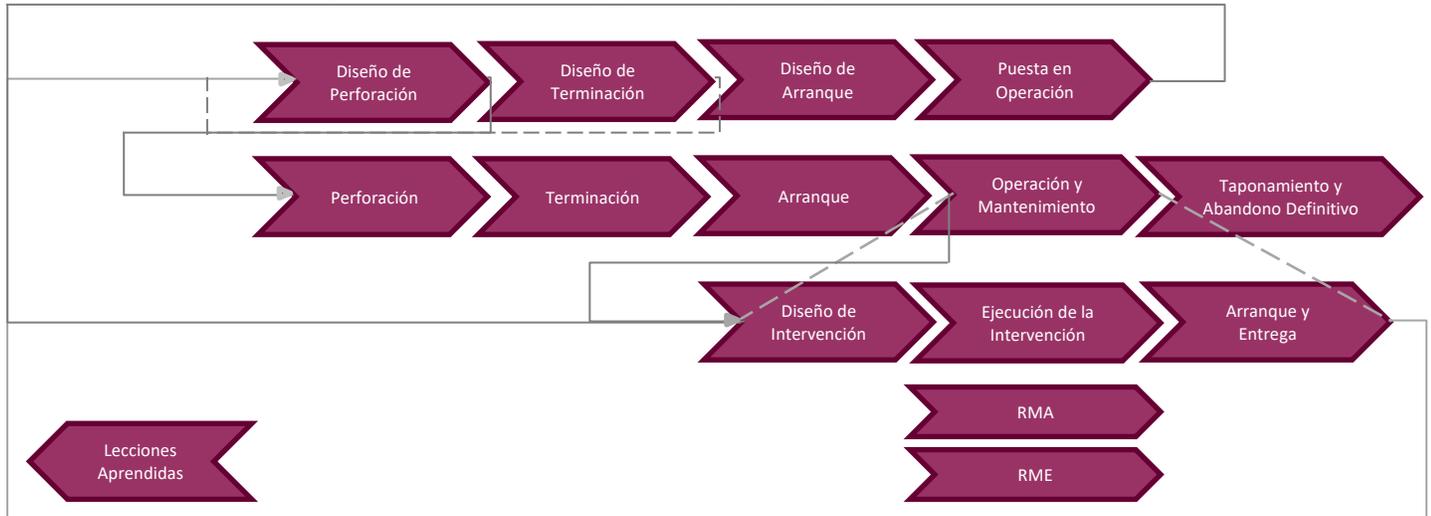
El tiempo de respuesta ante un problema en el pozo y, por lo tanto, la ganancia económica, también se pueden incrementar mediante la creación de un equipo multidisciplinario dedicado a la planeación de escenarios y evaluación de riesgos de intervención a pozos submarinos. Un equipo formado por ingenieros de yacimientos, terminación y operación de pozos podría desarrollar continuamente diferentes escenarios de intervención para el portafolio de un operador. Analizando continuamente los índices de producción, las condiciones del yacimiento, la calidad de los

hidrocarburos producidos y la capacidad de movilización de los equipos. Un equipo especializado en intervenciones a pozos submarinos podría mejorar la capacidad de un operador para reducir el aceite remanente in situ mediante operaciones de intervención eficaces (Nelson y McLeroy, 2014).

Tras experimentar un rápido descenso en la producción en los campos de Omán, la Dirección de Desarrollo Petrolero del Norte de Omán aumentó su actividad de intervención de forma agresiva, duplicando las inversiones en un periodo de 4 años. La División de Servicios a Pozos de la institución gestionó este aumento de actividad bajo la metodología de administración de proyectos utilizada en la industria petrolera, comúnmente conocida como *lecciones aprendidas*. Empleando metodologías similares, un equipo especializado en intervenciones a pozos submarinos podría mejorar el portafolio de intervención de un operador, prediciendo con éxito la necesidad de intervención y ejecutándolas adecuadamente (Aihevba, 2004).

Para Ucha (2022), el enfoque actual del análisis financiero de las intervenciones a pozos supone que el análisis económico aprobado del proyecto campo (nivel global), el cual se realizó utilizando la *Front End Engineering Design* o FEED (Metodología de Diseño de Ingeniería Básica y Conceptual), y a partir de la cual se elaboraron diferentes escenarios tomando en cuenta a su vez diferentes escenarios de inversión incluye las operaciones de intervención a pozos. Estos escenarios tanto económicos como operativos, incluyen el pronóstico de intervención a pozos y la declinación de la producción hasta la fase de abandono. Los análisis económicos de cada intervención obedecen a los lineamientos establecidos, por lo que la rentabilidad se analiza desde el punto de vista del ciclo de vida del proyecto y del pozo también (**Figura 27**).

Figura 27. Administración del proyecto campo a lo largo de su ciclo de vida



Fuente: Ucha (2022)

### Filosofía de Intervención

Bai y Bai (2019) establecen que antes de diseñar las interfaces de un SPS, es necesario elaborar una filosofía de intervención. Normalmente la filosofía de intervención se centra en las siguientes cuestiones:

- ¿Qué tipo de operaciones se realizarán de forma submarina?
- ¿Qué métodos se utilizarán para ejecutar estas operaciones?
- ¿Cuáles son los requisitos para ejecutar las operaciones de intervención?

Para Harrold y Saucier (2003), el diseño de los equipos del SPS no debe limitar la selección de la embarcación durante el comisionamiento o las operaciones de intervención posteriores. La selección de sistemas de intervención optimizados que funcionen tanto en embarcaciones con anclas como en embarcaciones DP permitirá acceder a un mercado de embarcaciones más amplio y ofrecerá la oportunidad de conseguir importantes ahorros en los costos del ciclo de vida del campo.

El éxito y el costo total de una intervención en pozos con XT seco depende en gran medida de la elección del equipo, incluidas las herramientas de fondo de pozo y las unidades superficiales. En el caso de intervenciones a pozos submarinos, la necesidad de una embarcación flotante y sistemas submarinos para acceder al pozo resulta en un incremento del costo total, por lo que la selección apropiada de estos equipos es fundamental desde el punto de vista de Khurana et al. (2003).

Lindland et al. (2003) consideran que los servicios de intervención deben garantizar un entendimiento del yacimiento, el fondo del pozo, el fondo marino y la embarcación para prestar el servicio integral necesario que garantice la solución correcta a los problemas detectados en el pozo/yacimiento.

### **Introducción a Sistemas Submarinos de Intervención a Pozos**

#### ***Riserless Light Well Intervention System o RLWI (Sistema de Intervención Ligera sin Riser)***

Cuando una intervención se realiza con un Subsea Intervention Lubricator o SIL (Lubricador de Intervención Submarina) en lugar de un riser marino, el método de intervención se denomina *Intervención Ligera sin Riser*. El sistema RLWI incluye una sección lubricadora que se utiliza para introducir las sartas de herramientas en el pozo mediante un complejo sistema de sellado y circulación. Dado que no hay riser que se extienda hasta la superficie, sólo se necesita una función de *Emergency Quick Disconnect* o EQD (Desconexión Rápida de Emergencia) en el umbilical de control (Keprate y Mohammed, 2016; Bay, 2019). En la actualidad, la mayoría de los sistemas RLWI disponibles pueden correr herramientas de línea de acero y cable, lo que limita considerablemente el alcance de las operaciones. De acuerdo con Long Ge, Vick, Reed, Ramnarine, Kelley y Boheimer (2023), el sistema RLWI existente, sin modificaciones especiales, no está diseñado para operaciones con TF en aguas abiertas, especialmente en aguas profundas.

Para ampliar el alcance operativo, el sector ha emprendido iniciativas relacionadas con TF sin riser y nueva tecnología de fondo de pozo.

De acuerdo con Morrison (2013), la RLWI se realiza utilizando pequeñas embarcaciones de intervención ligera equipadas con sistemas DP, en lugar de grandes embarcaciones especializadas en intervención. Al prescindir de equipos de perforación y riser, estas embarcaciones reducen los costos y ofrecen mayor flexibilidad en los programas de intervención, lo que facilita las operaciones en pozos submarinos y contribuye a incrementar los factores de recuperación.

***Open Water Intervention Riser System u OWIRS (Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas)***

Para Bay (2019), el *Open Water Intervention Riser System* u OWIRS (Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas) consta de un riser de alta presión, de diámetro pequeño (normalmente de hasta 7-3/8" ID) y un paquete submarino de control de pozos. El paquete submarino de control de pozos incluye:

- a) *Emergency Disconnect Package* o EDP (Paquete de Desconexión de Emergencia), diseñado para desconectarse del pozo y retener los hidrocarburos en el riser mediante la válvula de retención
- b) *Lower Riser Package* o LRP (Paquete Inferior del Riser) con válvulas de corte/arietes para garantizar que haya suficientes barreras de seguridad durante toda la intervención.

Pueden utilizarse herramientas de intervención estándar, como TF, cable y línea de acero, sin embargo, debido al diámetro interno del riser, no puede instalarse ni recuperarse tubería.

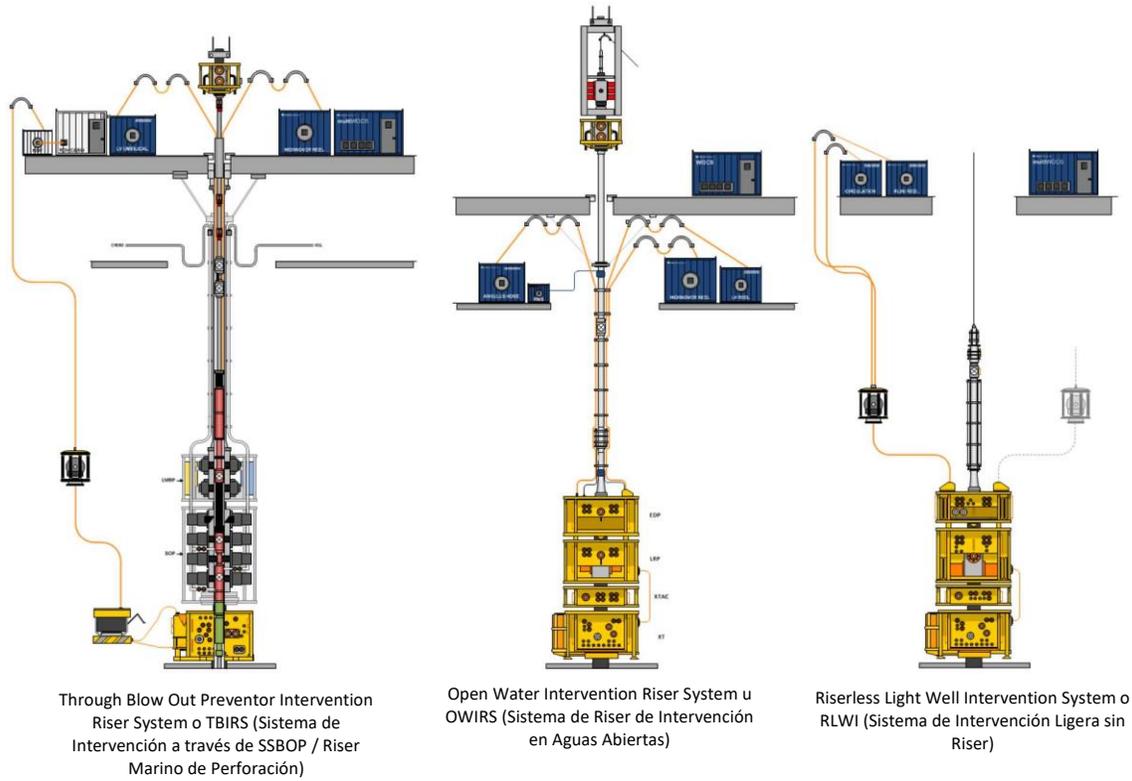
El OWIRS se despliega desde embarcaciones más pequeñas en comparación con las que se utilizan para sistemas convencionales.

***Through Blow Out Preventor Intervention Riser System o TBIRS (Sistema de Intervención a través de SSBOP / Riser Marino de Perforación)***

El *Through Blow Out Preventor Intervention Riser System* o TBIRS (Sistema de Intervención a través de SSBOP / riser de perforación) consiste en un riser marino de perforación de gran diámetro y un SSBOP, a través de los cuáles corre un *Landing String* (LS) convencional que incluye un *Subsea Test Tree* o SSTT (Árbol de Pruebas Submarino). El sistema puede realizar todas las operaciones necesarias en un pozo submarino, incluida la instalación/recuperación de tuberías, y actividades de intervención utilizando herramientas de intervención estándar, como TF, cable y línea de acero. El sistema es capaz de cortar las herramientas de intervención mediante válvulas de corte en el LS (es decir, en el SSTT), aunque también se pueden cortar desde el exterior utilizando los arietes de corte del SSBOP en caso de ser necesario. El sistema puede desconectarse del pozo de manera secuencial, desconectando primero el LS por encima del SSTT y desconectando después la parte superior del SSBOP, el *Lower Marine Riser Package* o LMRP (Paquete Inferior del Riser Marino). La ventaja evidente de estos sistemas de intervención es que se dispone del conjunto completo de herramientas. Sin embargo, el inconveniente inmediato es el tamaño y el peso del equipo, que requiere un equipo de perforación con altos costos de renta diaria. Además, el proceso de despliegue y recuperación es más lento en comparación con las soluciones de intervención más ligeras.

Con base en la clasificación presentada previamente se realizará la descripción de los componentes de cada sistema en el presente trabajo. En la **Figura 28** se puede observar un esquema general de los sistemas submarinos de intervención.

Figura 28. Esquema de sistemas submarinos para intervención a pozos



Fuente: Bay (2019)

## **Tipos de Intervenciones a Pozos Submarinos**

### **Operaciones de Intervención a Pozos Submarinos**

Retomando la definición de Nelson y McLeroy (2014), las operaciones de intervención a pozos submarinos son las actividades realizadas durante la reentrada a un pozo terminado para modificar sus condiciones por presentar una baja en la producción, ya sea entrando físicamente en él para realizar trabajos o bombeando fluidos en su interior. Las operaciones de intervención a pozos varían de un pozo a otro en función de las necesidades y el estado de cada uno, e incluyen una amplia gama de operaciones, tal como lo menciona Dick (2005).

#### ***Operaciones de Bombeo***

Bombear fluidos en un pozo es la forma más simple de intervención. La mejora de la producción se consigue bombeando químicos en el pozo. Este tipo de operación incluye tratamientos ácidos para mejorar el flujo, y el uso de metanol/MEG para inhibir la formación de hidratos. El requerimiento principal para las operaciones de bombeo es una conexión que permita la comunicación hidráulica.

#### ***Operaciones de Mantenimiento del Cabezal / SSXT***

Una operación de mantenimiento de la infraestructura submarina varía enormemente en función del estado del equipo al que se le da servicio y de los procedimientos de mantenimiento recomendados por el fabricante. Dependiendo de la dificultad de la operación, el requisito principal es la comunicación hidráulica.

### ***Operaciones con Línea de Acero***

La línea de acero es un cable de un solo filamento que se introduce en el pozo con la finalidad de transportar herramientas al fondo. Las operaciones con línea de acero incluyen la remoción de arena y parafina, la instalación o recuperación de válvula de tormenta y la instalación de sensores en el pozo para registrar temperatura y presión de fondo (Von Flatern, 2015). Además, la línea de acero puede utilizarse para realizar distintas tareas, entre las que se incluyen registros en modo memoria y calibraciones (Larimore, Fehrmann y White, 1997). Los requerimientos principales para una operación de este tipo son la comunicación hidráulica y un conducto por el que se pueda bajar la línea de acero al interior del pozo.

### ***Operaciones con Cable***

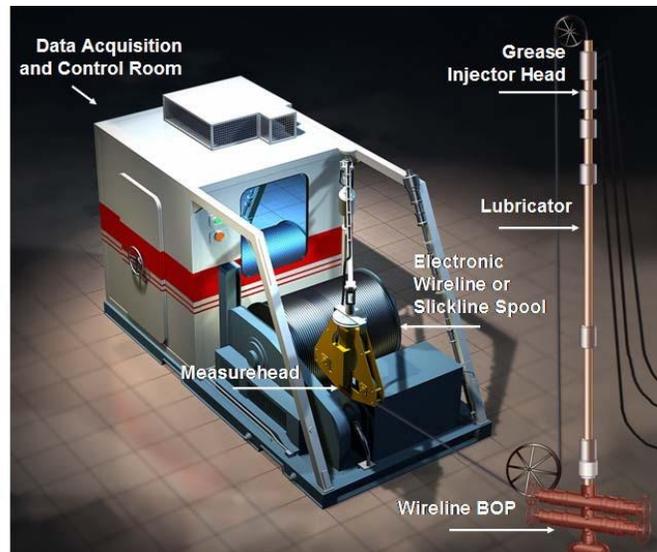
El cable es una versión más compleja de la línea de acero y también transporta herramientas y sensores al fondo del pozo. Para Von Flatern (2015), la ventaja de esta tecnología sobre la línea de acero es que actúa como conducto para la energía eléctrica y la transferencia de datos entre la superficie y las herramientas y sensores de fondo de pozo.

Nelson y McLeroy (2014) señalan que el cable se utiliza comúnmente para operaciones de pesca cuando la línea de acero no es lo suficientemente fuerte para bajar y/o levantar el equipo necesario de forma segura. Puede contener cables aislados, que pueden utilizarse con fines de registros y disparos.

Este tipo de operación requiere de manera general comunicación hidráulica y un conducto para introducir el cable al pozo, de manera particular, los requisitos y configuración del sistema dependen del método de intervención—ligera, mediana o pesada—. A medida que se discutan los diferentes métodos de intervención en el presente trabajo, se describirán los equipos superficiales y submarinos de los sistemas de cable.

La operación de herramientas de línea de acero o cable se lleva a cabo mediante un conjunto de poleas instaladas en la embarcación (**Figura 29**). La línea de acero o cable va del malacate a una polea inferior, que lo redirige hacia arriba, hacia una segunda polea. La polea situada en la parte superior gira el cable 180° y lo introduce en el pozo.

**Figura 29.** Unidad de cable para operaciones costa afuera



Fuente: Khurana et al. (2003)

### ***Operaciones con Tubería Flexible***

Una operación con tubería flexible (TF) consiste en insertar una tubería continua y flexible en un pozo para, al igual que en las operaciones con línea de acero o con cable, transportar diversas herramientas de servicio. Presenta algunas ventajas sobre las técnicas con cable gracias a la posibilidad de bombear químicos directamente al fondo del pozo a través del aparejo de producción. Para Von Flatern (2015), el uso de la TF en aguas abiertas se limita de forma casi exclusiva a operaciones que requieren intervenciones hidráulicas, como el bombeo de lodo de alta densidad para controlar el pozo, estimulaciones o tratamientos de aseguramiento de flujo.

Khurana et al. (2003) consideran que las principales ventajas que ofrece la TF incluyen:

- Mayor velocidad de entrada y salida del pozo, ya que el operador no tiene que detenerse para conectar o desconectar cada tramo de tubería
- Reducción de los tiempos de armado y desarmado
- Posibilidad de circular fluido de manera continua a través de la tubería mientras ésta se introduce o recupera del pozo
- Suministro localizado de tratamientos, lo que aumenta la vida útil del aparejo de producción y evita la contaminación del ácido por incrustaciones en el aparejo.
- Posibilidad de trabajar en pozos bajo presión
- Posibilidad de realizar servicios con cable en pozos altamente desviados y horizontales instalando el cable dentro de la TF, ya que esta última tiene cierta rigidez
- Perforación de pozos con motor de fondo

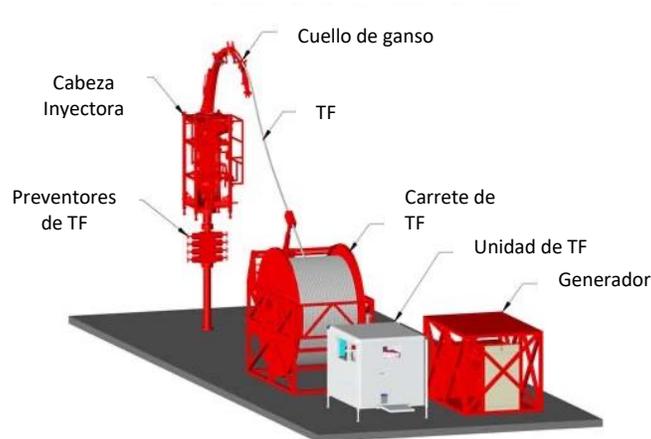
La TF se fabrica a partir de tubos de acero soldados de alta resistencia. Los tubos son lo suficientemente flexible como para enrollarse en un carrete, con diámetros que varían desde  $\frac{3}{4}$ " hasta  $4 \frac{1}{2}$ ". Los componentes del equipo superficial de TF para operaciones costa afuera se observan en la **Figura 30**. La TF se enrolla y desenrolla del carrete utilizando una cabeza inyectora, la cual es accionada hidráulicamente y utiliza una serie de cuñas para sujetar y extraer la tubería del carrete o del pozo a través de un arco guía denominado cuello de ganso. El cuello de ganso dobla la tubería hacia el pozo o hacia el carrete para volver a enrollarla. La TF entra y sale del pozo a través de una conexión *stripper* situada debajo de la cabeza inyectora, el cual proporciona un sello dinámico alrededor de la TF, lo que resulta esencial para introducir y extraer la TF de pozos bajo presión. Un conjunto de preventores de TF entre el stripper y el cabezal del pozo

proporciona funciones de control de presión secundarias y de contingencia. Todo el proceso se supervisa y coordina desde la cabina de control de la unidad de TF. En el centro del carrete, una junta giratoria de alta presión permite bombear fluidos a través de la TF mientras el carrete gira para enrollar o desenrollar la tubería (Varhaug, 2014). El arreglo típico de TF para operaciones costa afuera se observa en la **Figura 31**.

En un ambiente submarino, la TF requiere una conexión hidráulica y un conducto rígido a través del cual pueda llegar al pozo.

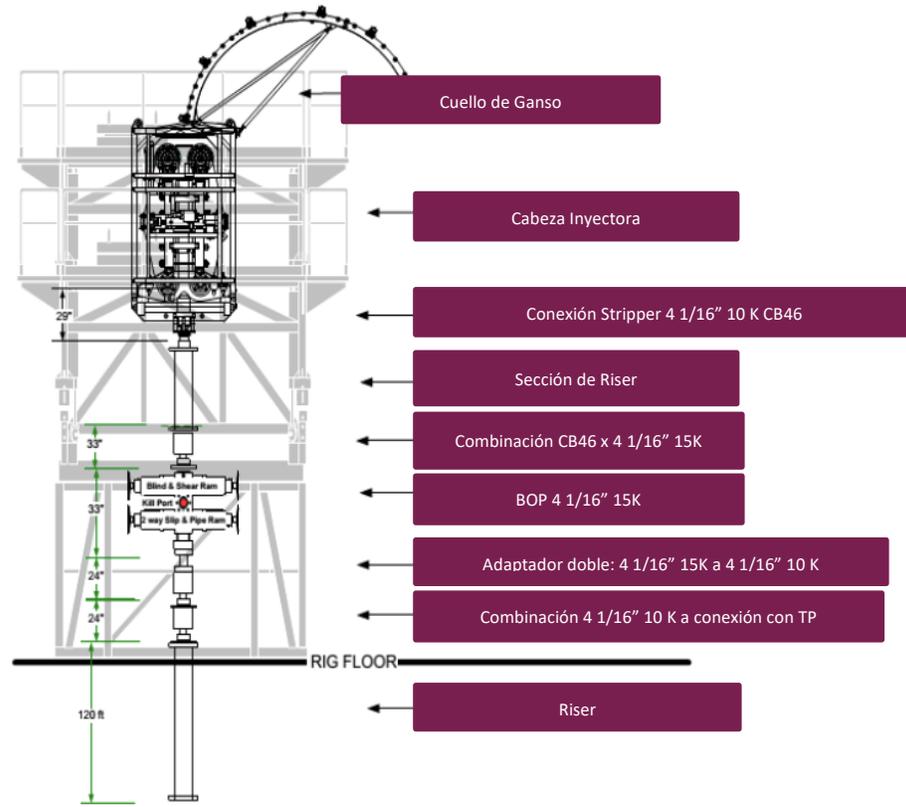
Las unidades superficiaas de TF (**Figura 32**) son unidades autónomas accionadas hidráulicamente.

**Figura 30.** Componentes del equipo superficial de TF para operaciones costa afuera



*Fuente:* Khurana et al. (2003)

Figura 31. Configuración típica de TF



Fuente: Modificado de Rudnik et al. (2014)

Figura 32. Unidad de TF a bordo de la embarcación Island Performer



Fuente: Sbordone et al. (2015)

### ***Operaciones de Snubbing***

El *snubbing*, también conocido como *Hydraulic Workover* u HWO (Reparación Hidráulica), se refiere a la acción de forzar tubería de perforación dentro de un pozo en contra de la presión de este. Las técnicas de intervención en pozos bajo presión, como las de TF o snubbing, utilizan equipos especialmente diseñados para aplicar las fuerzas necesarias, a la vez que sostienen las tuberías y contienen con seguridad la presión y los fluidos del pozo.

Nelson y McLeroy (2014) establecen que las operaciones de snubbing pueden llevarse a cabo en pozos bajo presión. Posee ventajas sobre otras operaciones de intervención en pozos bajo presión, como la TF, debido al poco espacio que ocupa en cubierta, su capacidad para alcanzar grandes profundidades, y su rigidez para aplicar alto peso sobre barrena. Para Khurana et al. (2003), una ventaja de la HWO sobre la TF es que con la HWO se pueden llevar a cabo trabajos más complejos, que implican yacimientos más profundos con presiones más altas. La HWO puede utilizar tuberías de perforación de distinto diámetro y ajustar la longitud de la tubería en función de la profundidad del yacimiento. Por otro lado, las operaciones de HWO son más costosas que las de TF. La decisión de utilizar HWO en lugar de TF depende de los requisitos específicos de la aplicación y de la evaluación económica general. Existen tres categorías básicas:

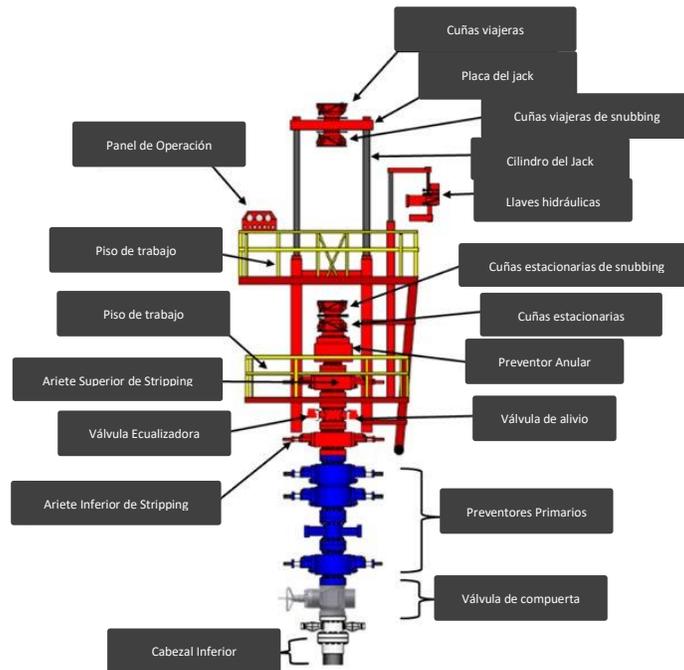
- El snubbing de alta presión consiste en introducir tubería en un pozo bajo presión. En este ámbito, la HWO compite directamente con la TF para realizar trabajos en pozos bajo presión.
- Las unidades hidráulicas de asistencia a equipos de perforación complementan el trabajo realizado por éstas para que el trabajo de intervención resulte mucho más económico. Por definición, una unidad de asistencia no es una unidad autónoma y sólo funciona junto con el equipo de perforación.

- Las unidades de HWO tienen la capacidad de realizar reparaciones mayores y compiten directamente con el trabajo que tradicionalmente realizan los equipos de perforación convencionales. Los trabajos de reparación mayor comúnmente implican la recuperación del aparejo de producción para realizar los trabajos necesarios.

Según Nelson y McLeroy (2014), las unidades modernas de snubbing (**Figura 33**) requieren sistemas hidráulicos complejos y un conducto rígido al pozo.

De acuerdo con Frantz y Tourigny (2022), una unidad de snubbing se utiliza cuando se espera una presión positiva en superficie. La presión positiva en el pozo crea una fuerza contra la sección transversal de la tubería al introducirla y extraerla del pozo. Esta fuerza ascendente se denomina empuje. Esta fuerza se ve contrarrestada por el peso de la tubería y el fluido que contiene. En el sector del snubbing se utiliza el término *tubería ligera* cuando el empuje (presión en boca de pozo y flotabilidad) es mayor que el peso de la tubería y *tubería pesada* cuando el empuje es menor que el peso de la tubería. Existe un breve período de transición entre estos fenómenos. La tubería contiene válvulas de contrapresión dobles, de manera que, toda el área de la sección transversal está expuesta a la fuerza ascendente. Mientras se introduce la tubería en el pozo, se llena con fluido cada 50 juntas aproximadamente.

Los componentes principales de una unidad hidráulica son; *jack* hidráulico, torre, cuñas móviles y estacionarias, preventores primarios y secundarios, una mesa rotaria, mordazas eléctricas y un circuito de equalización y despresurización (**Figura 33**).

**Figura 33.** Unidad superficial de snubbing.

*Nota:* Modificado de Frantz y Tourigny (2022)

Al introducir y extraer tubería de un pozo bajo presión, se utilizan cuñas para sujetarla. Una vez que las cuñas muerden la tubería, se utiliza el jack para introducirla o sacarla del pozo. El proceso es relativamente rápido y consiste en que mientras un conjunto de cuñas muerde la tubería otro conjunto se abre y el jack mueve la tubería. Las unidades de snubbing mueven la tubería dentro y fuera del pozo sin que se escapen fluidos. Este proceso se denomina *stripping*, que consiste en mover la tubería a través del preventor anular cerrado. Un elemento de sellado de caucho extruido mantiene la presión por debajo, pero permite que la tubería se mueva a través de él, como se muestra en la **Figura 34**.

**Figura 34.** Elemento de sellado de caucho extruido alrededor de la tubería y carcasa metálica del preventor anular



Fuente: Frantz y Tourigny (2022)

Debajo del preventor anular, se encuentran las barreras de control secundarias (arietes) superior e inferior que se utilizan en situaciones en las que las presiones en boca de pozo superan los 3,000 psi (**Figura 35**). Cabe destacar que la mayoría de los sistemas de TF sólo manejan de forma segura hasta 3,000 psi en boca de pozo. Los arietes de stripping contienen un inserto de teflón que permite extraer la tubería a través de ellos manteniendo el sello. Este proceso se denomina en inglés *Ram to Ram Stagging*, y se utiliza para mover herramientas o conexiones de tuberías arriba o abajo de un preventor cerrado. La conexión de la tubería no pasará a través del preventor cerrado, por lo que los arietes de stripping deben abrirse en serie mediante válvulas de ecualización y despresurización para permitir que la conexión entre o salga del pozo.

**Figura 35.** Ariete de stripping con inserto de teflón y ariete de seguridad



Fuente: Frantz y Tourigny (2022)

### ***Operaciones de Recuperación del Aparejo de Producción***

La recuperación del aparejo de producción se refiere a sacar y remplazar la bola colgadora y el aparejo, usualmente debido a la disminución de su rendimiento. Es una operación costosa debido a la complejidad del procedimiento. Normalmente, la recuperación del aparejo de producción se lleva a cabo en pozos maduros o en aquellos en los que su integridad está seriamente comprometida debido al cambio de las condiciones del yacimiento, lo cual requiere re-terminar el pozo. El principal requisito para la recuperación de aparejo de producción es el acceso completo al pozo.

### **Métodos de Intervención a Pozos Submarinos**

Retomando la definición de Suresh et al. (2015), los métodos o técnicas de intervención a pozos submarinos son los medios utilizados para conectarse físicamente al pozo y pueden variar desde intervenciones ligeras hasta intervenciones pesadas.

En la Plataforma Continental Noruega, la mayoría de las intervenciones se clasifican de la siguiente manera:

A- Operaciones con cable

B- Intervenciones con *Completion/Workover Riser* o *Riser C/WO* (Riser de Terminación /Intervención).

C- Operaciones con equipo de perforación, riser marino de perforación y SSBOP.

Nelson y McLeroy (2014) identifican tres métodos de intervención:

1. Riserless Well Intervention o RLWI (Intervención Ligera sin Riser)
2. Intervention Riser System o IRS (Sistema de Riser de Intervención)
3. SSBOP

Finalmente, Zijderveld, Tiebout, Hendriks y Poldervaart (2012) identifican 3 categorías de intervención:

- I. Intervención Ligeras (También conocida como tipo I o clase A en la literatura): Las intervenciones ligeras pueden llevarse a cabo utilizando una variedad de sistemas que pueden desplegarse desde distintos tipos de embarcaciones.
- II. Intervención Mediana (También conocida como tipo II o clase B en la literatura): Los requerimientos de la intervención mediana son generalmente más especializados que los de la intervención ligera. Algunos están relacionados con cuestiones de producción, mientras que otros se refieren a cuestiones de integridad.
- III. Intervención Pesada (También conocida como tipo III o clase C en la literatura): La definición tradicional de intervención pesada comúnmente se asocia al uso de equipos de perforación.

Con base en las definiciones anteriores, a continuación, se presentan los diferentes métodos/técnicas de intervención a pozos submarinos.

### **Intervención Ligeras**

Las intervenciones ligeras describen las operaciones que pueden realizarse dentro o a través del SSXT y el aparejo de producción, es decir, operaciones con cable y línea de acero para llegar al fondo del pozo (Lindland et al, 2003; Von Flatern, 2015).

Estos sistemas permiten limpiar arenas, parafinas, hidratos u otras sustancias que pueden ocasionar bloqueos y reducir o detener por completo la producción. Las intervenciones ligeras también se realizan para cambiar o ajustar el equipo de fondo de pozo, como válvulas, y para recopilar datos de presión, temperatura y gasto.

Entre las distintas aplicaciones que se pueden realizar con RLWI se encuentran registrar; re disparar el pozo; colocar tapones mecánicos para aislar intervalos; detectar fugas en el aparejo y/o TR e inspeccionar el equipo instalado en el pozo.

Las siguientes son aplicaciones de intervención ligera.

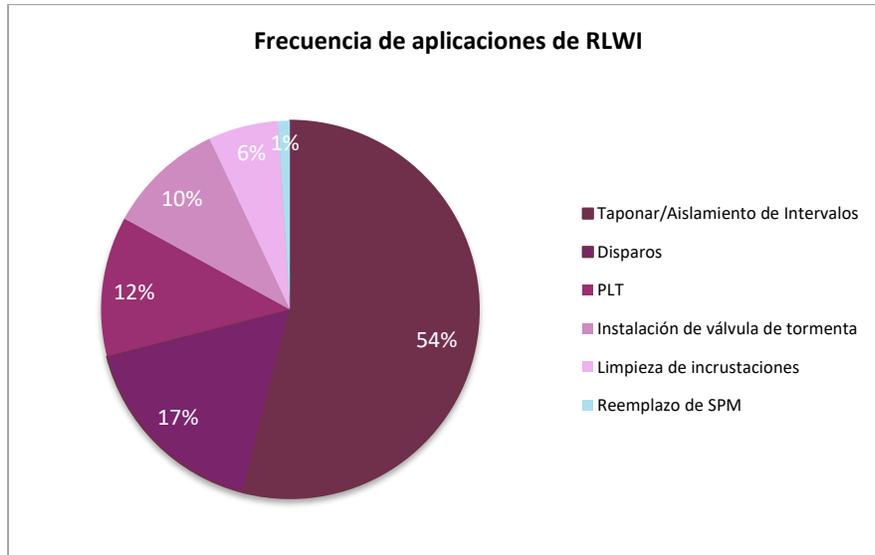
- Registros de producción y disparos: Diagnóstico del yacimiento, producción en nuevos intervalos o apertura de disparos obstruidos.
- Desplazamiento de fluidos: Circulación de fluidos, como nitrógeno, para inducir o para mejorar las propiedades de transporte y flujo del yacimiento.
- Limpieza de pozo: Limpieza de restricciones de flujo, como arena e incrustaciones.
- Colocación de tapones mecánicos: Se utiliza para aislar zonas y controlar la producción de agua o gas.

En 2017, FMC reportó que las aplicaciones típicas de RLWI incluyen:

- Aislamiento de intervalos
- Disparos
- Registros de producción
- Limpieza mecánica de incrustaciones
- Limpieza de pozo
- Inspección/reparación
- Reemplazo de mandriles de BN
- Operación de camisas/válvulas de fondo de pozo
- Registro de calibración
- Pesca con cable
- Abandono temporal de pozos submarinos

La frecuencia de ejecución de las aplicaciones anteriores se ilustra en la **Figura 36**.

**Figura 36.** Frecuencia de ejecución de aplicaciones de RLWI



Fuente: FMC (2017)

En la **Tabla 1** se enuncian las principales ventajas y desventajas de la tecnología de intervención ligera de FMC.

**Tabla 1.** Principales ventajas y desventajas de la intervención ligera

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema y embarcación de intervención ligeros.</li> <li>• Rápida movilización, despliegue y desplazamiento entre pozos.</li> <li>• 80-90% operaciones con cable.</li> <li>• El uso de la embarcación para diferentes actividades incrementa la rentabilidad de la intervención.</li> <li>• La capacidad de TA permite intervenir el 95% de los pozos submarinos existentes en el mundo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Número limitado de stacks submarinos en el mundo.</li> <li>• Volumen limitado de fluido de inyección para control del pozo.</li> <li>• No puede ejecutar operaciones con TF (Actualmente).</li> <li>• No puede ejecutar operaciones de recuperación de aparejo (Actualmente).</li> <li>• No todos los operadores conocen la tecnología ni las posibilidades de servicio.</li> </ul>

Fuente: FMC

### ***Intervención Mediana***

Suresh et al. (2015), establecen que las intervenciones medianas son más especializadas que las ligeras. Se utilizan cuando se requieren operaciones más complejas, como operaciones con TF. Para Khurana et al. (2003), la intervención mediana consiste en realizar operaciones con TF a través de un IRS desde una embarcación de intervención de mayor capacidad que la que se utiliza para desplegar sistemas RLWI, o desde un equipo de perforación semi-sumergible.

Dado que el riser de intervención enlaza directamente la embarcación y el cabezal submarino del pozo durante la intervención, pueden realizarse diversas operaciones con TF y cable. La TF es uno de los métodos de intervención preferidos, ya que permite la circulación de fluidos y la inyección de químicos, lo que hace que un IRS sea muy valioso para este tipo de operaciones. En cambio, cuando se realizan intervenciones con cable, el IRS puede resultar no rentable, pues las intervenciones podrían realizarse a menor costo utilizando un sistema RLWI.

Según Zijderveld, Tiebout, Hendriks y Poldervaart (2012), los siguientes son ejemplos de intervención mediana: reparación de fugas en TR; pescas; limpieza de parafina, hidratos y asfaltenos; P&A; cementación forzada/colocación de TXC; control de arena/empaquete de grava; reparación de válvula de tormenta y control de la producción de agua.

En última instancia, los costos y riesgos asociados a la utilización de este método están relacionados con la embarcación seleccionada para llevar a cabo las operaciones; el uso de embarcaciones pequeñas equipadas con IRS en entornos de AP puede ser poco confiable y el uso de una embarcación más grande puede tener el mismo costo que una *Mobile Offshore Drilling Unit* o MODU (Unidad Flotante de Perforación Costa Afuera) equipada con un sistema convencional de intervención que permite el acceso completo al pozo.

### ***Intervención Pesada***

De acuerdo con Lindland et al. (2003), por intervenciones pesadas se entienden normalmente las operaciones que requieren el uso de un SSBOP, comúnmente de 18 1/4", para controlar la presión. Se utiliza una MODU equipada con sistema convencional de riser marino de perforación y SSBOP conectado al cabezal submarino/SSXT para acceder al pozo. Para ejecutar intervenciones pesadas puede ser necesario recuperar el SSXT –dependiendo el tipo– y otras barreras de presión para tener acceso completo. En intervenciones que no son a través del aparejo de producción, el pozo debe controlarse previo a y durante la intervención, con lodo de alta densidad, el cual ejerce una presión hidrostática mayor a la presión de poro de la formación.

El uso específico de una MODU para intervenciones pesadas se debe a la necesidad de manejar cargas pesadas para desinstalar y volver a instalar los equipos de terminación del pozo. Algunas veces, el objetivo es sustituir los equipos dañados o desgastados, para posteriormente re-terminar el pozo. Otras veces, se realizan reparaciones mayores para adaptar la terminación a las condiciones del yacimiento, las cuales han cambiado como resultado de la producción. Estos cambios pueden incluir el inicio de la producción de agua y/o arena o la declinación de la presión. Suponiendo que el yacimiento tiene reservas con potencial económico, se pueden realizar ajustes para controlar la producción de agua, implementar equipos de control de arena o sistemas artificiales de producción.

El riser extiende efectivamente el pozo hasta la superficie, lo que permite utilizar todas las operaciones de intervención disponibles. Sin embargo, normalmente se llevan a cabo operaciones de remplazo del aparejo de producción, cambio de bola colgadora y side-tracks (Suresh et al, 2015).

Zijderveld et al. (2012) establecen que los siguientes son ejemplos de intervención pesada: remplazo del empacador; implementación de sistema artificial de producción; control de arena en pozos horizontales, remplazo del aparejo de producción; *side-tracks* y remplazo de SSXT. Lindland et al. (2003) señalan que estas aplicaciones cambiarán con el tiempo a medida que se desarrollen las capacidades de los sistemas más ligeros.

La principal ventaja de la intervención pesada es el acceso total al pozo, aunque tener que utilizar una MODU en un proyecto aumenta significativamente los costos, pues las tarifas diarias en AP pueden superar los 500 mil dólares al día, puede causar un NPT prolongado y tiene problemas de seguridad operativa y medioambientales bien definidos.

En la **Tabla 2** se presentan las principales ventajas y desventajas de la intervención mediana/pesada.

**Tabla 2.** Principales ventajas y desventajas de la intervención mediana/pesada

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acceso total al pozo</li> <li>• La profundidad está limitada únicamente por la capacidad de la embarcación.</li> <li>• Capacidad total de bombeo.</li> <li>• Pueden realizarse todas las operaciones de intervención.</li> <li>• Pueden correrse/recuperarse terminaciones.</li> <li>• Tecnología bien conocida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altas tarifas diarias y altos costos globales.</li> <li>• La embarcación necesita reconfigurarse/adaptarse para las operaciones de intervención.</li> <li>• Los altos costos de movilización impactan en la rentabilidad de la intervención.</li> <li>• Mayor tiempo de despliegue de los equipos.</li> <li>• La embarcación no es capaz de perforar mientras se utiliza para intervenir.</li> </ul>

Fuente: FMC

Los rápidos avances tecnológicos han hecho que la mayoría de los proyectos que antes requerían un riser, ahora puedan realizarse con sistemas RLWI. Además, debido al poco peso de las equipos y herramientas, los sistemas RLWI son intrínsecamente más seguros y tienen una huella de carbono mucho menor que los métodos de intervención convencionales. Como resultado, la intervención ligera se está convirtiendo en un método de intervención más rutinario, con una mejora continua de la eficiencia operativa.

Con base en las aplicaciones de intervención descritas anteriormente por distintos autores y Ucha (2022), se presentan en la **Tabla 3**, las aplicaciones de cada método de intervención. Además de una breve comparación de duración y costo por método.

**Tabla 3.** Resumen de métodos y aplicaciones de intervención.

Reparación menor o intervención ligera (Light Intervention)	Reparación menor o intervención mediana (Medium Intervention)	Reparación mayor o intervención pesada (Heavy Intervention)
Operaciones con cable y línea de acero	Operaciones con TF, cable y línea de acero	Reparaciones mayores
Comparación: 9- 15 días 150,000-200,000 dólares /día Operaciones <ul style="list-style-type: none"> <li>• Registros de producción</li> <li>• Re-disparos</li> <li>• Cambio de intervalo</li> <li>• Colocación y remoción de tapones mecánicos</li> <li>• Cancelación de válvula de tormenta.</li> <li>• Recuperación de mandriles de BN</li> <li>• Limpieza mecánica de arenas, parafinas e incrustaciones.</li> </ul>	Comparación: 9- 15 días 150,000-300,000 dólares /día Operaciones <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ligera + Intervenciones a líneas de descarga de pozos</li> <li>• Comisionamiento y arranque de pozos</li> <li>• P&amp;A</li> <li>• RBEC</li> <li>• Cementaciones forzadas, acidificaciones y fracturamiento</li> <li>• Limpieza de arenas, parafinas e incrustaciones.</li> <li>• Control de agua en intervalos productores</li> <li>• Reparación de fugas en TR</li> </ul>	Comparación: 15-25 días 360,000-480,000 dólares /día Operaciones <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mediana + Cambios de aparejo</li> <li>• Profundizaciones</li> <li>• Side Track</li> <li>• Cambio de SSXT</li> <li>• Control de arena</li> <li>• Implementación de SAP</li> </ul>

### **Compatibilidad de Métodos y Operaciones de Intervención a Pozos Submarinos**

En 2014, Nelson y McLeroy determinaron la compatibilidad entre métodos y operaciones de intervención, la cual depende de los requerimientos técnicos de la operación y de la rentabilidad económica del método. En la determinación básica de compatibilidad, se tomaron en cuenta las siguientes características del método y de la operación:

- La intervención pesada por utilizar una MODU, exige las tarifas diarias más elevadas, por lo que queda reservada para cuando se requiere un acceso total al pozo.
- La intervención mediana es la más adecuada para operaciones con TF cuando se requiere un conducto rígido; sin embargo, normalmente es más cara y compleja que una operación con cable.
- La intervención ligera sin riser es el método más rentable para operaciones con cable.
- Existen retos técnicos que no permiten que embarcaciones de intervención ligera realicen operaciones con TF. Proyectos de investigación y desarrollo se están llevando a cabo para permitir la utilización de TF sin un IRS.

Cada combinación tiene designado un nivel de compatibilidad (**Tabla 4**). El verde indica que el método y la operación son técnicamente compatibles y económicamente viables. El rojo indica que utilizar un método con una operación en específico puede resultar no rentable o técnicamente no viable. El amarillo indica que la operación puede realizarse con determinado método, pero existen actualmente alternativas más rentables o seguras.

**Tabla 4.** *Compatibilidad entre métodos y operaciones de intervención a pozos submarinos*

		Método		
		RLWI	OWIRS	CWOR/TBIRS
Operación	Bombeo			No rentable
	Mantenimiento del Cabezal Submarino/ SSXT			No rentable
	Cable			No rentable
	Tubería Flexible	Técnicamente no viable		
	Snubbing	Técnicamente no viable		
	Recuperación del Aparejo de Producción	Técnicamente no viable	Técnicamente no viable	

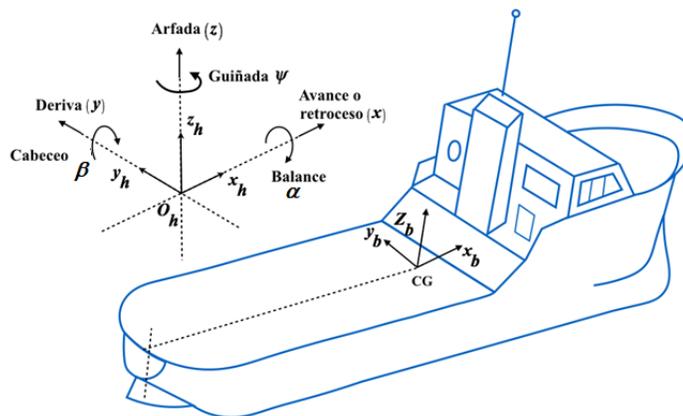
Fuente: Nelson y McLeroy (2014)

## Embarcaciones de Intervención a Pozos Submarinos

### Generalidades de Embarcaciones de Intervención

La embarcación representa en las operaciones de intervención, una plataforma estable desde la que tienen lugar las operaciones. Bai y Bai (2019) señalan que, en términos generales, una embarcación no es más que una plataforma estable que soporta el equipo específico para realizar las operaciones en AP y AUP. Como se mencionó previamente, la embarcación debe ser capaz de soportar el equipo superficial necesario para la operación y ser capaz de manejar el sistema submarino según el método de intervención.

Figura 37. Notación de los movimientos de una embarcación



Fuente: Hidalgo, Blanco-Ortega, Ocampo, Leyva, Alcocer y Abúndez-Pliego (2018)

Los requisitos fundamentales de la embarcación describen los elementos necesarios para garantizar su funcionamiento básico y seguridad. Comprenden:

- Flotabilidad: La embarcación puede permanecer a flote y estable una vez que se inundan uno o más espacios diseñados para ello. La embarcación debe ser flotante independientemente de la condición de carga. Puede haber cuatro condiciones de flotabilidad para la embarcación: posición vertical, trimado, escora y una combinación de éstas.
- Resistencia en alta mar: La embarcación puede permanecer segura mientras navega u opera en el mar, aun estando expuesta a fuerzas y momentos de gran magnitud generados por el viento, olas y corrientes.
- Estabilidad: La embarcación puede volver a su posición inicial de equilibrio una vez que han desaparecido las fuerzas o momentos ejercidos sobre esta.
- Maniobrabilidad: La embarcación mantiene una dirección constante de navegación o cambia de dirección únicamente a voluntad del piloto.
- Velocidad: Capacidad de velocidad de la embarcación a la potencia nominal del motor principal.

Los requisitos funcionales de la embarcación describen los elementos críticos necesarios para realizar la intervención. Así entonces, los requisitos funcionales de la embarcación dependen del método de intervención seleccionado. De manera general los requisitos funcionales de una embarcación son los siguientes (Avery et al, 2021; Crawford y Still, 2010):

- Espacio de cubierta libre: Debe ser el adecuado para colocar todo el equipo necesario para intervenir los pozos, permitir el acceso fácil y seguro para trabajar y desembarcar materiales.
- Capacidad de carga variable: Debe ser adecuada para soportar todo el equipo necesario de forma rentable y sin usar embarcaciones adicionales.
- Capacidad de los equipos de maniobras e izaje.
- Requerimientos de *Remote Operated Vehicle(s)* o ROV (Vehículo(s) Operado(s) Vía Remota): Hangar para ROV y su respectivo *Launch and Recovery System* o LARS (Sistema Integrado de Lanzamiento y Recuperación).
- Capacidad de alojamiento: Debe ser el adecuado para el número de personas necesarias para ejecutar las operaciones y los servicios asociados, así como espacio suficiente para conferencias y reuniones que permitan al personal coordinar todas las funciones de la operación.
- Velocidad de tránsito: La velocidad de tránsito se ha vuelto importante debido a largas distancias a medida que los campos se desarrollan en aguas cada vez más profundas.
- Requerimientos DP: El uso de embarcaciones con sistema DP es necesario en las operaciones de intervención para reducir el cabeceo y el balanceo, lo cual mejora las condiciones operativas (ver Anexo 1. Misceláneos).

- *Moon Pool*: El moon pool es una abertura en la base del casco que permite bajar los equipos y herramientas necesarias para la operación, además de proporcionar resguardo y protección para que las operaciones puedan llevarse a cabo en condiciones seguras. Debe estar en el centro de la embarcación para minimizar el movimiento de las herramientas tanto como sea posible.
- Almacenamiento y manejo de fluidos: Sumamente importante para efectuar el control del pozo, mantenerlo en condiciones seguras, sin daño a la formación productora.
- Sistemas de detección de gas y contra incendio.
- Sistemas de comunicación: Debido al número de operaciones que se realizan, deben funcionar en conjunto.

Las operaciones deben realizarse en los plazos establecidos y de manera segura, teniendo en cuenta todas las limitaciones del sitio donde se encuentra el pozo: condiciones meteorológicas, condiciones del fondo marino y visibilidad, y otras limitaciones (anclas, estructuras submarinas, etc.).

El sistema de maniobras en cubierta y los equipos de izaje de la embarcación deben estar diseñados para controlar y evitar los movimientos pendulares de los equipos submarinos durante su descenso hasta el fondo marino. Además de tener en cuenta los criterios de instalación y las limitaciones de las estructuras del barco, especificadas por los diseñadores y astilleros, y los códigos nacionales y reglamentos de las sociedades clasificadoras (ver Anexo 1. Misceláneos).

### **Selección de la Embarcación de Intervención**

Khurana et al. (2003) señalan que, para seleccionar una embarcación de intervención, es esencial entender tanto el enfoque tradicional de intervención en pozos submarinos, que utiliza un riser marino de perforación, como el método alternativo de intervención sin riser.

#### ***Enfoque Tradicional***

Tradicionalmente, el sistema submarino de intervención ha empleado un riser marino de perforación que proporciona acceso directo desde la superficie al equipo de intervención. El riser extiende el pozo hasta la superficie, permitiendo el acceso completo al mismo con el diámetro necesario y a la presión máxima de trabajo. El sello de presión dinámica entre el ambiente y el pozo se encuentra en la embarcación, la cual debe ser estable en las condiciones marítimas locales y contar con un sistema de manipulación capaz de manejar grandes paquetes de intervención y tuberías articuladas. Normalmente, se elige una MODU para realizar las operaciones, incluso cuando no se requiere un equipo de perforación convencional. Las MODU son elegidas porque tienen la capacidad de manejar risers C/WO utilizando el mismo equipo que emplean para su sistema de riser marino de perforación. La utilización de una MODU para la intervención a pozos submarinos es motivada por la disponibilidad en campo entre los programas de construcción de pozos. Tal vez la razón más importante por la que se utilizan las MODU para la intervención a pozos submarinos, es la capacidad de cambiar el alcance del trabajo a mitad de la operación si la situación en el fondo del pozo resulta ser diferente de la prevista. Esta situación es relativamente frecuente, dada la profundidad de los pozos submarinos y la consiguiente falta de información de fondo de pozo. Las MODU, cuya función principal es la construcción de pozos, no son adecuadas para muchas operaciones de intervención, ya que sólo se utiliza una pequeña parte de su capacidad total. Pueden ser más lentas y costosas que una unidad adecuada. Además, a bordo de estas

embarcaciones se instalan temporalmente equipos superficiales para intervenir los pozos, como los equipos de cable y TF, lo que reduce la eficiencia global de la intervención debido al NPT necesario para instalarlos, interconectarlos y desinstalarlos.

### ***Enfoque Alternativo***

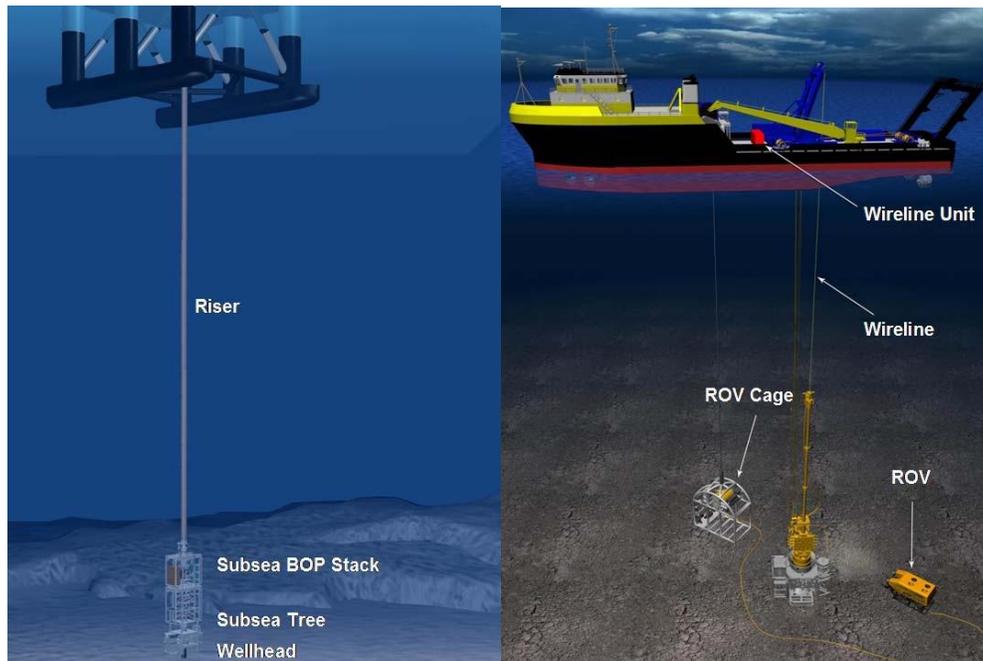
La utilización de embarcaciones flotantes que no son MODU y que no disponen de sistemas de riser marino de perforación, se reconoce como un enfoque alternativo para la intervención a pozos submarinos. Este enfoque pretende optimizar el uso del método intervención, con una embarcación flotante con capacidades específicas de intervención. El objetivo es conseguir tarifas diarias considerablemente inferiores a las de una MODU. Sin embargo, esta reducción suele tener como desventaja menor capacidad de intervención. La **Figura 38** muestra una intervención convencional a un pozo submarino desde una embarcación flotante y un ejemplo de intervención utilizando el enfoque alternativo.

La selección de la embarcación debe realizarse al inicio del diseño de la intervención para permitir que se lleven a cabo las evaluaciones de ingeniería apropiadas para garantizar una integración satisfactoria del sistema de intervención en la embarcación.

Las limitaciones del sistema de intervención y la respuesta de la embarcación DP con respecto a los eventos de pérdida de la posición –es decir, la velocidad de deriva o alejamiento– deben comprenderse en su totalidad para permitir el establecimiento de procedimientos operativos.

Se deben realizar *Hazard Identification Studies* o HAZID (Estudios de Identificación de Riesgos) y *Hazard and Operability Studies* o HAZOP (Estudios de Riesgo y Operatividad) en las fases oportunas del proyecto para garantizar que se adoptan los procedimientos operativos y de diseño correctos (Harrold y Saucier, 2003; Lindland et al, 2003).

**Figura 38.** Enfoque convencional (izq.) y alternativo (der.) de intervención



Fuente: Khurana et al. (2003)

A continuación, se presentan solo algunos de los factores que deben considerarse durante el diseño de un sistema de intervención que se desplegará de una embarcación DP, así como durante el proceso de selección de esta última para ejecutar las operaciones de intervención a pozos submarinos de manera segura tal como lo establecen Harrold y Saucier (2003).

### ***Incidentes de pérdida de posición***

La probabilidad y las consecuencias asociadas a incidentes de pérdida de la posición es uno de los riesgos más importantes que debe cuantificarse para obtener una especificación adecuada de los equipos y el desarrollo de procedimientos operativos. La frecuencia de un incidente de pérdida de la posición depende de la confiabilidad del sistema DP y del tiempo de exposición durante el cual la embarcación está conectada al pozo. A lo largo de la operación de intervención se utilizarán diversos paquetes de intervención, cada uno con un tiempo de exposición distinto y un nivel de riesgo asociado en función del tipo de operación que se ejecute. Por lo tanto, no es

apropiado asumir que las recomendaciones generalizadas cubrirán todos los paquetes de intervención y procedimientos operativos.

El rendimiento y la confiabilidad de los sistemas DP utilizados en los equipos semi-sumergibles y monocasco han mejorado hasta el punto en el que, un incidente de pérdida de posición que requiera la desconexión del riser no debería ocurrir más que una vez cada diez años. Estos datos pueden utilizarse para predecir la frecuencia de los incidentes de pérdida de posición que podrían ocurrir durante las actividades de intervención.

### ***Gestión del watch circle o círculo operativo***

Las embarcaciones DP operan con un sistema de círculo operativo, el cual está basado en los colores de las luces de un semáforo. La zona de funcionamiento normal se designa como zona verde. La embarcación se desplaza a través de la zona amarilla y entra en la zona roja cuando alcanza una desviación inaceptable con base en el límite máximo permisible de tensión del riser. El límite de la zona roja debe establecerse para proporcionar tiempo suficiente para la toma de decisiones y para permitir el *Emergency Shut Down System* o ESD (Sistema de Cierre por Emergencia) y la desconexión segura del pozo. El tiempo permitido en las zonas amarilla y roja depende de la velocidad con la que la embarcación se aleje del pozo en comparación con el tiempo necesario para que el sistema de intervención complete el ESD. El objetivo es incrementar la tolerancia del desplazamiento de la embarcación en las zonas verde y amarilla, para que el sistema de intervención no tenga una envolvente operativa demasiado restringida. Por lo tanto, es fundamental comprender las limitaciones del sistema de intervención y cómo se relacionan con la respuesta de la embarcación ante la pérdida de la posición. Una evaluación detallada debe llevarse a cabo cada vez que se quiera integrar el sistema de intervención con una nueva embarcación. Deben realizarse estudios exhaustivos de análisis estructural e hidráulico del sistema de

intervención, con la finalidad de determinar los límites de tensión permisible del riser y el tiempo de ESD, respectivamente. Los resultados de estos estudios deben compararse con las respuestas operativas y ambientales de la embarcación, para establecer un plan de gestión del círculo operativo. Puede ser necesario realizar modificaciones considerables a un sistema de intervención existente, con el fin de hacerlo compatible con la embarcación seleccionada y evitar un círculo operativo demasiado restringido. También debe tomarse en cuenta que, el tipo de operación de intervención afectará los límites del círculo operativo y a la gestión resultante del riser. Por ejemplo, una embarcación durante operaciones de TF requerirá límites de desplazamiento más estrictos para las zonas verde y amarilla, en comparación con los que se requieren durante pruebas de flujo. La secuencia de ESD en una operación con TF llevará más tiempo que en una prueba de flujo, pues se necesitan más cierres de ariete/válvulas para cortar la TF y asegurar el pozo.

### ***Filosofía de ESD***

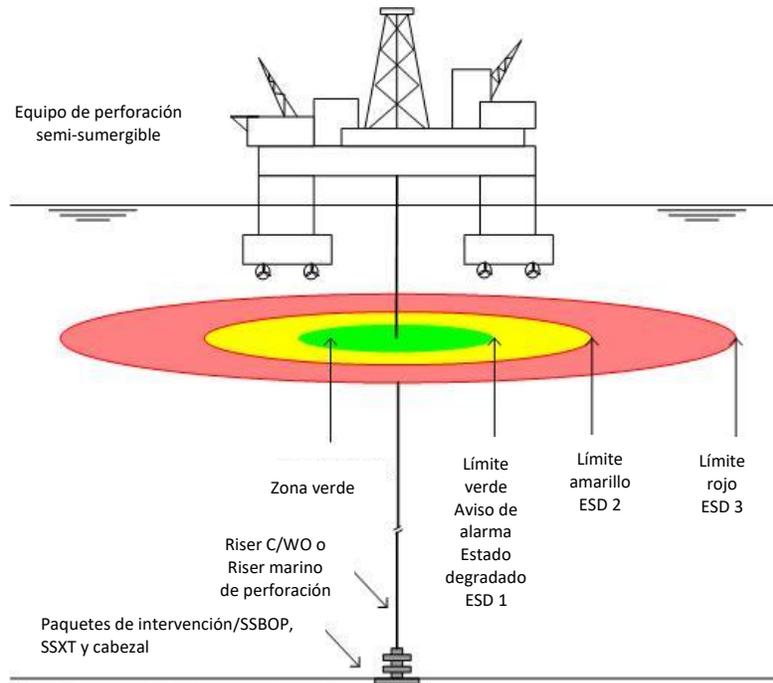
Los procedimientos de ESD son fundamentales para el funcionamiento seguro de cualquier sistema de intervención. Por lo general, se recomienda una secuencia por etapas, esto permitirá que se implemente una respuesta gradual durante un incidente de pérdida de la posición en aumento. Se recomiendan tres niveles de paro:

- El nivel 1 de ESD (ESD1) aísla el pozo en superficie a través del *Surface Test Tree* o STT (Árbol Superficial de Prueba).
- El nivel 2 de ESD (ESD2) aísla adicionalmente el pozo a nivel submarino en los paquetes de intervención.
- El nivel 3 de ESD (ESD3) ordena la desconexión del sistema de intervención del pozo previamente aislado.

Dependiendo de la complejidad del sistema de intervención y del *Intervention and Workover Control System* o IWOCS (Sistema de Control de Intervención y Reparación), también pueden aplicarse diferentes modos de operación dentro de cada uno de estos niveles de ESD, con el fin de abordar adecuadamente los modos de operación. Esto resulta especialmente útil para evitar el corte innecesario del cable o la TF, cuya recuperación podría provocar un NPT considerable. Al tomar esta decisión, debe alcanzarse un equilibrio entre complejidad y funcionalidad para proporcionar un sistema que resulte operable. Debe establecerse una filosofía para relacionar cada uno de los niveles de ESD (ESD1, ESD2 y ESD3) con las zonas verdes, amarillas y rojas del círculo operativo ya mencionadas. Normalmente, la ESD1 se utilizará en el límite de la zona verde para aislar un pozo fluyente de la embarcación. A medida que la embarcación se desplaza hacia los extremos de la zona amarilla, se implementará la ESD 2. Si la posición de la embarcación no se restablece y entra en la zona roja, entonces se iniciará la ESD 3 (**Figura 39**).

Después de la ESD 3, debería adoptarse una filosofía de doble barrera de control en todos los sistemas de intervención. Al menos dos barreras de control capaces de cortar cable, línea de acero, TF, etc. deben permanecer en el fondo después de la desconexión.

**Figura 39.** Círculo operativo y filosofía de ESD de una embarcación de intervención



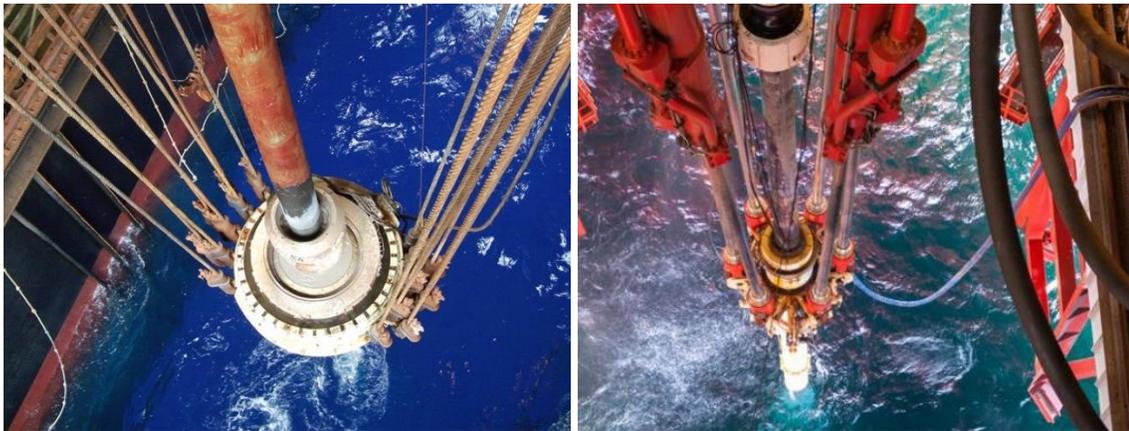
*Nota:* Los límites no están a escala. Modificado de Lloyds Register Consulting

### ***Interfaz sistema de tensionamiento del riser***

El sistema de tensionamiento del riser se utiliza en plataformas y embarcaciones para mantener los ángulos en la parte superior e inferior cuando el riser está bajo esfuerzos ambientales; mantener la tensión en el riser y permitir el movimiento de la embarcación. Raabe y Jortne (2022) establecen que los *Top Tensioned Risers* o TTR (Risiers de Tensionamiento Superior), conocidos comúnmente como risers, conectan un pozo submarino a una embarcación flotante. Bai y Bai (2019), señalan que existen cuatro tipos de TTR: risers de perforación, risers C/WO, risers de producción/inyección y risers de exportación. El sistema de tensionamiento consta de varios tensores hidro-neumáticos con poleas de cable, dispuestos de manera rectangular o circular.

Es crucial que los tensores puedan gestionar los movimientos diferenciales entre el riser y la embarcación a medida que el riser se conecta a los equipos submarinos. El cable se enrolla alrededor de las poleas con un extremo unido al tubo exterior de la junta telescópica del riser en el anillo de tensionamiento. También se pueden conectar directamente los tensores al anillo de tensionamiento (**Figura 40**). Los tensores hidro-neumáticos funcionan con aire almacenado en contenedores a presión. La tensión en los cables es directamente proporcional a la presión del aire almacenado. A medida que la plataforma sube, el fluido sale del tensor, comprimiendo el aire.

**Figura 40.** Sistema de tensionamiento de riser



*Nota:* Modificado de Lloyds Register Consulting

Cuando la plataforma se mueve hacia abajo, el tensor se mueve en la dirección opuesta, forzado por el aire comprimido. Sin un sistema de tensionamiento, el riser se flexionaría cuando la embarcación baja y se estiraría cuando la embarcación sube. El nivel de tensionamiento requerido está relacionado con el peso y la flotabilidad del riser; la fuerza de las olas y corrientes; la densidad de los fluidos que manejan y un factor de seguridad.

La embarcación debe tener la libertad de girar alrededor del riser durante la corrida de este y las operaciones de intervención, a la vez que hace que su ángulo de rumbo se dirija hacia o se desvíe de la dirección de perturbaciones. Esto permite a la embarcación no sólo realizar operaciones marítimas de forma estable y segura, sino también mantener su posición con fuerzas mínimas de control— en inglés, esta maniobra se denomina *weathervane*—. Así entonces, debe existir un grado de libertad rotacional entre el riser y la embarcación. Lo mismo ocurre entre el STT y el riser o el LS, tanto para sistemas de intervención de árboles submarinos horizontales como para los de árboles submarinos verticales.

En operaciones realizadas con embarcaciones DP, es posible que se experimenten desplazamientos significativos, lo que requiere mayor separación entre el STT y el piso de perforación para evitar colisiones. Para proporcionar este espacio libre cuando se utiliza un riser C/WO en aguas abiertas, se emplean juntas de riser entre el STT y el anillo de tensionamiento, sin embargo, estas largas juntas pueden presentar grandes desafíos en su manipulación en la plataforma y no permiten que el STT se mantenga en posición vertical. Por lo tanto, es necesario aplicar tensión al STT desde los compensadores instalados en la corona para mantener las juntas de riser estables y prevenir su colapso. Esto genera un problema en la gestión de la tensión, pues la tensión se aplica simultáneamente en los compensadores de la corona y en los tensores de la plataforma, por lo que la carrera de los compensadores de la corona y de los tensores debe alinearse para garantizar que los tensores toquen fondo primero en caso de condiciones extremas de desplazamiento. De hecho, el desplazamiento de la plataforma se verá limitado por la carrera de los compensadores de la corona si es menor a la de los tensores de la plataforma.

Para tensar el riser, los equipos de perforación en AP cuentan con tensores de gran capacidad. La tensión que requiere un riser C/WO en aguas abiertas es significativamente menor que la que se requiere para un riser marino de perforación. A tensiones más bajas, los tensores pueden funcionar con menor eficacia, lo que puede provocar grandes variaciones en la tensión efectiva. Estas variaciones deben considerarse al diseñar un OWIRS. La gestión de la tensión se puede optimizar mediante el uso de sistemas de monitoreo del riser durante las operaciones.

En algunas embarcaciones DP, la potencia se desvía a los propulsores durante desviaciones extremas para recuperar la posición. La pérdida de potencia de los compensadores de la corona hará que se bloquee o libere tensión, dependiendo de su diseño. Esta situación tiene implicaciones importantes para los sistemas de intervención, y debe tenerse en cuenta durante su diseño. Otro aspecto por considerar es que, algunas embarcaciones DP sólo proporcionan tensión desde los compensadores de la corona. Se debe prestar especial atención a las juntas en la parte superior de un riser C/WO en aguas abiertas, ya que no suelen estar diseñadas para soportar las elevadas cargas que pueden llegar a experimentar en este modo de funcionamiento. En este tipo de embarcaciones se tendrá una envolvente operativa considerablemente más restringida.

### ***Interfaz IWOCS – Sistemas de seguridad de la embarcación***

La interconexión del IWOCS con los sistemas de seguridad de la embarcación también debe ser analizada. El grado de automatización adoptado entre estos sistemas requiere una cuidadosa consideración. Las instalaciones de prueba de flujo deben interconectarse directamente con el IWOCS para que puedan iniciar automáticamente la ESD1 en caso de perturbación grave del proceso. Sin embargo, no es necesario que las instalaciones de prueba influyan en los demás niveles de la secuencia de ESD. El sistema de detección de gas y contra incendio de la plataforma debe emitir una alarma en la *Master Control Station* o MCS (Estación de Control Maestro) del

IWOCS, en lugar de un comando de cierre automático. De este modo, se dispondrá de cierto tiempo para realizar una evaluación antes de tomar una decisión, y evitar que incidentes menores desencadenen una ESD, que es un evento peligroso por sí mismo. Los comandos ESD2 y ESD3 deben limitarse a la MCS del IWOCS y a los paneles remotos de ESD que deben estar situados en el piso de trabajo y en los puentes de la embarcación.

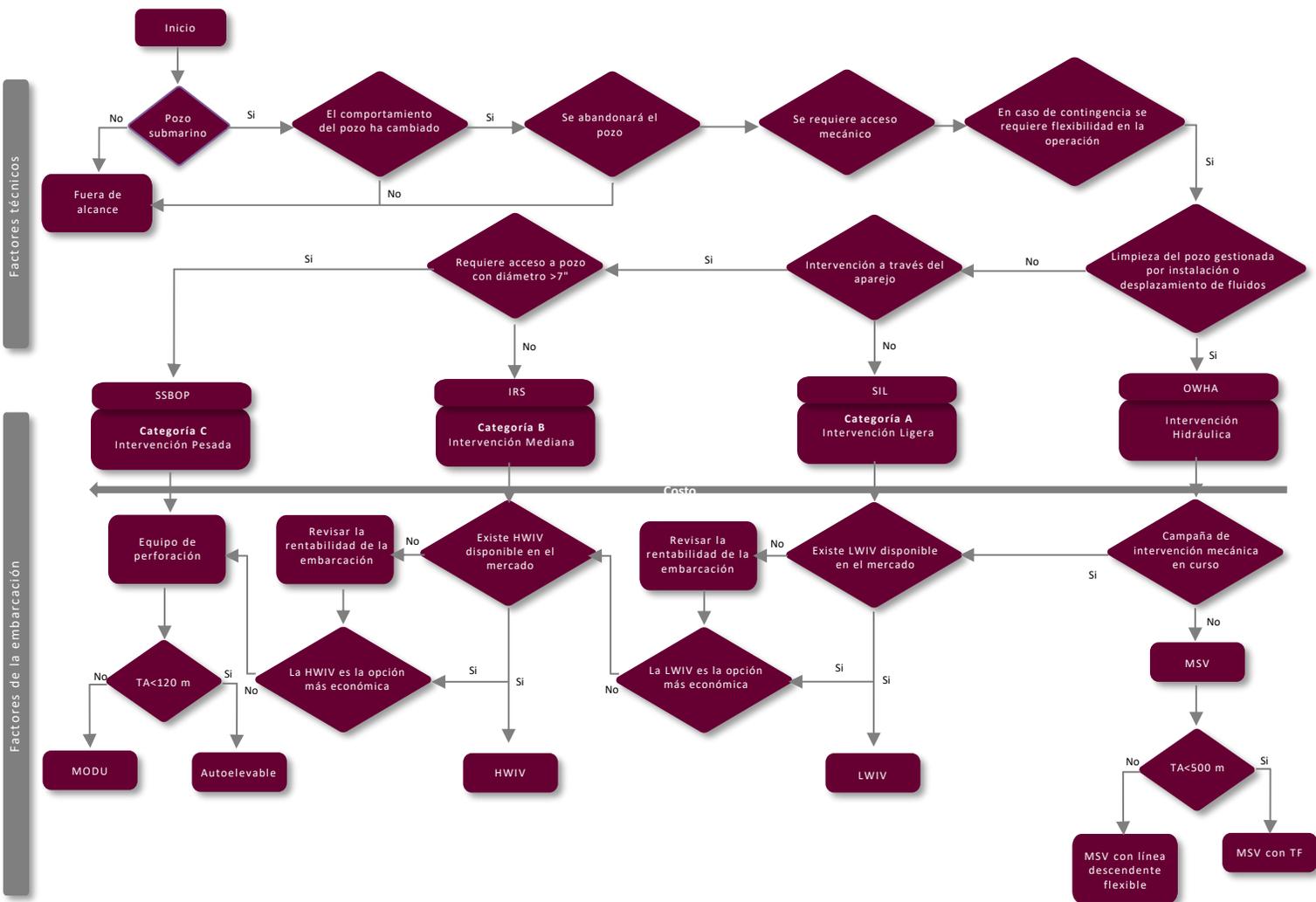
La ESD3 debe coordinarse a través del perforador, en lugar de ser activada automáticamente por el sistema DP de la embarcación. En el caso de un riser C/WO en aguas abiertas, la ESD3 debe proporcionar una señal de activación automática al sistema de retroceso de los tensores del equipo para reaccionar ante la pérdida repentina de tensión y desacelerar el riser de forma segura tras la desconexión. Durante la utilización de sistemas de LS para HXT, el perforador debe coordinar manualmente el funcionamiento de los sistemas de control, en lugar de utilizar un complejo sistema integrado de control.

### ***Manejo de Umbilicales***

El desplazamiento de la embarcación tiene que tomarse en cuenta al utilizar umbilicales. Debe utilizarse una configuración *lazy-S* para proporcionar una longitud variable que se adapte a los movimientos de la embarcación a medida que se desplaza. También deben utilizarse carretes de umbilical de tensión constante para proporcionar mayor capacidad de maniobrar en eventos de pérdida de la posición.

Avery et al. (2021) presentan el siguiente diagrama de flujo para apoyar el proceso de selección del sistema y embarcación de intervención de acuerdo con los objetivos de la operación que se quiera ejecutar. La mitad superior de la **Figura 41** guía al método de intervención, mientras que la mitad inferior guía a la embarcación más adecuada de acuerdo con su capacidad de intervención.

Figura 41. Mapa de decisión para selección de método embarcación de intervención



Nota: HWIV = Embarcación de intervención pesada, LWIV = Embarcación de intervención ligera, MODU = Unidad móvil de perforación costa afuera. Fuente: Avery et al (2021)

## Clasificación de Embarcaciones de Intervención

Khurana et al. (2003) clasifican las embarcaciones con base en su capacidad de intervención de la siguiente manera:

- **Intervención Ligera:** Normalmente un monocasco con una superficie de cubierta libre de hasta 930 m<sup>2</sup> que puede realizar servicios con cable utilizando un SIL.
- **Intervención Mediana:** Equipo semi-sumergible o monocasco grande con una superficie de cubierta de hasta 2,800 m<sup>2</sup> que incluye un IRS para llevar a cabo los servicios.
- **Intervención Pesada:** Una MODU semi-sumergible o monocasco equipado con equipos submarinos de perforación para ejecutar reparaciones mayores que implican recuperar tubería o perforar.

Ucha (2021) presenta la siguiente clasificación de embarcaciones de intervención a pozos:

**Tabla 5.** Clasificación de embarcaciones por método de intervención

Intervención Ligera Embarcación Categoría A	Intervención Mediana Embarcación Categoría B	Intervención Pesada Embarcación Categoría C
Embarcación menor de intervención que incluye equipo submarino para control de pozos, así como equipos sobre cubierta para efectuar las operaciones.	Embarcación mediana a grande de intervención a pozos o plataforma flotante con equipo de reparación de pozos y equipo submarino para control de pozos, así como equipos sobre cubierta. El equipo submarino incluye un IRS, por lo que la embarcación es más grande que la categoría A.	Se contrata una plataforma de perforación de pozos para AP o AUP, incluye IRS, sistema de control submarino para control de pozo y sistema de control para desconexión por emergencia y equipos sobre cubierta.
		

*Nota:* Imágenes de Helix. Fuente: Ucha (2022)

Mientras que Zjiderveld et al. (2012) clasifican las embarcaciones de intervención como se menciona a continuación.

- A. Intervención Ligera: Embarcaciones de tamaño menor, normalmente de tipo abastecedor, en las que se utiliza un paquete submarino instalado temporalmente para desplegar herramientas de cable, para acceder al pozo de forma segura.
- B. Intervención Mediana: Embarcaciones que se utilizan para técnicas más complejas, como las operaciones con TF. Los paquetes de TF requieren más espacio que los de cable, por lo que el tamaño de la embarcación es mayor. A veces, las técnicas de cable y TF deben combinarse para cumplir los requisitos de una intervención. En operaciones con TF, puede ser necesario realizar trabajos en los que los fluidos retornan a superficie y deben limpiarse o tratarse a bordo de la embarcación. En estos casos, será necesario un IRS, para crear una vía de flujo, mientras que, en operaciones más limitadas puede utilizarse un SIL.
- C. Intervención Pesada: Debido al tipo de operaciones, se requiere de una MODU. Hasta la fecha, los requisitos de tamaño de los equipos hacen de este tipo de operaciones un territorio restringido para el desarrollo de una embarcación de intervención más pequeña y rentable.

Avery et al. (2021) presentan la siguiente comparación funcional de embarcaciones de intervención.

**Tabla 6.** Comparación funcional por método de intervención a pozos submarinos

Categoría de embarcación		A	B	C
Parámetro	Acceso mecánico-tubería	NO	SÍ	SÍ
	Acceso mecánico-cable	SÍ	SÍ	SÍ
	Acceso hidráulico	SÍ	SÍ	SÍ

Fuente: Avery et al. (2021)

Finalmente, en la **Tabla 7** se presenta la clasificación de Helix con base en las capacidades de intervención de su flota.

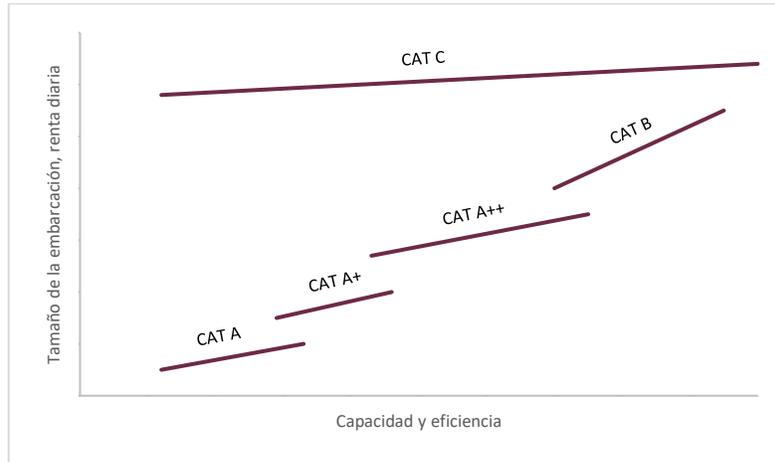
**Tabla 7. Clasificación de embarcaciones**

CATEGORÍA	CAT A	CAT A+	CAT A++	CAT B	CAT C
SISTEMA(S) DE INTERVENCIÓN	SIL	SIL/IRS	IRS	IRS	18 ¾" BOP
CAPACIDAD	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desplegar cable únicamente vía SIL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desplegar cable y TF vía SIL y sub riser de 7", i.e. tubería de perforación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desplegar cable y TF vía riser de 7"</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desplegar cable y TF vía riser 7"</li> <li>Recuperar tubería a superficie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>IRS de 21"</li> <li>Perforar</li> </ul>
TIPO DE EMBARCACIÓN	Comúnmente un monocasco debido al costo de capital y de tránsito	Monocasco		Semi-Sumergible	Semi-Sumergible
PRINCIPALES CONSIDERACIONES	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entre más pequeño, mejor para mantener bajos costos.</li> <li>Superficie de cubierta limitada para los equipos necesarios.</li> <li>Capacidad operativa limitada si el tamaño es tan pequeño que los movimientos son demasiado fuertes para un funcionamiento seguro.</li> <li>La operación en grandes tirantes de agua está limitada por la tecnología de sellado y el costo asociado a la complejidad del sistema necesario para adaptarse a la profundidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mayor capacidad con TF, pero incapaz aún de trabajar en un diámetro de 7", lo que restringe las operaciones que pueden realizarse.</li> <li>Tiene la ventaja de ser pequeño y de menor costo.</li> <li>Sufre mayor movimiento, lo que incrementa la complejidad.</li> <li>El movimiento reduce la capacidad operativa, lo que aumenta los NPT's y el riesgo en caso de desconexión por emergencia.</li> <li>El movimiento de la embarcación representa una amenaza para la seguridad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capaz de trabajar con TF en diámetro de 7"</li> <li>La capacidad para recuperar tubería a superficie puede estar limitada</li> <li>El tamaño de la embarcación aumenta el espacio de cubierta necesario para el manejo del equipo y del riser.</li> <li>Embarcaciones más grandes soportan mejor las condiciones metoceánicas.</li> <li>El sistema necesario para compensar los movimientos sigue siendo relativamente complejo.</li> <li>El costo total es cada vez mayor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Amplia superficie de cubierta</li> <li>Menos movimiento, lo cual representa menor complejidad y riesgo en el diseño de los sistemas.</li> <li>Mayor número de aplicaciones.</li> </ul>	

Fuente: Helix

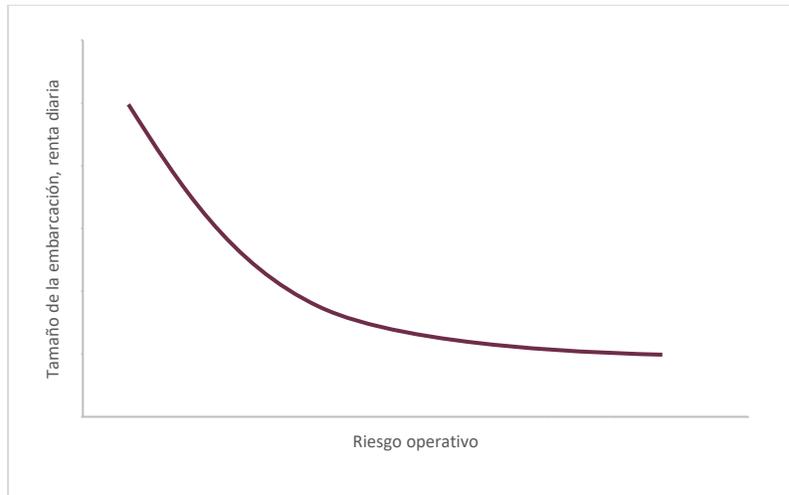
De manera general, conforme incrementa el tamaño de la embarcación lo hace su capacidad y eficiencia, lo cual implica tanto el incremento en la renta diaria (**Figura 42**), como la disminución del riesgo operativo (**Figura 43**).

**Figura 42.** Capacidad vs tamaño-costo de la embarcación por categoría



*Nota:* Modificado de Helix Energy Solutions

**Figura 43.** Riesgo operativo vs tamaño-costo



*Nota:* Modificado de Helix Energy Solutions

### ***Embarcaciones CAT A***

Como se mencionó anteriormente, cuando una intervención se realiza con un SIL en lugar de un riser, el método de intervención se denomina Riserless Light Well Intervention o RLWI (Intervención Ligera sin Riser). La RLWI se realiza desde embarcaciones RLWI (también denominadas embarcaciones categoría A) para minimizar el costo de operaciones con cable y línea de acero. Para ello se utiliza tecnología de intervención sin riser, un SIL patentado, llamado *Stack RLWI*. El Stack utiliza una tecnología de sello con grasa presurizada que le permite controlar los hidrocarburos cerca del fondo marino, eliminando la necesidad de un riser. Básicamente, el Stack RLWI debe su nombre a que los módulos o paquetes que lo componen se colocan unos sobre otros.

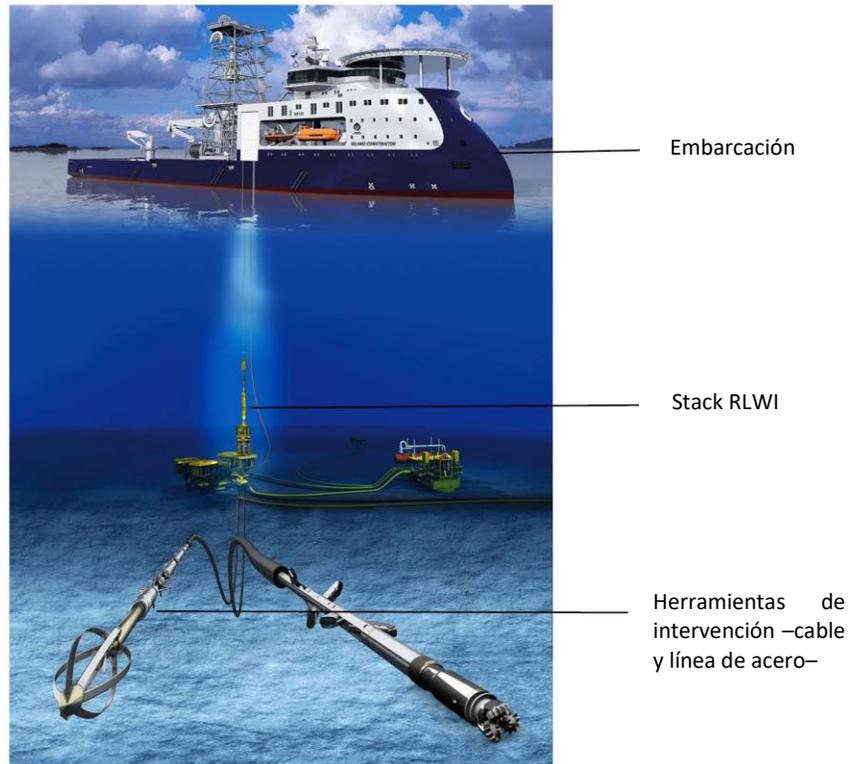
Para Varne, Jorgensen, Gjertsen, Osugo, Friedberg y Halvorsen (2017), el sistema RLWI consta de tres componentes principales (**Figura 44**).

- Embarcación DP-3 diseñada y construida específicamente para intervención ligera que incluye lo siguiente:
  - Moon pool
  - *Modular Handling Tower* o MHT (Torre para Manipulación de Módulos)
  - Sistema de deslizamiento, para movilizar los equipos en cubierta
  - Sistema de guía para el despliegue y recuperación de los módulos
- IWOCS
- Stack RLWI y sistema de cable/línea de acero.

Willis y Bosworth (2013) establecen que para llevar a cabo operaciones de intervención a pozos submarinos sin utilizar una MODU, se necesitan tres equipos fundamentales (además de una tripulación competente):

- Embarcación DP de tamaño y capacidad suficientes para albergar el equipo y personal necesarios.
- Grúa y torre con compensación de movimiento para desplegar y recuperar el equipo.
- Stack RLWI para facilitar el acceso al pozo.

De acuerdo con Crumpton (2018), el concepto de realizar intervenciones con cable a través de un SIL en el lecho marino desde un pequeño monocasco se concibió hace más de 40 años. En la década de 1970, se llevaron a cabo pruebas con un SIL diseñado por Flopetrol a 20 m de profundidad en el campo Zakum, frente a la costa de Abu Dhabi. En 1984, una empresa conjunta de BP y Camco siguió desarrollando el SIL para acceder a los pozos submarinos que producía la Buchan Alpha, una plataforma semi-sumergible reacondicionada. Posteriormente, el SIL de Camco se desplegó desde el buque Stena Seawella y se ha utilizado en pozos de todo el Mar del Norte.

**Figura 44. Sistema de RLWI**

*Nota:* Modificado de Varne et al. (2017)

En los últimos años ha aparecido en el mercado una nueva generación de embarcaciones de intervención submarina. En 2005, según Sbordone, Morrison, Karlsen y Halvorsen, Island Offshore comenzó a constituir su flota de unidades de RLWI, al operar el Island Frontier en el Mar del Norte. En 2009 puso en funcionamiento el Island Wellserver y el Island Constructor (**Figura 45**), los cuales se construyeron a partir de las lecciones aprendidas con la primera unidad. El Island Performer (**Figura 46**) es la última incorporación a la flota especializada de RLWI. El diseño de la embarcación se ha optimizado con base en 10 años de experiencia operativa, lecciones aprendidas y mejores prácticas en el Mar del Norte.

**Figura 45. Unidades RLWI de Island Offshore**

Fuente: Sbordone et al (2015)

**Figura 46. Island Performer**

Fuente: Sbordone et al (2015)

Las principales características de las unidades son las siguientes:

**Tabla 8. Características de las unidades RLWI de Island Offshore**

Embarcación	Eslora (m)	Manga (m)	Calado (m)	Área de cubierta disponible (m <sup>2</sup> )	Peso muerto (ton)	Velocidad de tránsito (nudos)
Island Frontier	106	21	6.2	945	4,870	14
Island Wellserver	116	25	8.7	1,150	8,200	14
Island Constructor	120	25	7.9	1,470	8,700	15
Island Performer	130	25	7.6	800	7,300	15

Fuente: Sbordone et al (2015)

May (2017) señala que el casco y la estructura superior del Island Performer son de acero. El casco cuenta con un moon pool principal de 8 m x 8 m para realizar las operaciones de intervención y un segundo moon pool (a proa) dedicado a uno de los ROV. Ambos moon pool cuentan con escotillas abatibles (**Figura 47**) accionadas remotamente. Mientras que en la parte superior se localiza la MHT y otros equipos necesarios, para realizar las operaciones en cubierta y durante el despliegue de los equipos de control y de acceso al fondo de pozo.

**Sistema de propulsión de alta redundancia.** Cuenta con tres propulsores principales Rolls-Royce de 3 MW y 3 propulsores de proa de 2 MW. La embarcación está equipada con un sistema de gobierno Rolls-Royce de 2000 kW de capacidad y dos propulsores de túnel Rolls-Royce de 2380 kW de capacidad cada uno. También dispone de un sistema de gobierno de emergencia alimentado por el generador de emergencia.

**Manejo de cargas.** Cuenta con una grúa con capacidad de 250 toneladas, ubicada en la cubierta principal a estribor-popa, con un sistema *Active Heave Compensation* o AHC (Compensación de Movimiento Generado por el Oleaje). Tanto las operaciones en superficie como las submarinas, se ven dificultadas por los movimientos de la embarcación relacionados con el oleaje, por lo que el manejo controlado de cargas es indispensable para un funcionamiento seguro. El sistema AHC se basa en *Motion Reference Units* o MRU (Unidades de Referencia de Movimiento), para el registro y evaluación de los movimientos actuales de las olas que afectan la embarcación y, por lo tanto, a la grúa. A partir de las mediciones de estos movimientos, se realiza un pronóstico del movimiento vertical de la pluma. El sistema de malacate conectado a la MHT se mueve de forma proactiva y totalmente automática para compensarlo.

**Figura 47.** Escotillas abatibles del moon pool

Fuente: FMC

**Sistema de potencia.** Potencia total instalada de 16.2 MW, configurada con seis grupos principales de moto generadores con motores diésel Rolls Royce Bergen.

**Sistema DP.** La embarcación está equipada con un sistema DP Bridge Mate 3 de Maritime Technologies, basado en las especificaciones de la clase DNV DYNPOS-AUTRO, equivalente a la clase DP 3 de la International Maritime Organization o IMO (Organización Marítima Internacional) (ver Anexo 1. Misceláneos). El sistema está diseñado para garantizar que no haya posibilidad de falla durante la aproximación a otra embarcación o sistema flotante. El sistema DP interactúa con todos los sistemas de referencia y sensores necesarios y controla la posición y el rumbo de la embarcación a través de las hélices y propulsores. Sensores de referencia de posición, sensores de viento y movimiento, y giroscopios, proporcionan información a una computadora sobre la posición de la embarcación y la magnitud y dirección de las fuerzas ambientales que la afectan. El programa utilizado contiene un modelo matemático único de la embarcación, incluye información relacionada al arrastre por el viento y la corriente, así como de la ubicación de los propulsores. Esto, aunado a la información proporcionada por los sensores, permite a la computadora calcular el ángulo de operación necesario y la potencia de cada propulsor.

**Equipos del barco.** Se incluyen equipos de navegación, equipos submarinos de localización, equipos náuticos, equipos de fondeo y amarre, etc.

**Alojamiento.** Tiene capacidad para 130 personas en 40 camarotes individuales y 45 camarotes dobles. El personal a bordo está limitado a 112 personas en función de la capacidad de los botes salvavidas.

**Sistema ROV.** Cuenta con dos ROV de clase de trabajo pesado (Gen II), cada uno con su propio hangar y LARS, uno es lanzado por el lateral de la embarcación y el otro por un moon pool de 4.9 m x 4.9 m (**Figura 48**). Los sistemas ROV se describen en el Capítulo IV.

**Sistemas para operación de los principales componentes de la maquinaria:** Combustible, lubricante, agua de refrigeración, sistemas de aire comprimido, generación de agua dulce de 40 m<sup>3</sup>/día, etc.

**Sistemas de detección de gas y fuego:** Para operación de EDS.

**Sistema de lastre:** La embarcación cuenta con 51 tanques de lastre, los cuales proporcionan una capacidad total de agua de lastre de 6,582 m<sup>3</sup>. Los sistemas anti-balanceo y anti-cabeceo están integrados.

**Stack RLWI.** El Stack RLWI a bordo del Island Performer, corresponde a la última generación de este tipo sistemas, el Stack 4, cuyos componentes y funcionamiento se describen en el siguiente capítulo. Cuando está a bordo del barco, la parte inferior del Stack se almacena en un hangar a proa de la MHT. Para acceder al stack en estado de mantenimiento/almacenamiento se utiliza un sistema de deslizamiento específico. Se pueden utilizar cables guía para desplegar el stack. Los cables guía disponen de un sistema de desconexión rápida (perno de seguridad) si la carga supera una tensión máxima establecida. La parte superior del Stack se almacena en la torre y se sujeta mediante un sistema de aseguramiento, o se despliega sobre la cubierta y se transporta al moon pool mediante el sistema de deslizamiento. El stack se despliega y recupera a través de los siguientes sistemas.

**Figura 48.** Lanzamiento de ROV por un costado del *Island Performer*



Fuente: Edison Chouest Offshore

**Sistema MHT.** La MHT (**Figura 49**) está ubicada sobre el moon pool central, permite el manejo seguro de los equipos de intervención desde sus puntos de almacenamiento en la embarcación, hasta sus puntos de instalación bajo el mar. El sistema de la MHT consiste principalmente en un sistema de izaje, un punto de anclaje y compensadores de movimiento, y está diseñado para funcionar en conjunto con las escotillas del moon pool, el sistema de deslizamiento (**Figura 50**), un malacate principal en la cubierta principal, a proa-babor, y uno secundario en la cubierta A. La carga máxima que puede levantar de manera segura el sistema de izaje de la MHT es de 300 toneladas métricas; sin embargo, debido a la capacidad estática del malacate carga hasta 200 toneladas métricas. La torre está diseñada para dos escenarios de izaje: el modo normal y el modo AHC.

A un lado de la MHT se encuentra la sala de control integral, donde se ubica el personal operativo principal (supervisor y operadores de MHT, IWOCS, línea de acero y cable) para llevar a cabo las actividades de manera coordinada.

El sistema de control de la MHT está separado en tres niveles:

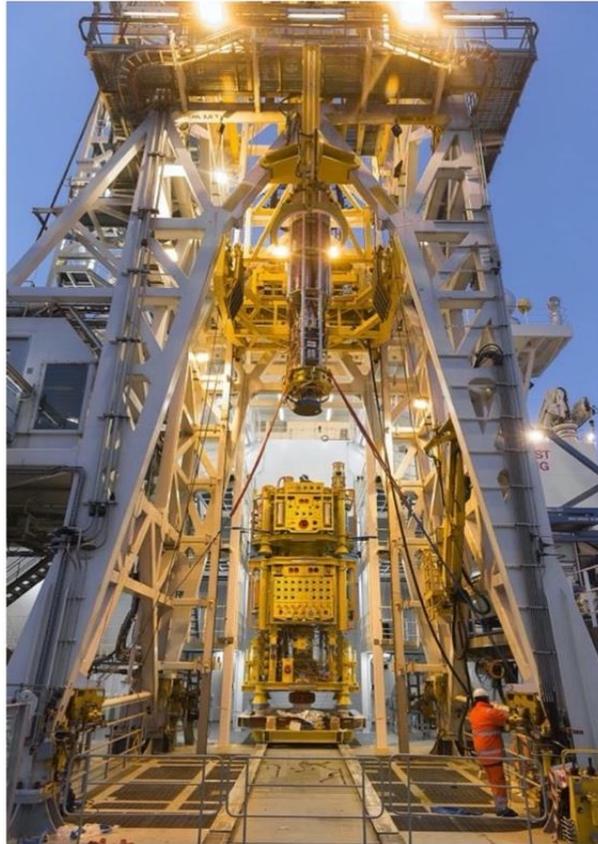
1. Silla del operador para supervisión y control remoto de los equipos accionados hidráulicamente
2. Controles de emergencia, de maquinaria física y equipos para las tareas de interconexión, control y automatización
3. Instrumentación de campo

***Pullback Arms o Brazos Retractores.*** Están diseñados para trabajar en conjunto con los cables guía, la MHT y las escotillas del moon pool. El Island Performer está equipado con cuatro brazos retractores, la carga máxima que pueden soportar de manera segura es de 700 kg (**Figura 51**).

***Module Hang-off System o Sistema de Suspensión Modular.*** El sistema se acciona hidráulicamente y se maneja localmente desde la sala de control integral. Se utiliza principalmente para almacenamiento del *Upper Lubricator Package (ULP)* y *Lower Lubricator Package (LLP)* que traduciré al español como Paquete Superior del Lubricador y Paquete Inferior del Lubricador, respectivamente (**Figura 51**).

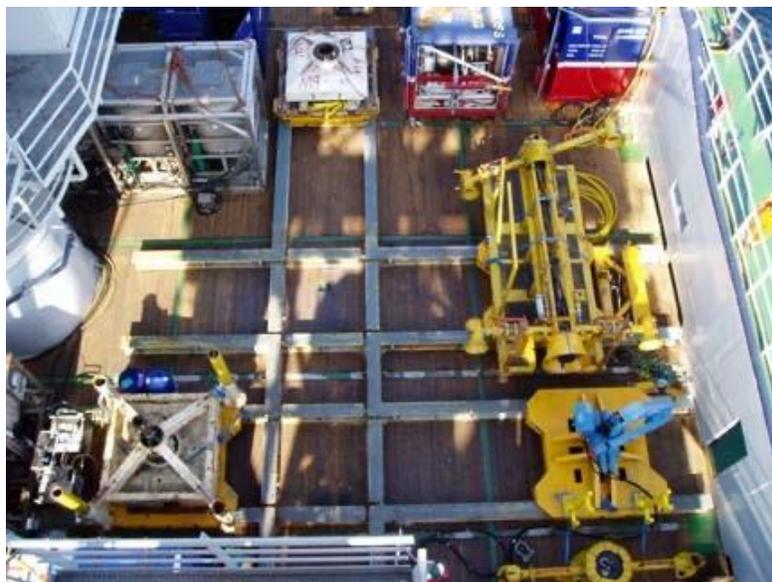
***Module Guide Arm o Brazo Guía Modular.*** Su función principal es ayudar al sistema de suspensión modular a transportar el ULP y el lubricador de forma segura desde y hacia el centro de la MHT. Este brazo se acciona hidráulicamente y se controla localmente desde la sala de control integral.

**Figura 49.** MHT y paquetes de intervención en el Island Performer



*Fuente:* FMC

**Figura 50.** Sistema de deslizamiento



*Fuente:* Jøssang et al. (2008)

***Compensated Cable Cylinder* o Cilindro de Compensación del Cable.** Además de guiar el cable utilizado durante la intervención, lo compensa, manteniéndolo en tensión durante toda la operación. El cilindro de compensación del cable se controla desde la cabina de control de la unidad superficial de cable. El cilindro está diseñado para trabajar en conjunto con los demás sistemas para realizar operaciones con cable o línea de acero.

***Cursor System* o Sistema de Guía para el Despliegue y Recuperación de los Módulos.** Consta de un *Upper Cursor Frame* o UCF (Marco Superior de Guía) y un *Lower Cursor Frame* o LCF (Marco Inferior de Guía) para permitir la manipulación segura de los módulos guiando el gancho dentro de la MHT. El objetivo del UCF es guiar con seguridad el gancho a lo largo de su recorrido por el interior de la torre para garantizar que el punto de interfaz de la carga quede fijo horizontalmente. A diferencia del UCF, el LCF tiene partes móviles y es accionado por el malacate para asegurar una tracción uniforme. El LCF está equipado con una cámara para tener control total en la zona de inmersión durante el despliegue/recuperación de los módulos submarinos. El LCF se controla a distancia desde la sala de control integral.

***Cursor Guide Rails* o Rieles del Sistema de Guía para el Despliegue y Recuperación de los Módulos.** Ayudan al UCF y LCF a manipular con seguridad los módulos durante el despliegue. Una cuña con un pin divide los rieles guía entre la torre y el moon pool.

**Figura 51.** A la izquierda, brazos retractores, y a la derecha, el sistema de suspensión modular y ULP



Fuente: FMC

**IWOCS.** El control del stack RLWI se realiza a distancia desde cubierta a través del IWOCS. La comunicación entre la embarcación de intervención y el stack RLWI se realiza a través de un sistema Ethernet de fibra óptica. El IWOCS en el Island Performer consta de dos secciones:

- a) *Electric Topside Control System* o Sistema Superficial de Control Eléctrico
- b) *Hydraulic Power Generated Subsea System* o Sistema Submarino de Generación de Energía Hidráulica.

El Sistema Superficial de Control Eléctrico está equipado con una MCS, que incluye un lugar para operador, paneles de operación de los equipos submarinos y de cierre por emergencia, una *Subsea Power Unit* o SPU (Unidad Submarina de Potencia), una *Subsea Control and Interface Unit* o SCIU (Unidad Submarina de Control e Interfaz) y una *SSXT Control Cabin* o XTCC (Cabina de Control del SSXT).

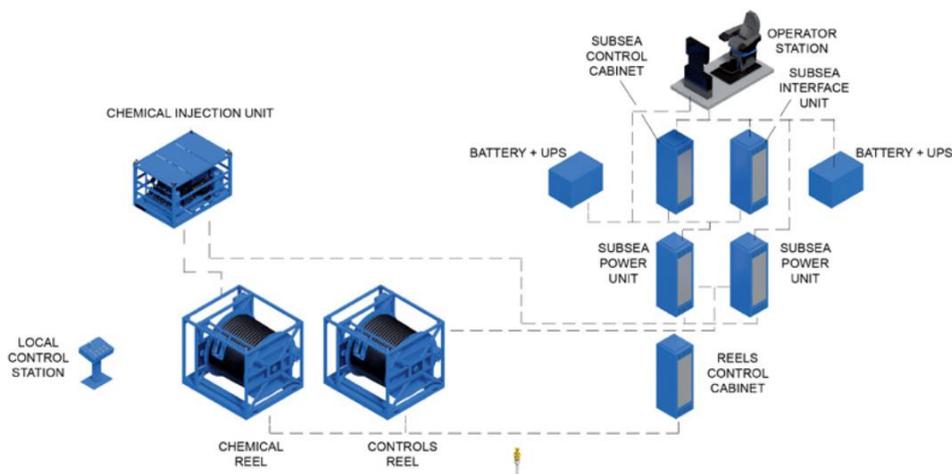
Los controles de superficie están equipados con *Uninterruptible Power Supply* o UPS (Suministro de Energía Ininterrumpido) y baterías de respaldo. El sistema UPS es suficiente para mantener el sistema operativo durante una hora, incluyendo el funcionamiento continuo de las bombas submarinas de grasa del lubricador, para controlar si fuera necesario una contra presión del pozo de hasta 10,000 psi, garantizando dos ciclos completos de presurización.

Otros componentes del sistema son, la *Chemical Injection Unit* o CIU (Unidad de Inyección de Químicos), el carrete del umbilical y su cabina de control, y una *Hydraulic Power Unit* o HPU (Unidad de Potencia Hidráulica). En la **Figura 52** se muestra la configuración de los equipos superficiales.

Un programa informático llamado *Command Authorizer* o CA se utiliza para evitar el funcionamiento no intencionado de válvulas y/o conectores. De igual modo, el CA se utiliza para la protección contra operaciones no deseadas del stack RLWI por parte de operadores no autorizados.

La redundancia de suministro eléctrico se mantiene en todo el sistema, desde los paneles eléctricos en el barco hasta los elementos finales (solenoides en los SCM).

**Figura 52.** Equipos superficiales del IWOCS

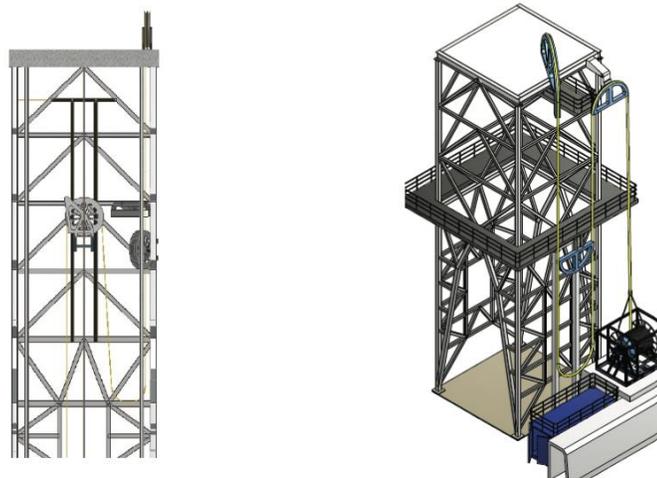


Fuente: FMC

**Sistema Umbilical.** Está diseñado para manejar todas las líneas necesarias, tanto las funciones hidráulicas como las eléctricas. Además, el umbilical suministra grasa y MEG. En las embarcaciones de primera generación, el sistema de compensación de movimiento del umbilical consiste en dos poleas fijas y una de compensación. El sistema también requiere cada 10 m, la fijación del umbilical a un cable calibre 19 mm.

Las grapas son capaces de soportar el peso del umbilical en el agua, incluido el arrastre provocado por las corrientes marinas. En las embarcaciones de segunda generación, el sistema de compensación consta de tres poleas, una de las cuales realiza la función de compensar el movimiento. El circuito de compensación se encuentra en el interior de la MHT (**Figura 53**).

**Figura 53.** Sistema de compensación del umbilical en embarcaciones de 1ra (izq.) y 2da (der.) generación

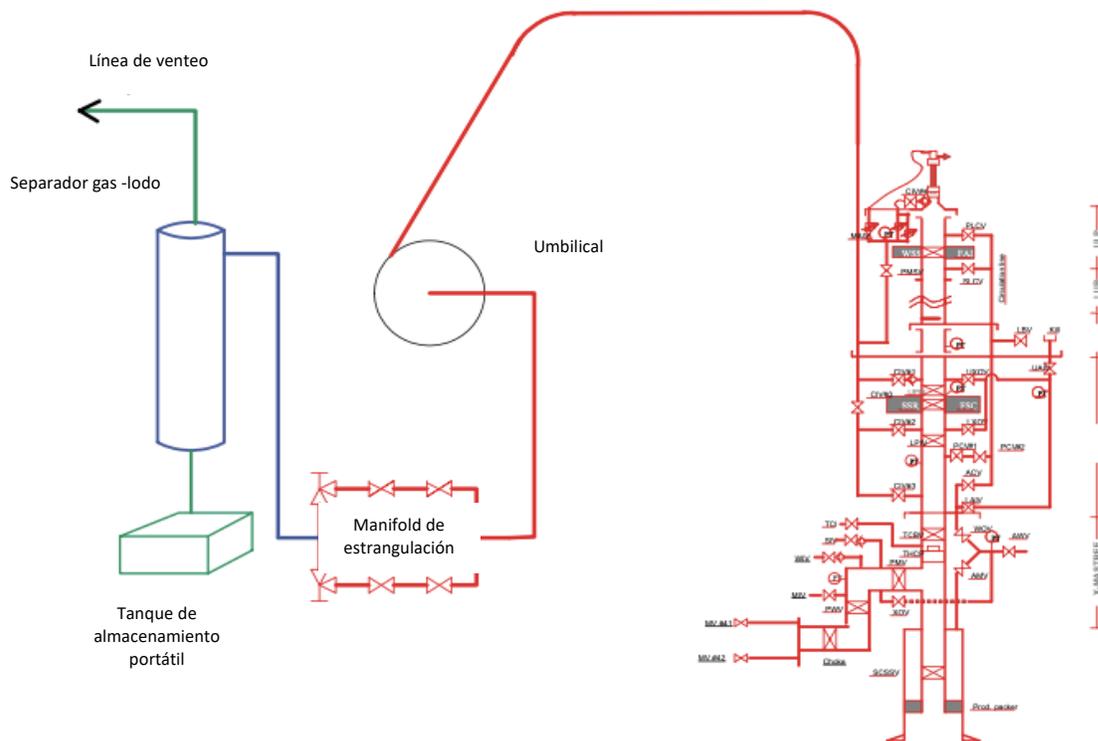


Fuente: Lindland et al. (2003)

En el Island Performer, la polea principal se trata de una polea de rodillos múltiples con un diseño de ranura API para manejar el delicado umbilical. El desarrollo de una nueva grapa umbilical permite la conexión del umbilical bajo el casco del barco, lo que reduce el tiempo de preparación de la grapa y elimina los trabajos en altura.

**Paquete de despresurización de hidrocarburos.** El sistema RLWI cuenta con un paquete de despresurización de hidrocarburos procedentes del pozo. Los fluidos provenientes del pozo fluyen desde el lubricador a una línea de  $\frac{3}{4}$ "", posteriormente a la válvula de seguridad subsuperficial y al árbol de estrangulación, el cual tiene dos estranguladores que permiten descargar o desfogar la presión y controlar el gasto de descarga de los fluidos del pozo a un tanque de almacenamiento en la embarcación (**Figura 54**). El paquete de despresurización o venteo de hidrocarburos incluye un ESD independiente al sistema ESD del RLWI y de la embarcación.

**Figura 54.** Esquema del paquete de venteo de hidrocarburos



Nota: Modificado de May (2017)

**Sistema de cable.** Varne et al. (2017) establecen que el sistema de cable del Island Performer es totalmente electrohidráulico, y se maneja y controla a distancia. El sistema básico consta de:

- Doble juego de patines de malacate (**Figura 55**). Cada patín tiene tres tipos de malacate/cables intercambiables: línea de acero de 0.125", pescante de 7/32" y cable monoconductor de 5/16". De acuerdo con la filosofía de eficiencia operativa, ambos malacates están listos para entrar en operación.
- Un patín de malacate con cable monoconductor de 7/16".
- Herramientas de intervención mecánica de línea de acero.
- Herramientas especializadas según los objetivos específicos de la intervención: Herramientas de registro, según las necesidades de adquisición de datos; Herramientas de intervención mecánica, según los objetivos de la intervención.

Los patines se fijan en la cubierta y el operador controla el malacate desde la sala de control integral.

El sistema de cable se ha desarrollado para adaptarse a los requisitos de funcionamiento del stack. La información en tiempo real y los enlaces de control entre el IWOCS y el sistema de cable garantizan un funcionamiento en conjunto. El movimiento del cable en el mar ha sido objeto de un análisis riguroso, ya que se considera uno de los elementos críticos para el éxito de la operación.

**Figura 55.** Unidades de cable listas para operar



Fuente: Varne et al. (2017)

### **Embarcaciones CAT B**

De acuerdo con Farquhar, Rodriguez, y MacPherson (2019), el Well Enhancer es un *Multi-Purpose Service Vessel* o MSV (Embarcación Multi-propósito) de 132 m de eslora (**Figura 56**). Clasificado como DNV, 1A1, Unidad de Intervención a Pozos, DYNPOS-AUTRO equivalente a DP-3 de la IMO (ver Anexo 1. Misceláneos), que no requiere el uso de un sistema de anclas para mantener la posición de trabajo.

La Multi-Purpose Tower o MPT (Torre Multi-Propósito) está situada sobre un moon pool de 7 m x 7 m, y dispone de un bloque viajero de 150 toneladas de capacidad y sistema AHC. La MPT permite manipular un SIL de 7 3/8" (**Figura 57**) que proporciona acceso a árboles submarinos verticales y horizontales, con capacidad para realizar operaciones seguras y eficientes con cable (modo riserless y riser) y TF (únicamente modo riser). Cuenta con un IWOCS E-H, que proporciona un alto nivel de redundancia. Puede operar con sartas de herramientas de intervención de hasta 22 m de longitud, y tiene la facilidad de instalar una línea de matar durante las operaciones

de control de pozo. El despliegue del SIL se realiza a través del moon pool y con el apoyo de cables guía (**Figura 58**).

**Figura 56.** Embarcación CAT B, Well Enhancer



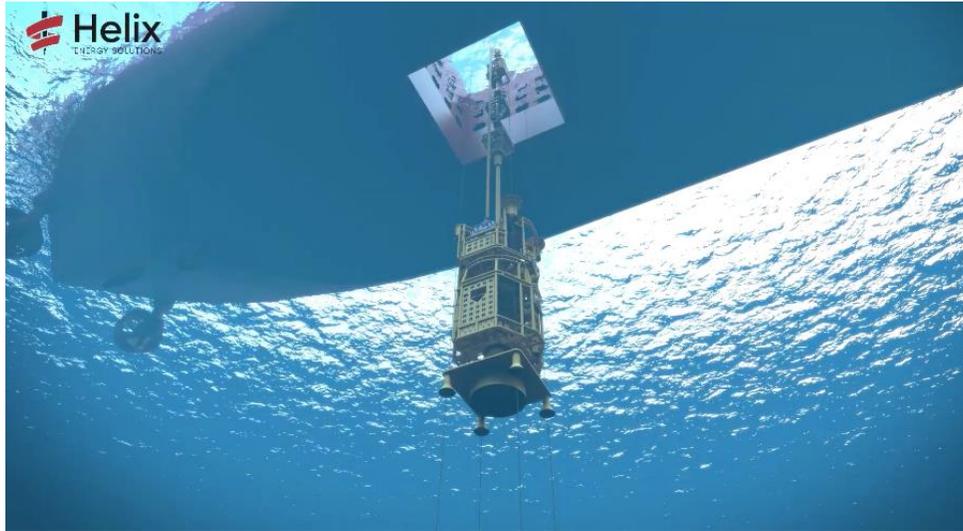
Fuente: Helix

**Figura 57.** MPT, bloque viajero de 150 ton y SIL de 7 3/8" en cubierta del Well Enhancer



Fuente: Helix

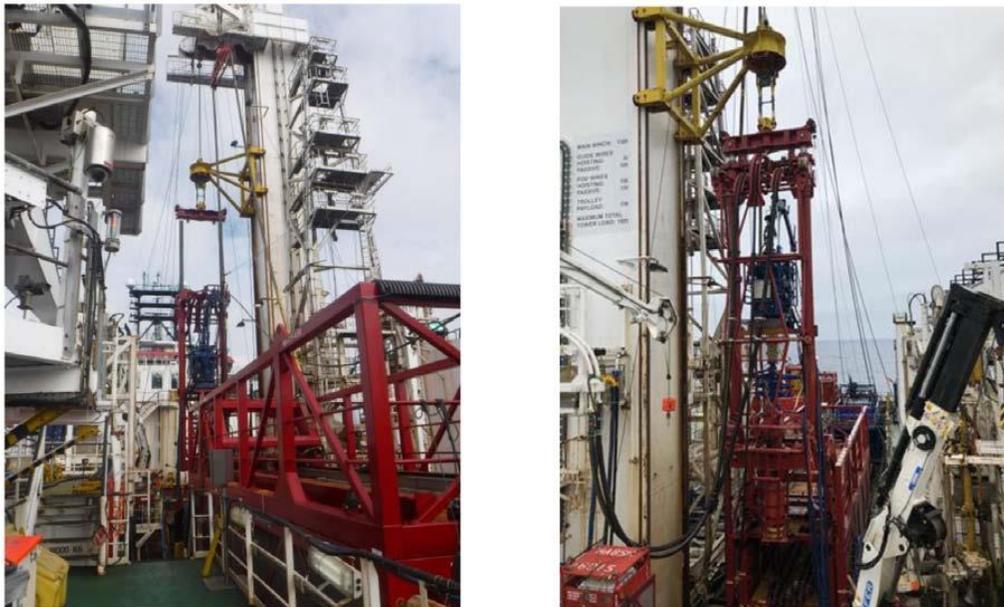
**Figura 58.** Despliegue de SIL a través del moon pool del Well Enhancer utilizando cables guía



Fuente: Helix

Cuando se opera en modo riser, el SIL/TF y el riser cuelgan de un *Compensated Coiled Tubing Lift Frame* o CCTLF, (Marco de Izaje con Compensación de Movimiento para Tubería Flexible) (**Figura 59**), el cual se describe a detalle en el siguiente capítulo.

**Figura 59.** Well Enhancer durante operaciones de TF



Fuente: Farquhar (2019)

A continuación, se presentan las especificaciones técnicas del Well Enhancer:

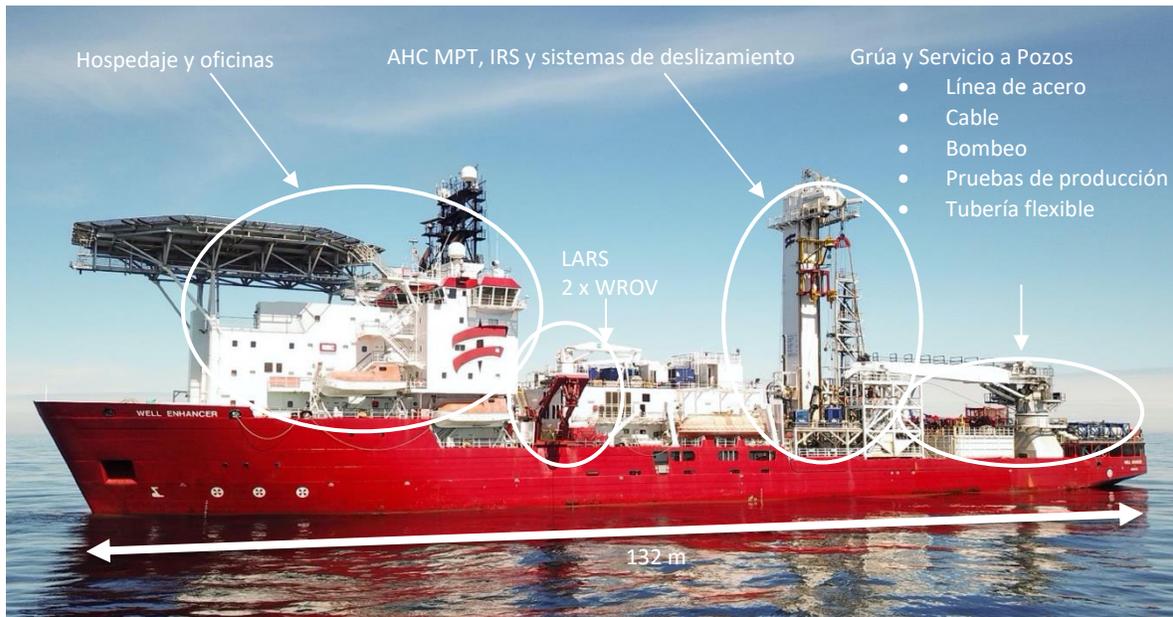
**Tabla 9.** Especificaciones técnicas de la embarcación CAT B Well Enhancer

Dimensiones	
Eslora	132 m
Manga	22 m
Calado	6.25 m
Peso muerto	7,950 ton
Velocidad	
Max velocidad de tránsito	13 nudos
Moon Pool	
Max 7m x 7m Nominal 7m x 5m	
Grúas	
Grúa Principal	100 ton
Profundidad de operación	600 m
Grúas auxiliares	1 submarina de 5 Ton 1 de servicio de 6.5 Ton
Tanques	
En cubierta	4 x 34.5 m <sup>3</sup> adecuados para distintos fluidos incluidos MEG, fluidos base aceite, salmuera, hidrocarburos de retorno, agua dulce y de mar, y químicos
Bajo cubierta	202 m <sup>3</sup> adecuados para salmuera, MEG, agua dulce y de mar.
De almacenamiento	100 bbl para hidrocarburos de retorno

MPT	
Capacidad de carga	150 ton
AHC	150 ton
4 cables guía @10 ton PCH	
Potencia y propulsores	
Potencia Instalada	4 x 3,000 kW, 2 x 1,500 kW
Propulsor de túnel	2 x 1,720 kW
Bombas	
2 x eléctricamente accionadas SPM 600 s	
Cubierta	
Capacidad de carga	Hasta 10 mton
Área de cubierta	1,100 m <sup>2</sup>
Sistema de deslizamiento	Sistema de deslizamiento accionado hidráulicamente para manipulación de cargas
Hospedaje	
122 personas; 18 cabinas personales; 35 cabinas dobles; 5 cabinas para capitán; 7 oficinas	
Otras características	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soporta hasta 22 m de herramienta a 600 m</li> <li>• EDS por alto ángulo en operaciones con riser</li> <li>• Sistema de cierre retardado SCSSV</li> <li>• 2 Helix Robotics XLS TH-TMS 150Hp WROV</li> </ul>	

Figura 60. Sistemas y equipos del Well Enhancer



Nota: Modificado de Helix Energy Solutions

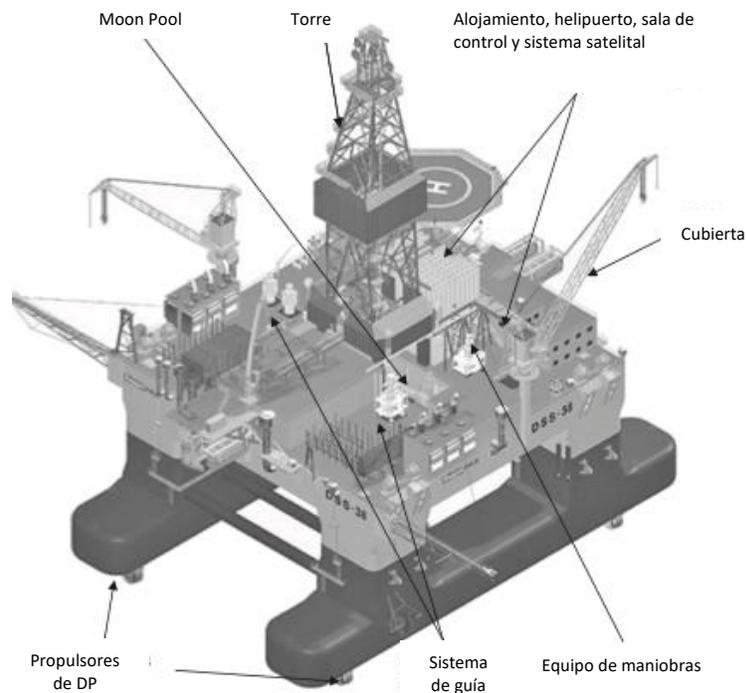
### Embarcaciones CAT C

Los equipos semi-sumergibles (**Figura 61**) son la mejor opción para operar desde una posición flotante. Las plataformas semi-sumergibles flotan como un barco mientras son remolcadas hasta su posición, donde sus pontones se inundan, sumergiendo parcialmente la plataforma. Dado que parte de la estructura se encuentra bajo la superficie del mar, no son tan susceptibles a la acción de las olas como los barcos de perforación. Pueden mantener la posición mediante sistema DP o de anclas. Este tipo de plataforma tiene la ventaja de tener un plano de flotación más pequeño, menor susceptibilidad a los efectos del oleaje, buena estabilidad, largo periodo de autonomía y gran profundidad de trabajo. Por esto, son idóneas para las operaciones de intervención a pozos.

De acuerdo con Batista y Carr (2017), la experiencia con plataformas semi-sumergibles construidas específicamente para operaciones de intervención a pozos, se remonta al año 2002, cuando se construyó la plataforma *Q4000*.

El concepto fundamental ha sido el mismo desde entonces: una unidad compacta y estable, capaz de trabajar en TA>3,000 m; capacidad para movilizarse rápidamente entre pozos; una cubierta continua; una torre de perforación con AHC y PHC; con moon pool y sistema DP-3; capacidad de top drive para permitir la ejecución de todas las actividades de intervención a pozos submarinos; ROV dual de trabajo pesado; IRS específico y grúas de gran capacidad de izaje para permitir actividades simultáneas (en cubierta y en el fondo marino).

**Figura 61.** *Plataforma semi-sumergible*



*Nota:* Modificado de Bai y Bai (2019)

De acuerdo con Helix, la plataforma semi-sumergible Q4000 (**Figura 62**) es capaz de realizar los siguientes servicios a pozos: Intervención a través del aparejo de producción con o sin riser; perforación de pozos e introducción de tuberías de revestimiento; introducción/recuperación de equipos submarinos y superficiales; pruebas de presión-producción; servicio a pozos con cable, línea de acero y TF; cementación, bombeo, estimulación de pozos; P&A; recuperación y sustitución de árboles submarinos y apoyo en emergencias de control de pozos.

A continuación, se presentan las principales características de la Q4000:

**Tabla 10.** Características principales de la plataforma semi-sumergible Q4000

Eslora (m)	Manga (m)	Calado (m)	Área de cubierta disponible (m <sup>2</sup> )	Profundidad de pontón (m)	Velocidad de tránsito (nudos)
95	64	15.08	1,394	8	12-13

**Figura 62.** Unidades semi-sumergibles de intervención



**Q4000**

La Q4000 es la primera embarcación de intervención a pozos en el Golfo de México, con capacidad para llevar a cabo una amplia gama de operaciones submarinas.



**Q5000**

La semi-sumergible de intervención a pozos, Q5000, es la siguiente generación de diseño basado en la Q4000.



**Q7000**

La semi-sumergible DP clase 3, Q7000, es una unidad avanzada de intervención a pozos.

Fuente: Helix

La plataforma Q4000 realiza las operaciones con dos grúas *kingpost*, con capacidades de 160 y 360 ton. Esta última es capaz de alcanzar hasta 3,000 m de profundidad para el despliegue de equipos en el fondo marino. Además de las grúas, la plataforma cuenta con una torre de perforación con capacidad de 600 ton, que contiene y soporta: malacate, poleas, bloque viajero y gancho, sistemas AHC y PHC y sistemas de control y seguridad.

Johnston (2003) señala que la cubierta principal cuenta con un moon pool central de 6 m x 12 m. Es el único nivel operativo a bordo, ya que la embarcación no cuenta con un área debajo del moon pool, normalmente asociada a la manipulación de los preventores en MODU convencionales.

Para aprovechar el espacio disponible en cubierta, un piso de perforación retráctil oculta el moon pool para permitir el montaje y prueba de los equipos y herramientas de intervención antes de su despliegue y/o el transporte de tubería de perforación o juntas de riser. Una vez listos para su despliegue, los equipos de mayor tamaño se conectan fuera del moon pool mediante el bloque viajero. En este punto, el piso de perforación se retrae, dejando al descubierto el moon pool, permitiendo así, el despliegue del equipo al fondo marino. Adyacentes y por debajo de la torre de perforación, los rieles guía del bloque viajero siguen interactuando con un sistema de guía bajo el casco. El sistema de guía, que consta en un carro móvil que puede acoplarse a los equipos, proporciona estabilidad a medida que el equipo desciende a través de la zona de inmersión. Una vez superada la zona de inmersión, el piso de perforación se retrae de nuevo alrededor del riser o de la tubería de perforación, con lo que la zona de trabajo vuelve a ser una configuración de piso de perforación convencional. En este punto, pueden comenzar las operaciones estándar de conexión de tuberías, ya sean de perforación o riser. A bordo también se encuentran equipos auxiliares convencionales para las operaciones, como dos bombas de alta presión, llave de apriete,

top drive de 600 ton y racks para tubería. El sistema de tensionamiento de la Q4000 se encuentra en el moonpool. Consta de ocho tensores de 200 kip, cuatro a proa y cuatro a popa. Los tensores se ajustan al perfil existente del casco de la embarcación. Como resultado de la instalación, el tamaño del moon pool se redujo de 6 m x 12 m a aproximadamente 6 m x 6 m. El tanque de presión de aire para el sistema de tensionamiento del riser está instalado en la parte inferior de la plataforma para proporcionar una conexión directa con los tensores.

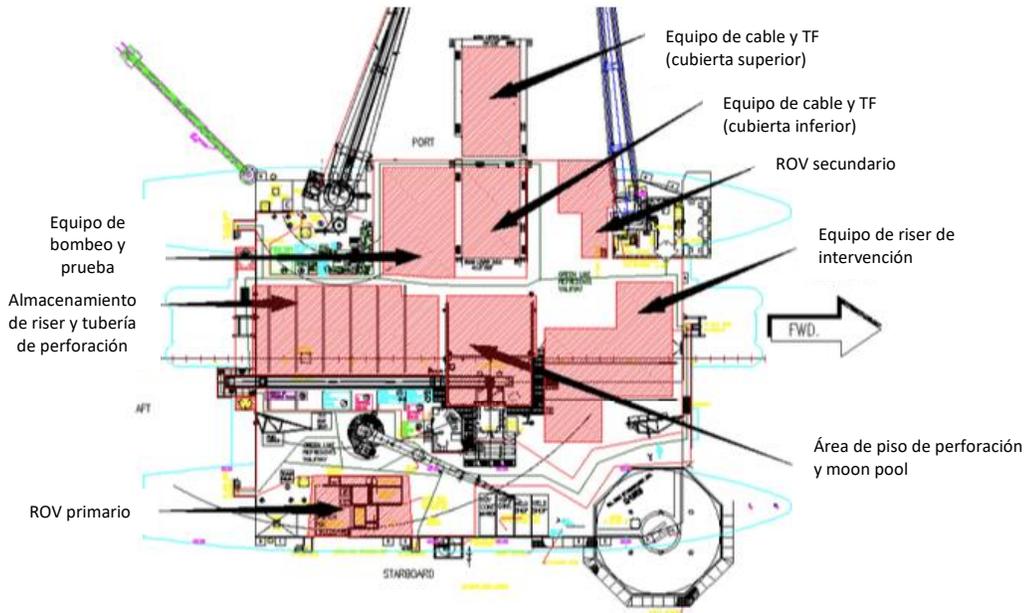
Los equipos sobre cubierta de la Q4000 presentan las siguientes características

**Tabla 11.** Equipos de intervención sobre cubierta de la Q4000

Equipos sobre cubierta para servicio de intervención a pozos submarinos		
Tubería Flexible	Cable	Línea de acero
<p>Cabina de control</p>  <p>Unidad de potencia hidráulica</p>  <p>Carrete de TF</p>  <p>Cabeza inyectora</p>  <p>Unidad de potencia: 2.4 m largo x 1.2 m ancho x 2 m alto.                      Peso 5,500 kg (mojado).                      Circuito hidráulico abierto y sistema de alta presión.                      Cabina de Control: 3.2 m largo x 2.4 m ancho x 2.5 m alto. Peso 6,350 kg.                      Carrete Estándar: 3.4 m largo x 2.4 m ancho x 3 m alto. Peso 4,082 kg (sin tubería)                      Cabeza inyectora: Hydra-Rig HR440. Jalón: 60,000 lb máximo. Snub: 20,000 lb máximo.                      Peso: 3,175 kg                      Equipo de Control de Presión: Presión máxima de trabajo de 10,000 psi, y manejo de H<sub>2</sub>S. Consta de stripper BOP cuádruple y estopero. Maneja tubería de 1-1/4" y hasta 2-7/8</p>	 <p>5.4 m de largo x 2.3 m de ancho x 2.3 m de alto.                      Rango de velocidades: Continua de 9,000 a 12,000 m/h                      Tracción máxima: 12,000 lb en el sello del tambor de 1.3 m de diámetro.                      Malacate de alta resistencia con certificación DNV utilizado para operaciones con cable.</p>	 <p>Dimensiones: 2.3 m largo x 2.3 m ancho x 2.13 m alto                      2,700 kg sin tambor, 9.060 kg con tambor lleno de 1.3 m de diámetro                      Tambor estándar de hasta 1.42 m de diámetro, accionado por cadena                      Rango de velocidad del cable: 0 a 20,117 m/h.                      Tensión del cable: Máximo 9,900 lb @ sello de tambor a 21,500 lb @ núcleo del tambor</p>

Fuente: Scot (2001)

Figura 63. Disposición de la cubierta de la Q4000



Nota: Modificado de Johnston (2003)

Figura 64. Sistemas y equipos de la Q4000



Fuente: Helix

En 2015 se lanzó al mercado la 2ª generación de semi-sumergibles, la *Q5000*, con un 40% más de espacio en cubierta y mayor calado. Introduciendo, un sistema de grúas para manipulación de tubería con el fin de optimizar la corrida de riser, así como para aumentar la capacidad de las grúas de la torre y auxiliares, la eficiencia operativa incremento sustancialmente de acuerdo con Batista y Carr (2017).

La 3ª generación de semi-sumergibles de intervención, *Q7000*, incorpora nuevas mejoras tecnológicas y las lecciones aprendidas de más de 15 años de operaciones continuas de la 1ª y 2ª generación de semi-sumergibles de intervención (*Q4000* y *Q5000*, respectivamente).

Como embarcación capaz de realizar intervenciones a pozos, la *Q7000* está clasificada como MODU, lo que le permite retornar hidrocarburos y fluidos de perforación a superficie.

Para Batista y Carr (2017), la diferencia entre una plataforma semi-sumergible de intervención construida específicamente para este fin, y un equipo de perforación convencional, es el manejo del equipo de intervención asociado y la capacidad para realizar actividades fuera del programa y/o simultáneas.

La plataforma semi-sumergible Q7000 tiene las siguientes especificaciones técnicas.

**Tabla 12.** Especificaciones técnicas de la Q7000

Características Principales		ROV		IWOCS	
Nombre	Q7000	2 hangares para ROV de 150 hp		MUX redundante	
Construcción	2017	Sistema de rieles guía de LARS		Sistema de emergencia de back up	
+1A1 Column Stabilized Well Intervention Unit 2, Grúa HELDK-SH, EO, DYNPOS-AUTRO		<b>Capacidad de fluidos</b>		Sistema de inyección química	
Alojamiento	130-140 personas	Agua de lastre	10,501 m <sup>3</sup>	LV opcional	
Máxima velocidad de tránsito	10 nudos	Aceite combustible	1,799 m <sup>3</sup>	Presión de trabajo	5,000 psi
Dimensiones		Agua de perforación	345 m <sup>3</sup>	IRS	
LOA	97.50 m	Salmuera	312 m <sup>3</sup>	Diámetro interno	7 3/8" Nominal
Ancho de los pontones	14.30 m	Ácido / Fluidos especiales	300 m <sup>3</sup>	Presión de trabajo	10,000 psi
Longitud de la cubierta principal	70.2 m	Agua potable	422 m <sup>3</sup>	Servicio	Amargo (H <sub>2</sub> S) Dulce (CO <sub>2</sub> )
Ancho de la cubierta principal	61.10 m	Aceite	161 m <sup>3</sup>	Clasificación de temperatura	ISO 10423 clase U
Calado Operativo	18.25 m	Tanque de almacenamiento	32 m <sup>3</sup>	Temperatura de diseño	-18 C a 121 C
Moon Pool en cubierta inferior	8.8 m x 6.5 m	Hidrocarburos	132 m <sup>3</sup>	ID anular	2" Nominal
Capacidad de carga variable	3,000 mton	Cemento	90 m <sup>3</sup>	Tensores del riser	
Cuartos de máquinas		Lodo	161 m <sup>3</sup>	Capacidad	8 x 126 kips ea.
8 x Generadores Diésel	2,925 kW c/u	Equipo de servicio a pozos <td>Carrera</td> <td>15 m</td>		Carrera	15 m
Potencia total instalada	22.4 mW	Torre	600/400/200 mt AHC y PHC	Llaves hidráulicas	
Motores	4	Máximo espacio entre el gancho y el piso de perforación	42 m	Apriete	100k ft-lb
4 x Propulsores frente	3,200 kW ea.	Cubierta principal	600 mton	Quiebre	130kt ft-lb
4 x Propulsores detrás	1,500 mton	Cubierta del moon pool de la cubierta inferior	400 mton	Rango de tamaño de tubería	3.5" – 10"
2 propulsores de túnel de 1,950 kW		Sistema de cables guía	800 m	Manejo de tuberías y materiales	
2 propulsores azimutales de 2,000 kW		Grúa AHC submarina a babor		Grúa Knuckle Boom	12 mton
		Límite superficial	150 mton	Catwalk	26 m x 45 mton
		TA=3,000 m	90 mton	Sistema de deslizamiento	150 mton ea.
		Grúa AHC submarina a estribor		Bombas de lodo	
		Superficie (principal)	160 mton	2 bombas Cameron W2214	110 spm
		Superficie (fly jib)	20 mton	Máxima presión	7,500 psi

Fuente: Helix

En las **Figuras 65-68** se muestran algunas de las instalaciones y equipos a bordo de la Q7000.

**Figura 65.** Rack de tuberías en cubierta de la Q7000



*Fuente:* Batista y Carr (2017)

**Figura 66.** Sistema de deslizamiento que se extiende entre la torre de mantenimiento y el moon pool



*Fuente:* Batista y Carr (2017)

**Figura 67.** Despliegue de ROV en moon pool específico utilizando un sistema de cables y rieles guía en la Q7000



Fuente: Helix

**Figura 68.** Poleas del sistema de tensionamiento del riser en la Q7000



Fuente: Helix

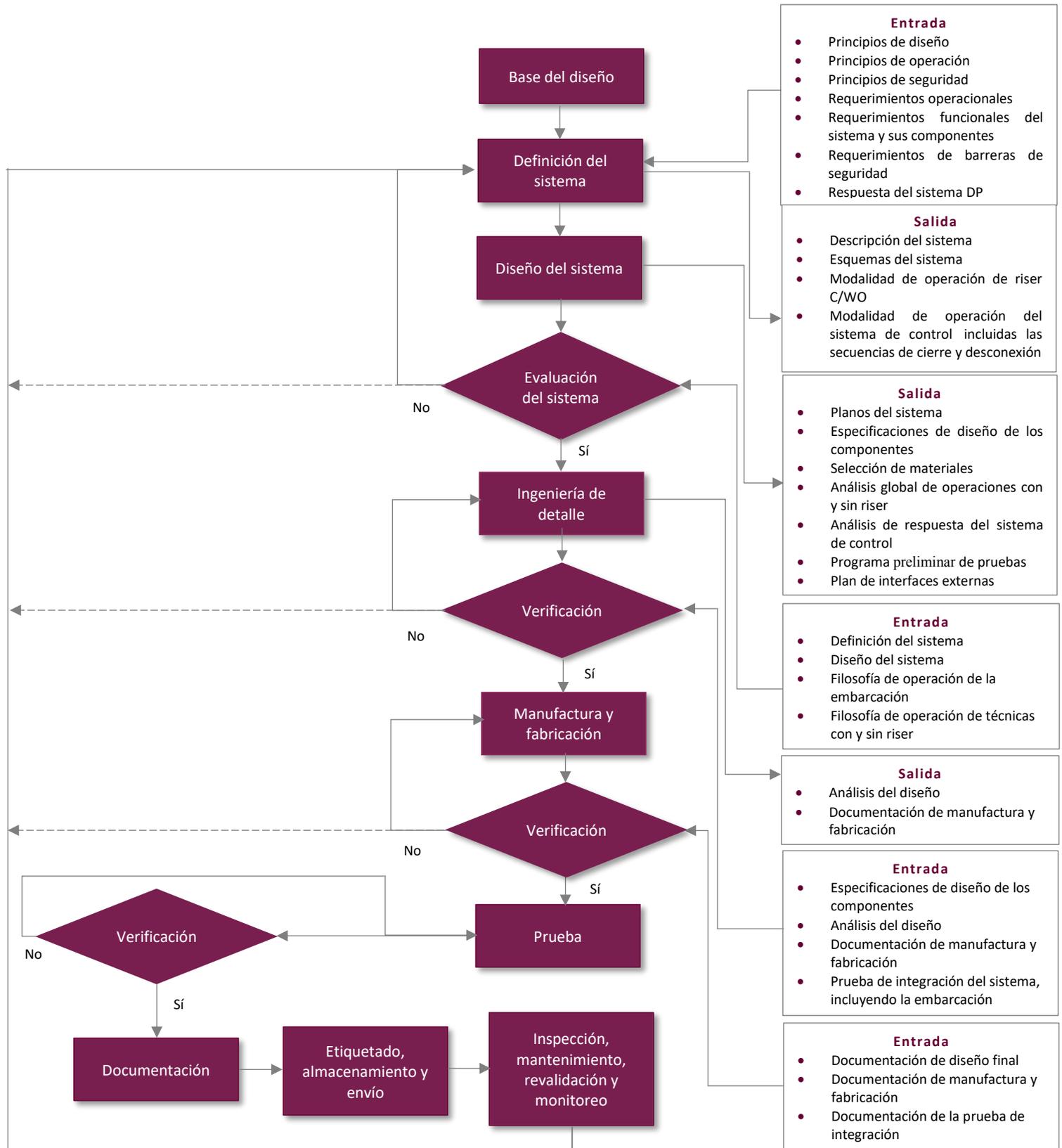
## **Sistemas Submarinos de Intervención a Pozos**

### **Introducción al Diseño de Sistemas de Intervención a Pozos**

La norma ISO 13628-7, establece los requisitos y recomendaciones para el diseño, análisis, materiales, fabricación, pruebas y funcionamiento de los sistemas submarinos con riser de terminación/repación desplegados desde embarcaciones flotantes. Durante el diseño de los sistemas submarinos de intervención es necesario adoptar un enfoque sistémico (**Figura 69**) para garantizar la seguridad y eficacia requeridas en las operaciones de intervención.

Desde el punto de vista de Long Ge et al. (2023), la ingeniería de detalle es uno de los pasos obligatorios para evaluar la limitación global del sistema y su funcionamiento. No sólo el complejo sistema está compuesto por equipos suministrados por varios proveedores, sino que también el entorno desafiante, especialmente las corrientes, imponen severas restricciones. Para determinar los límites de funcionamiento de todo el sistema, es necesario construir y calibrar un modelo global que incluya las propiedades de cada uno de los componentes, las condiciones límite de conexión y las cargas ambientales.

Figura 69. Diagrama de flujo del diseño de Sistemas Submarinos de Intervención



Fuente: Lindland et al. (2003)

Para Harrold y Saucier (2003), en el diseño de sistemas de intervención debe realizarse una evaluación cualitativa de confiabilidad del sistema para determinar los componentes críticos y eliminar los puntos únicos de falla –una parte de un sistema que, si falla, hará que todo el sistema deje de funcionar– cuando sea práctico. El sistema de intervención y sus componentes deben evaluarse por completo para garantizar que son adecuados para las condiciones de operación a las que estarán expuestos. Debe diseñarse y aplicarse un plan de mantenimiento exhaustivo para garantizar que la viabilidad del sistema se mantiene durante toda su vida útil. Lo anterior, se expone con mayor detalle a continuación:

### ***Determinación de Puntos Débiles del Sistema***

Debe realizarse un análisis de puntos débiles para todos los sistemas de intervención desplegados desde embarcaciones DP. El sistema de intervención debe diseñarse de tal forma que el punto débil esté situado por encima de las barreras primarias de control del pozo. Esto garantizará que el sistema sea intrínsecamente seguro en caso de que falle la desconexión, ya que las barreras de control del pozo se cerrarán automáticamente si se produce una falla en el punto débil. El punto débil del sistema debe ubicarse de tal forma que incremente la capacidad de las conexiones entre el equipo de control de pozos y el pozo, en lugar de diseñar un sistema de *weak link* o *eslabón débil*. En caso de pérdida de posición de la embarcación, o de condiciones meteorológicas extremas, el weak link se romperá antes de que se transfieran cargas elevadas al sistema de intervención. En la práctica, es difícil diseñar sistemas de weak link confiables ya que dependen de un control estricto de las propiedades de los materiales. Por lo tanto, es mejor diseñar el equipo de control de pozos con grandes factores de seguridad para garantizar que el punto débil esté situado en la parte superior.

### ***Evaluación de Confiabilidad de los Equipos***

Estimar la confiabilidad de los equipos submarinos de forma rigurosa y cuantitativa resulta difícil en la actualidad debido a la falta de datos. Sin embargo, puede hacerse una buena evaluación cualitativa. Deben utilizarse métodos de confiabilidad como el análisis del árbol de fallas para identificar los componentes críticos y determinar el nivel de redundancia que existe en el sistema de intervención. Esto permitirá eliminar los puntos únicos de falla del sistema. También deben realizarse estudios FMECA para analizar todos los equipos nuevos y sus métodos de instalación asociados. Los beneficios obtenidos por el aumento de la complejidad del sistema deben ser examinados en contra de su efecto sobre la confiabilidad global del sistema. El ingeniero de diseño y el usuario final deben esforzarse por emplear la mejor tecnología disponible y maximizar el uso de equipos ya probados en campo para los componentes críticos del sistema.

### ***Requisitos de Calidad de los Equipos***

Al inicio del proyecto debe crearse una base de diseño completa, en la que se detallen las condiciones de servicio y los requisitos operativos de los equipos. Debe llevarse a cabo una revisión rigurosa para determinar la calidad de todos los equipos existentes y nuevos, con el fin de determinar qué pruebas de calidad adicionales son necesarias. Como mínimo, la calidad de los equipos debe tener en cuenta su funcionamiento óptimo con respecto a la presión y temperatura máximas de trabajo, TA, cargas ambientales y la exposición a hidrocarburos y productos químicos. Además, deben realizarse pruebas de corte para evaluar los mecanismos de corte de equipos de desconexión y control, y garantizar que pueden cortar cualquier herramienta de intervención que se planea utilizar en la intervención al pozo. Se debe asegurar que todas las juntas, mecanismos de sellado de válvulas de fondo de pozo, mecanismos de corte y conexiones cumplen los requisitos

de calidad de los estándares *API 6A*, *PR2*, *Apéndice F* y *API 17D / 17G*. Las conexiones de juntas de riser C/WO en aguas abiertas deben cumplir los requisitos de la norma *ISO 13628-7*.

Un programa completo de las siguientes pruebas debe llevarse a cabo para completar la verificación final del comportamiento y rendimiento del equipo.

- a) *System Integration Testing* o SIT (Pruebas de Integración del Sistema): Las pruebas de calidad de integración del sistema son un paso esencial en cualquier proyecto de ingeniería para minimizar cualquier riesgo de falla en campo. Estas pruebas son primordiales cuando se trata de un sistema complejo o cuando el sistema se va a instalar en un entorno difícil, como lo son las aguas profundas. Asegurarse de que cada componente funciona exactamente como se espera es fundamental.
- b) *Subsea Factory Acceptance Testing* o SAT (Pruebas de Aceptación de Fabricación Submarina): Estas pruebas garantizan que el sistema cumple todos los requisitos normativos y de calidad necesarios antes de su instalación. La realización de pruebas exhaustivas de cumplimiento es una parte esencial de cualquier proyecto.

### ***Filosofía de mantenimiento***

El usuario final debe aplicar un plan de mantenimiento exhaustivo a cualquier sistema de intervención. Esto es cada vez más importante en un entorno DP en el que la confiabilidad del equipo es primordial. Para reducir el NPT y mitigar los riesgos, se requieren programas continuos de mantenimiento a bordo y en taller. El reconocimiento de cualquier punto único de falla en el sistema de control es clave para proporcionar un enfoque discreto en estos componentes, tanto en el taller como costa afuera. El reconocimiento de señales de mal funcionamiento es un indicador clave de rendimiento que debe seguirse.

Como mínimo, el plan de mantenimiento debe lograr lo siguiente:

1. Realizar un seguimiento del uso y rendimiento de los componentes críticos
2. Garantizar la limpieza de los fluidos en todos los sistemas hidráulicos
3. Garantizar la sustitución periódica de los filtros hidráulicos
4. Mantener y verificar el rendimiento de los mecanismos de sellado y corte de las válvulas
5. Mantener y verificar el rendimiento de los sistemas de control y desconexión
6. Garantizar la sustitución rutinaria y proactiva de consumibles
7. Retroalimentar el historial del campo para optimizar los intervalos de mantenimiento con el fin de reducir aún más el riesgo de mal funcionamiento del equipo.

## **Descripción de los Sistemas Submarinos de Intervención**

### ***Sistema de Cabezal Submarino***

De acuerdo con Crumpton (2018), aunque los ingenieros de terminación e intervención no son directamente responsables del diseño del sistema de cabezal submarino y tuberías de revestimiento deben tener un conocimiento básico de las fuerzas que actúan sobre el nido del *High Pressure Wellhead* o HPW (Cabezal de Alta Presión) y las tuberías de revestimiento que soporta.

El sistema de cabezal submarino proporciona el soporte base para todas las tuberías de revestimiento y un método mediante el cual se pueden sellar y probar el espacio anular. La función principal de un sistema de cabezal submarino es servir de punto de anclaje estructural y de contención de la presión en el lecho marino para los sistemas de perforación y terminación, así como para las sargas de revestimiento dentro del pozo. El sistema de cabezal de pozo incorpora perfiles internos para el soporte de las sargas de revestimiento y el aislamiento de los anulares. El pozo está soportado por un revestimiento estructural exterior que transfiere todos los momentos

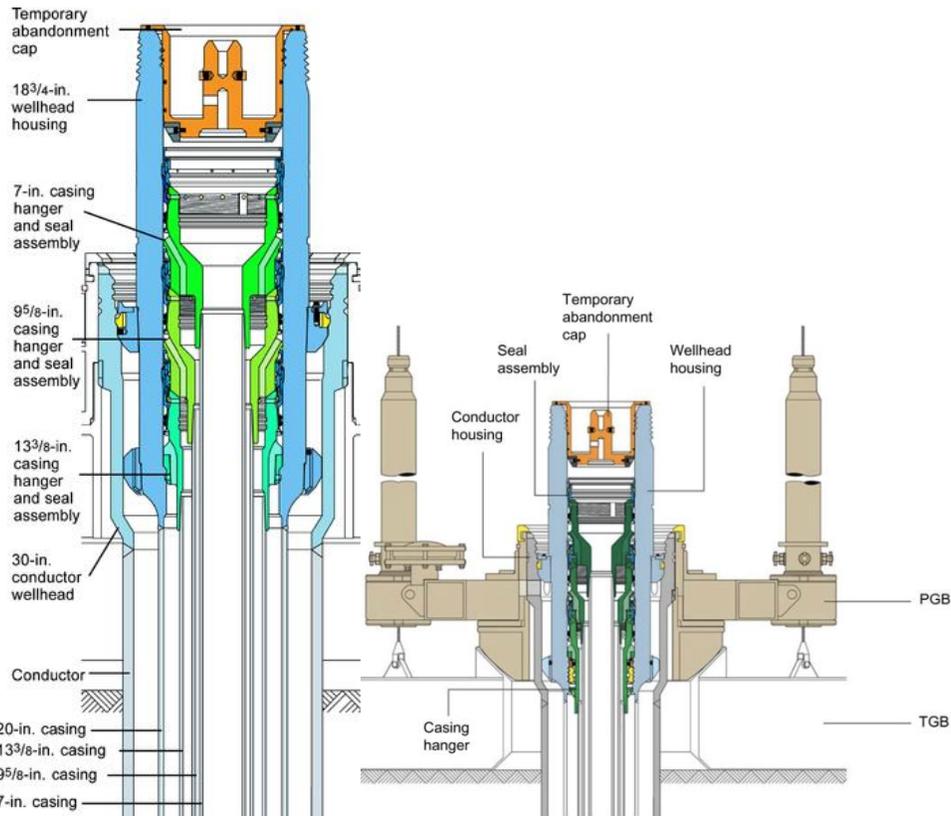
de flexión inducidos al entorno del lecho circundante. Además, el sistema incorpora instalaciones de guía, soporte mecánico y conexión de los sistemas utilizados para perforar y terminar el pozo.

**Componentes.** Los componentes principales del sistema de cabezal submarino son:

- a) *Temporary Guide Base* o TGB (Base Guía Temporal)
- b) *Permanent Guide Base* o PGB (Base Guía Permanente)
- c) *Low Pressure Wellhead* o LPW (Cabezal de Baja Presión)
- d) HPW
- e) Tapón de corrosión
- f) Colgadores de tubería
- g) Buje de desgaste
- h) Colgador adicional para TR intermedia (*Landing Sub*)
- i) Ensamble de sellos
- j) Herramientas de instalación (*Running Tools*)
- k) Herramienta multi-propósito
- l) Indicador de inclinación
- m) Válvula tipo bola del anular

El HPW soporta la TR intermedia, de explotación y el aparejo de producción (**Figura 70**). El HPW está unido a la junta superior de la TR superficial, la cual se cementa en su lugar y proporciona la integridad estructural necesaria al sistema de cabezal submarino. El exterior del HPW está equipado con un perfil de conexión para conectar el SSBOP o el SSXT al cabezal de pozo según sea el caso. La **Figura 70** muestra la configuración típica de un sistema cabezal submarino.

Figura 70. Sistema de cabezal submarino



Fuente: SPE; Drill-Quip

**Criterios de funcionamiento.** De acuerdo con Bai y Bai (2019), el sistema de cabezal submarino deberá:

- Permitir la orientación del cabezal submarino y del SSXT con respecto a la conexión SSXT-manifold
- Soportar los esfuerzos de flexión resultantes de la pérdida de la posición de la embarcación
- Interconectarse con el SSXT y el SSBOP, soportarlos y sellarlos
- Aceptar todas las cargas impuestas por las operaciones de perforación, terminación y producción, incluida la dilatación térmica
- Sostener y asegurar todas las TR y el aparejo de producción

- Proporcionar integridad ante presión entre TR's, y en el espacio anular TR de explotación-aparejo de producción
- Contener la presión máxima de boca de pozo y de prueba
- Garantizar la alineación, concentricidad y verticalidad del nido del LPW y del nido del HPW
- Tener un diseño probado en campo, en la medida de lo posible, y estar diseñado para instalarse con mínima sensibilidad a la profundidad y condiciones metocélicas

**Criterios de operación.** El sistema de cabezal submarino debe cumplir con los siguientes criterios operativos:

- Ser capaz de instalar en el mismo viaje: la PGB, el conductor y el LPW. El conjunto se diseñará para ser preinstalado en el moon pool antes de su despliegue
- Permitir operaciones de *jeteo*, perforación y cementación
- Incluir elementos para la descarga efectiva de recortes de perforación/retornos de lechada asociados a las operaciones de perforación
- Proporcionar bujes de desgaste para proteger los orificios internos de los componentes del sistema de cabezal submarino durante las operaciones de perforación, terminación y abandono
- Garantizar que todos los sellos y dispositivos de aseguramiento puedan probarse *in situ*
- Garantizar que el ensamble completo de sellos pueda recuperarse y sustituirse en caso de que falle
- Garantizar que todos los sellos permanentes estén protegidos durante la corrida de herramientas y estén activados después de su instalación

- Estar diseñado de tal forma que sus componentes no se enganchen ni restrinjan el paso mientras se introducen o extraen tuberías y herramientas
- Proporcionar herramientas que permitan limpiar las superficies que hacen sello después de la cementación y previo a la colocación del ensamble de sellos
- Permitir la instalación del colgador de TR y del ensamble de sellos, así como la extracción de este en caso de falla en un solo viaje
- Permitir áreas de flujo y tamaño de partículas suficientemente grandes a nivel del colgador de TR y del conjunto soldador-colgador
- Estar diseñado para permitir las pruebas del SSBOP sin tener que recuperar el buje de desgaste
- Guiar la entrada al pozo de equipos y herramientas durante las operaciones de perforación, terminación e intervención
- Permitir la recuperación de todo el equipo instalado durante operaciones de intervención pesada y P&A

Harrold y Saucier (2003) señalan que los factores clave de diseño relacionados con el sistema de cabezal submarino son la especificación del LPW y la selección del perfil del nido del HPW. Las cargas transmitidas al cabezal por el riser durante las operaciones de perforación, terminación e intervención definen estos requisitos. Debe emplearse un sistema robusto de aseguramiento entre el HPW y el conductor para permitir un mejor control de la fatiga y transmisión de cargas.

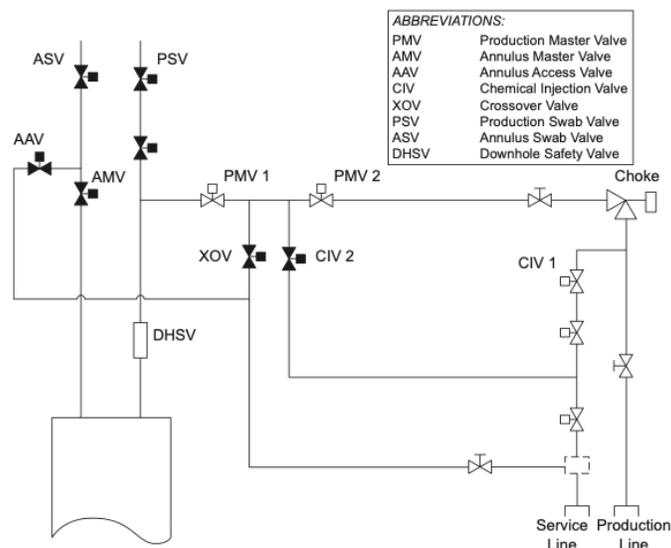
La selección del sistema de cabezal submarino debe hacerse de tal forma que no limite la elección de embarcaciones disponibles para llevar a cabo las operaciones de terminación y de intervención a lo largo del ciclo de vida del campo. Por último, debe comprenderse totalmente el impacto de la selección del sistema de cabezal submarino en el diseño resultante de SSXT.

### *Sistema de Árbol Submarino (SSXT)*

Retomando lo establecido por Varhaug (2016), la función del SSXT es controlar y gestionar la presión y el flujo durante la vida productiva del pozo y permitir cualquier intervención necesaria. Es el principal mecanismo de cierre del pozo en el fondo marino al detener con seguridad el flujo de producción o inyección mediante válvulas accionadas por un sistema de control, y sirve de interfaz para las operaciones de intervención.

Mientras que para Bai y Bai (2019), un SSXT es básicamente un conjunto de válvulas instaladas sobre un cabezal submarino para proporcionar una interfaz controlable entre el pozo y las instalaciones de producción. El SSXT contiene varias válvulas que se utilizan para probar, dar servicio, regular o estrangular la corriente de producción. La **Figura 71** muestra la disposición y configuración típica de las válvulas de un árbol submarino.

**Figura 71.** Configuración de válvulas de un árbol submarino



Fuente: Bai y Bai (2019)

En la **Tabla 13** se presentan las funciones de las válvulas de un árbol submarino.

**Tabla 13.** *Funciones de las válvulas del SSXT*

Componente	Función
Surface Controlled Subsurface Safety Valve o SCSSV (Válvula de Tormenta)	La corriente de producción procedente del pozo pasa a través de la SCSSV, que se cerrará si se detecta algún accidente, fuga o incremento de presión. Esta válvula representa la primera barrera de presión.
Válvula maestra inferior (LMV)	La LMV no se utiliza en las operaciones cotidianas. Se deja abierta y sólo se utiliza para proporcionar una barrera si otras válvulas del árbol han fallado.
Válvula maestra superior (UMV)	Es la válvula que se utiliza normalmente para abrir y cerrar el pozo. Proporciona una apertura total durante la producción normal. Debe ser capaz de mantener la presión del pozo de forma segura para todas las condiciones de operación previstas, ya que representa la segunda barrera de presión. En muchos árboles, la UMV se acciona mediante un actuador hidráulico (o neumático). El actuador está configurado para cierre en caso de falla y conectado al panel de cierre automático de las instalaciones.
Válvula acceso vertical o válvula de sondeo (PSV)	La PSV (a veces llamada válvula de corona) está normalmente cerrada mientras el pozo está produciendo (inyectando). Permite el acceso al pozo durante las intervenciones, en las que se utiliza como una de dos barreras mecánicas (la otra corresponde a la UMV).
Válvula lateral o válvula de ala (PWV)	Se utiliza junto con la UMV para controlar el gasto. Al igual que la UMV está equipada con actuadores a prueba de falla y están conectadas al sistema ESD de la instalación.
Válvula de seccionamiento (XOV)	Es una válvula opcional que, cuando se abre, permite la comunicación entre las rutas del anular y del SSXT, que normalmente están aisladas. Como su nombre lo indica, permite matar el pozo mientras la línea de flujo sigue conectada. También se utiliza para bombear productos químicos de estimulación e inhibición al pozo, probablemente esta última sea una aplicación más común.
Válvula maestra del espacio anular (AMV)	Se utiliza para igualar la presión entre el espacio superior e inferior de la bola colgadora durante la producción normal (la SCSSV está abierta).
Válvula de acceso al espacio anular (AAV) o (ASV)	Se abre cuando es necesario realizar intervenciones en el pozo.
Estrangulador	El estrangulador se utiliza para controlar el gasto y reducir la presión de flujo.
Tapón del árbol submarino	A veces llamado tapón corona, es un tapón de alta presión que cubre la parte superior del cuerpo del SSXT. Su función es evitar la fuga de fluidos del pozo al ambiente y la caída de objetos pequeños dentro del equipo. Los diseños son muy diferentes entre HXT y VXT, pero en general está diseñado para recuperarse y facilitar el mantenimiento. Se retira para permitir la instalación de sistemas de intervención. La mayoría de los tapones de árbol tienen roscas de unión rápida, compatibles con las utilizadas en los sistemas de intervención. Se instala, asegura, se desinstala, se suelta y se recupera mediante operaciones asistidas por ROV. Un tapón interno se diseña para engancharse al cuerpo SSXT por encima de la bola colgadora y sellar la zona por encima del mismo a la presión de trabajo máxima. Se instala con riser y se asegura completamente en el interior del árbol horizontal, y debe proporcionar un sellado primario metal-metal y un sellado elastomérico secundario para aislar el interior del árbol del ambiente.
Conector del árbol	El conector del árbol se utiliza para fijar el SSXT al sistema de cabezal submarino. Proporciona conexión mecánica y de presión, así como orientación entre el conjunto del árbol y el cabezal de pozo.

Fuente: Crumpton, 2018; Bai y Bai, 2019

Las válvulas del SSXT deben diseñarse, fabricarse y probarse de acuerdo con las normas *API 17D*, *API 6A* y *API 6D*. Las válvulas pueden ser tanto instaladas como integradas.

**Criterios de funcionamiento.** Los requisitos funcionales del SSXT son los siguientes:

- Dirigir el fluido producido desde el pozo hasta la línea de flujo (árbol de producción) o canalizar la inyección de agua o gas en la formación (árbol de inyección) mediante la apertura y cierre de válvulas de contención de presión
- Monitorear parámetros de presión del pozo, temperatura y contenido de arena a nivel del SSXT
- Detener con seguridad el flujo mediante válvulas accionadas por un sistema de control. Cuando están cerradas, estas válvulas constituyen una barrera mecánica entre la formación y la superficie
- Inyectar en el pozo o en la línea de flujo, fluidos para aseguramiento de flujo, como inhibidores de corrosión o de formación de hidratos
- Proporcionar acceso para operaciones de intervención
- Conectar y sellar con la bola colgadora (si aplica) y el cabezal submarino
- Aislar el pozo de pozos vecinos

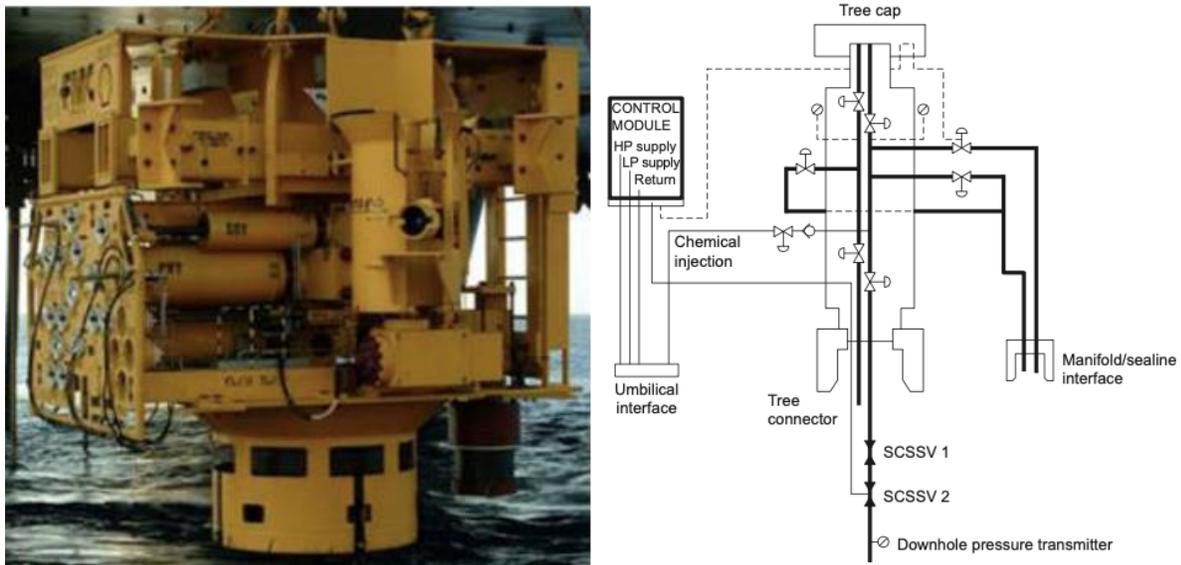
**Tipos y configuraciones de árboles submarinos.** Existen distintos tipos de árboles submarinos, que pueden utilizarse para producir hidrocarburos o para inyectar agua o gas. Las configuraciones de los SSXT pueden variar en función de la ubicación del pozo, los requisitos de control de flujo, presión, temperatura y otros parámetros específicos de los proyectos de desarrollo de campos. Los árboles submarinos se dividen en dos categorías: árboles verticales (convencionales) y árboles horizontales (o de carrete). De acuerdo con Bay (2019), la diferencia principal desde un punto de vista operativo al comparar un VXT y un HXT es la ubicación del colgador de la tubería de producción. Mientras que el colgador se encuentra en el interior del HXT, en un sistema VXT se encuentra en el interior del cabezal submarino.

**Árbol Submarino Vertical (VXT).** Las válvulas maestras se configuran por encima de la bola colgadora en el VXT. El pozo se termina antes de instalar el árbol. El VXT se instala común y ampliamente en campos submarinos debido a su versatilidad de instalación y funcionamiento. La **Figura 72** muestra un VXT previo a su instalación y el esquema de un VXT típico. Los hidrocarburos producidos fluyen verticalmente a través del cuerpo del árbol. Las válvulas maestras y las válvulas de paso también se colocan verticalmente. La bola colgadora se instala en el cabezal submarino, por lo que el VXT puede recuperarse sin tener que recuperar la terminación de fondo de pozo.

Los componentes típicos de un VXT incluyen los siguientes:

- Tapón corona
- Válvula maestra superior (UPMV)
- Válvula maestra inferior (LPMV)
- Válvula lateral o válvula de ala (PWV)
- Válvula acceso vertical o válvula de sondeo (PSV)
- Válvula de seccionamiento (XOV)
- Conector del árbol
- Válvula maestra del espacio anular (AMV)
- Válvula de acceso al espacio anular (AAV) o (ASV)
- Válvula lateral del espacio anular (AWV)
- Sensores de presión y temperatura (PT, TT, PTT, etc.)
- Sistema convencional de bola colgadora.

Figura 72. VXT



Fuente: FMC; API RP 17 A

**Árbol Submarino Horizontal (HXT).** De acuerdo con Crumpton (2018), Cameron introdujo el concepto de *SpoolTree* en 1992, y se utilizó por primera vez en 1994 en el desarrollo del campo Gryphon en el Mar del Norte. Los HXT se diseñaron para ahorrar tiempo de operación, reducir el CAPEX y aumentar la seguridad. La **Figura 73** muestra un árbol horizontal fabricado por FMC y el esquema de un árbol típico de este tipo.

Según Bai y Bai (2019), en el HXT no se utilizan válvulas de sondeo (*swab*). La bola colgadora se instala en el cuerpo del árbol, por lo que se requiere que el HXT se instale antes de terminar el pozo.

Crumpton (2018) establece que, ya que todas las válvulas están montadas en los laterales y no hay válvulas en la sección vertical, se necesitan barreras mecánicas para aislar la producción. En la parte superior de la bola colgadora se coloca mediante cable, un tapón mecánico y por encima de la bola colgadora, un tapón interno de alta presión forma una segunda barrera de presión que garantiza el cumplimiento de la política de aislamiento de doble barrera. Cabe señalar que estos

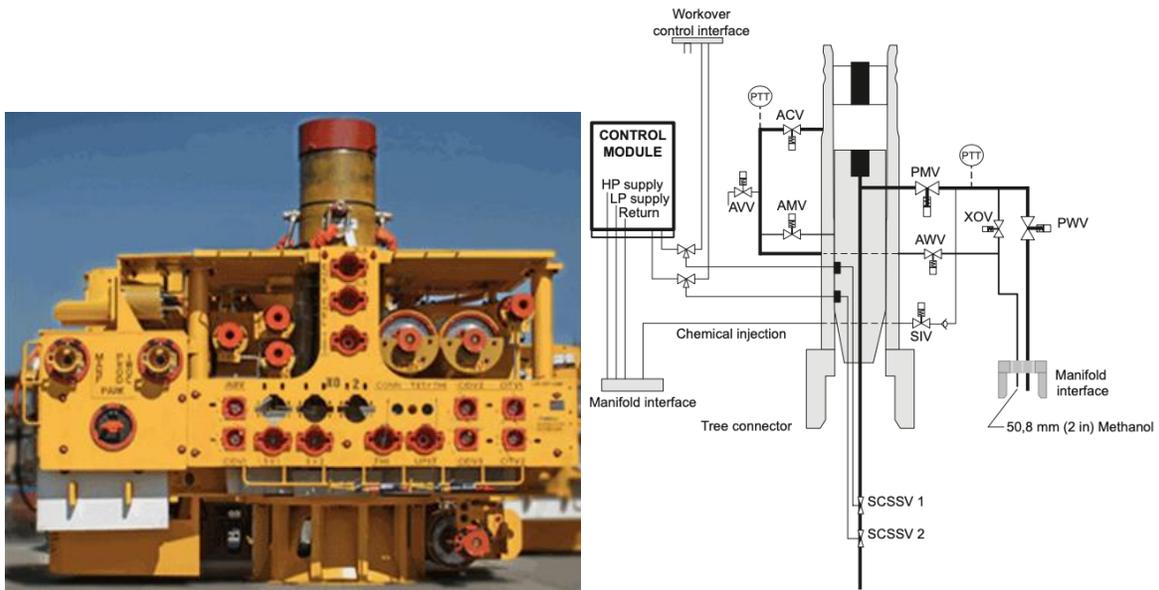
tapones forman un componente esencial de la barrera de integridad del pozo. Para reducir la posibilidad de fugas, se instalan sin un dispositivo de compensación integrado, lo que puede dificultar la extracción de los tapones, en particular el tapón de la bola colgadora.

Para Bai y Bai (2019), el hecho de que las válvulas están montadas en los laterales permite operaciones sencillas de intervención. Este concepto es especialmente útil para pozos que necesitan múltiples intervenciones. Mientras que para Crumpton (2018), la eliminación de la necesidad de retirar el HXT para re-terminar el pozo ahorra tiempo, lo que los convierte en una buena opción para terminaciones que requieren sustituirse frecuentemente, además que, dado que no es necesario invertir en sistemas específicos de riser para instalar la bola colgadora y el árbol, se reduce el CAPEX. Sin embargo, los HXT pueden no ser la mejor solución para pozos en los que se prevean intervenciones frecuentes, ya que la necesidad de extraer y sustituir el tapón corona y el tapón de la bola colgadora cada vez que se entra al pozo supone un gasto operativo adicional.

Los componentes típicos de un HXT incluyen los siguientes:

- Tapón de corrosión o *Tree debris cap*
- Cuerpo del árbol
- Tapón interno (o tapón corona superior)
- Tapón corona (o tapón corona inferior)
- Válvula maestra (PMV)
- Válvula lateral o válvula de ala (PWV)
- Válvula de acceso al espacio anular (AAV) o (ASV)
- Válvula maestra del espacio anular (AMV)
- Válvula lateral del espacio anular (AWV)
- Válvula de seccionamiento (XOV)
- Sensores de presión y temperatura (PT, TT, PTT, etc.)
- Conector del árbol
- Sistema de bola colgadora

Figura 73. HXT



Fuente: FMC; API RP 17 A.

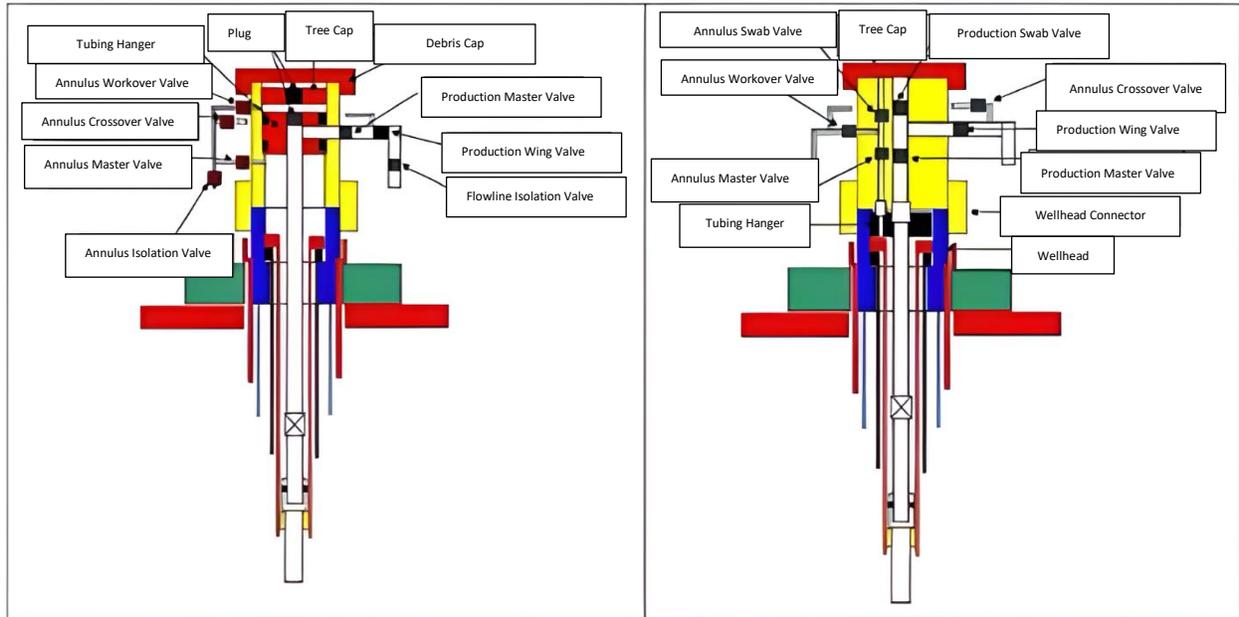
En la **Tabla 14** se resumen las principales diferencias entre VXT y HXT, las cuales se ilustran en la **Figura 74**.

Tabla 14. Principales diferencias entre VXT y HXT

Componente	VXT	HXT
Cuerpo del árbol		Normalmente diseñado para ser un cuerpo integrado. La PMV se encuentra en el cuerpo del árbol, al igual que las válvulas del espacio anular. La PWV suele diseñarse para integrarse en un bloque de ala de producción, que puede conectarse fácilmente al cuerpo del árbol mediante bridas. Este diseño hace que los componentes sean intercambiables entre árboles horizontales. Además, el sistema de la bola colgadora se encuentra en el cuerpo del árbol.
Bola colgadora	Un VXT utiliza un sistema convencional de bola colgadora, que tiene un agujero de producción principal y un espacio anular. El colgador se instala en el cabezal submarino.	La bola colgadora es del tipo <i>monobore</i> con una salida lateral a través de la cual la producción pasará a la PWV. Dado que la bola colgadora se encuentra en el cuerpo del HXT, los tapones corona son necesarios para constituir las barreras de seguridad. Un tapón interno, situado por encima del tapón corona, constituye la segunda barrera. Si se diseñan tapones corona dobles en un sistema de bola colgadora, no se utiliza un tapón interno.
Tapón corona	Tiene la función de proporcionar las interfaces de control durante la intervención y sellar el árbol contra la entrada de agua de mar.	Tiene tapones internos y tapones de corrosión.

Fuente: Crumpton (2018)

**Figura 74.** Principales diferencias entre HXT (izquierda) y VXT (derecha)



*Nota:* Modificado de Numbere et al. (2016)

En cuanto a intervenciones a pozos, se presentan las siguientes ventajas y desventajas para cada tipo de SSXT.

**Tabla 15.** *Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de árboles submarinos*

Tipo de árbol		Ventajas	Desventajas
Horizontal		<ul style="list-style-type: none"> <li>- El aparejo de producción se puede extraer sin tener que recuperar el árbol, lo que supone una ventaja adicional en las operaciones submarinas, ya que también se elimina la necesidad de desconectar las líneas de flujo y el umbilical de control.</li> <li>- La terminación, y cualquier intervención posterior en el pozo se realizan utilizando un SSBOP estándar, riser de terminación/intervención y un árbol submarino de prueba (SSTT).</li> <li>- El árbol submarino proporciona un sistema de orientación integral, preciso y pasivo de la bola colgadora. No es necesario modificar el SSBOP (pin de orientación).</li> <li>- Gran diámetro. Tubería de gran tamaño si es necesario</li> <li>- El árbol puede instalarse antes de perforar si se desea.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Si hay que sustituir el árbol, primero hay que recuperar la terminación.</li> <li>- No hay válvulas de compuerta en la sección vertical del árbol.</li> <li>- La integridad del pozo depende del SSBOP y el SSTT durante las operaciones de terminación, disparos y prueba posteriores a la terminación. Podría decirse que esta configuración es menos segura que la de un VXT.</li> <li>- Las intervenciones se complican por la necesidad de retirar e instalar los tapones de la bola colgadora para acceder al pozo.</li> </ul>
Vertical	Dual bore	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No es necesario recuperar tapones internos para realizar intervenciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El árbol submarino debe ser capaz de soportar la carga del SSBOP y el sistema de riser de terminación/intervención.</li> <li>- Renta del SSTT</li> <li>- El árbol debe recuperarse al realizar una recuperación de la tubería de producción. Esto significa tener que desconectar la línea de flujo y el umbilical de control.</li> <li>- Diámetro de paso limitado (5 pg. nominales).</li> <li>- Se necesita un LMRP/EDP y riser de intervención específico (dual bore) para desplegar el árbol y volver a conectarlo para las intervenciones.</li> </ul>
	Mono bore	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El gran diámetro de paso significa un gran tamaño de tubería si es necesario.</li> <li>- No se requiere un sistema de riser específico para su instalación. Puede correrse desde la embarcación mediante tubería de perforación y un umbilical de control.</li> <li>- Las barreras de control del pozo se pueden configurar para permitir la instalación del árbol después del movimiento del equipo de perforación, lo que puede ahorrar una cantidad significativa de tiempo de renta del equipo.</li> <li>- No es necesario recuperar tapones internos para realizar intervenciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta ECD</li> </ul>

Fuente: Crumpton (2018)

**Criterios de Selección.** En el proceso de diseño y selección del SSXT, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos en términos de intervención a pozos.

- El HXT se utiliza en campos complejos o en los que es necesario realizar intervenciones con frecuencia, mientras que el VXT se escoge para campos sencillos o cuando la frecuencia de intervención es baja.
- No se recomienda utilizar un HXT en un campo de gas porque rara vez se necesita intervenir.

Para Bay (2019) al combinar las distintas alternativas de árboles submarinos con diferentes sistemas de intervención es obvio que pueden investigarse varias combinaciones diferentes. No siempre está claro cuál es el enfoque más rentable, por lo que es importante analizar de forma estructurada la estrategia de desarrollo del campo y las tecnologías sugeridas. La **Figura 75** muestra una visión general de los puntos críticos que deben plantearse lo antes posible durante las fases iniciales de diseño para identificar las combinaciones más prometedoras y la forma más rentable de proceder.

Ninguno de los puntos críticos puede evaluarse de forma individual, todos ellos deben considerarse y valorarse desde la fase temprana del proyecto, teniendo siempre presente la estrategia de desarrollo del campo. Esto permite evaluar el SSXT y los correspondientes sistemas de instalación/intervención desde una perspectiva holística, en lugar de centrarse únicamente en funcionalidades y requisitos específicos relacionados con el árbol submarino.

**Figura 75.** Factores clave a considerar para identificar la opción de SSXT más adecuada para desarrollo de campos



Fuente: Bay (2019)

***Sistema de Control de Operaciones de Intervención (IWOCS)***

Un IWOCS se utiliza para controlar a distancia los sistemas submarinos de terminación, producción e intervención. Proporciona los medios para controlar/monitorear a distancia todas las funciones necesarias en el equipo de intervención, el SSXT y el equipo de fondo de pozo durante las operaciones de intervención. El objetivo del IWOCS es permitir la ejecución segura y eficaz de las operaciones a pozos submarinos (Avery et al, 2021; FMC, 2023).

Las funciones principales del IWOCS en términos de intervención incluyen:

- Controlar y supervisar los sistemas submarinos y los equipos de fondo de pozo durante las operaciones de comisionamiento, arranque, intervención y P&A.
- Recopilar datos durante las operaciones de terminación e intervención, así como en pruebas de presión-producción.
- ESD: Debe ser capaz de iniciar el cierre por emergencia. El cierre debe secuenciarse automáticamente para que el sistema se cierre de forma segura y se evite el descontrol del pozo. Se proporcionan paneles ESD en diferentes lugares a bordo de la embarcación para permitir el cierre incluso si se produce un incendio o hay presencia de hidrocarburos en el piso de perforación.
- EQD: Debe ser posible desconectar el equipo de control de pozos después de un tiempo de respuesta preestablecido. Debe ejecutarse automáticamente un ESD antes de desconectar el equipo de control.

Bai y Bai (2019), señalan que la configuración del IWOCS puede ser cualquiera de las que se enuncian a continuación:

**Control directo-hidráulico (D-H).** Es el más sencillo de los métodos de control. Cada una de las funciones del sistema submarino de intervención y del SSXT tiene su propia línea de suministro accionada desde una HPU de superficie. Para abrir una válvula submarina, la válvula de control, la cual es accionada por solenoide y está ubicada en el panel de control en superficie, se coloca en posición abierta, permitiendo que el fluido hidráulico fluya al actuador a través del umbilical de control. Al aumentar la presión en el pistón del actuador, el resorte se comprime y la válvula se abre. Para cerrar una válvula submarina, la válvula de control se mueve hasta la posición de cierre, aislando el umbilical del cabezal de suministro y permitiendo que se desfogue la presión en el umbilical y el actuador.

**Control hidráulico pilotado.** Un sistema de control pilotado ofrece un mejor tiempo de respuesta que el control directo hidráulico. Una manguera de gran diámetro en la línea umbilical suministra energía hidráulica a un SCM y a los acumuladores, los cuales proporcionan una reserva de suministro hidráulico para acelerar los tiempos de respuesta. El umbilical también contiene varias líneas piloto que transmiten señales de presión para funciones específicas. Para abrir una válvula submarina, se abre la válvula ubicada en el panel de control en superficie, permitiendo que el fluido hidráulico fluya hacia la válvula piloto a través del umbilical, la válvula piloto en el SCM funcionará permitiendo que el fluido hidráulico fluya desde el acumulador hasta el actuador de la válvula, abriendo la válvula. Para cerrar una válvula, la válvula en el panel de control se mueve para descargar la presión de la línea piloto. Esto hace que la válvula piloto ubicada en el SCM desfogue la presión del actuador.

**Control electrohidráulico (E-H).** En un sistema electrohidráulico, las señales hidráulicas de las líneas piloto se sustituyen por señales eléctricas. El umbilical de control lleva un cable eléctrico multiconductor y una manguera hidráulica de gran diámetro para cargar los acumuladores. En el SCM, se utilizan electroválvulas accionadas eléctricamente para controlar el flujo hidráulico desde el acumulador a las distintas funciones de las válvulas. Para abrir una válvula submarina, se cierra el interruptor correspondiente de la unidad superficial de control, lo que permite el paso de corriente a la electroválvula del SCM. Al abrir la electroválvula, el fluido hidráulico del acumulador pasa al actuador de la válvula. Al abrir el interruptor en la unidad superficial de control se interrumpe la corriente al solenoide, cerrando la válvula y purgando el fluido hidráulico del actuador de la válvula y provocando su cierre.

**Control electrohidráulico multiplexado (MUX).** El sistema MUX tiene similitudes con los sistemas electrohidráulicos, pero utiliza tecnología multiplexada, lo que permite conectar varios SCM a las mismas líneas de comunicación y de suministro eléctrico e hidráulico. Esto permite que un umbilical simplificado, que termina en una *Subsea Distribution Unit* o SDU (Unidad de Distribución Submarina), controle múltiples sistemas submarinos. Desde la SDU, las conexiones a cada SCM se realizan mediante jumpers. Cuando se envía una señal digital al *Subsea Electronic Module* o SEM (Módulo Electrónico Submarino), este excita la electroválvula seleccionada, dirigiendo así el fluido hidráulico del umbilical de suministro al actuador asociado. El sistema de control electrohidráulico multiplexado es capaz de controlar la presión, la temperatura y las posiciones de las válvulas mediante señales eléctricas, sin complicar aún más las conexiones eléctricas a través del umbilical.

El costo de un sistema electrohidráulico multiplexado es elevado debido a los componentes electrónicos del SEM, la adición del ordenador en la parte superior y el software informático necesario. Sin embargo, estos costos se compensan con umbilicales más pequeños y menos complejos, así como con el avance tecnológico, lo que reduce el costo de la electrónica.

**Control totalmente eléctrico.** Los sistemas totalmente eléctricos eliminan la necesidad de un control hidráulico o electrohidráulico convencional. La eliminación de la hidráulica significa que cualquier comando del sistema de control se envía con gran rapidez sin el habitual tiempo de reacción necesario para que los acumuladores se carguen. Este sistema se utiliza normalmente en campos complejos y marginales de gran TA ( $> 5,000$  m) y para pozos de alta presión y temperatura. El accionamiento de las válvulas se realiza mediante actuadores eléctricos. Los SCM totalmente eléctricos suministran energía y señales a los actuadores de las válvulas. Por lo general, el suministro se realiza a través de umbilicales convencionales de carga lenta a baterías recargables almacenadas localmente (las más avanzadas son las de iones de litio). La comunicación también se transmite por umbilical desde la superficie. Las ventajas de un sistema de control totalmente eléctrico frente a los sistemas hidráulicos o electrohidráulicos convencionales incluyen la posibilidad de desarrollar campos marginales a grandes distancias con menores costos de umbilical, mayor grado de flexibilidad para ampliar un sistema existente y la eliminación del sistema hidráulico, que elimina la complejidad de trabajar con sistemas hidráulicos y problemas medio ambientales y económicos relacionados con la fuga de fluidos de control hidráulico.

En la **Tabla 16** se observan los requerimientos de equipos superficiales y submarinos por configuración de IWOCS, así como sus ventajas y desventajas.

Tabla 16. Configuraciones de IWOCS

Tipo de control	Equipo Superficial	Equipo Submarino	Ventajas	Desventajas
Directo hidráulico (D-H)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• HPU</li> <li>• Carrete de umbilical</li> <li>• Válvulas de control operadas manualmente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umbilical</li> <li>• <i>Umbilical Termination Head</i> o UTH (Cabezal de Terminación del Umbilical)</li> <li>• Mangueras hidráulicas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo costo.</li> <li>• Más fiable que sistemas más complejos.</li> <li>• Fácil mantenimiento.</li> <li>• Las partes complejas del sistema están en la superficie, en la HPU/panel de control.</li> <li>• Equipo submarino mínimo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El tiempo de respuesta es lento y se vuelve más lento a medida que aumenta la profundidad del agua.</li> <li>• Umbilical de gran complejidad, ya que cada función necesita una manguera específica.</li> <li>• A menos que se integren conductores eléctricos en el umbilical, no existe ningún método para monitorear los dispositivos de fondo de pozo durante la instalación de la terminación.</li> </ul>
Hidráulico pilotado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• HPU</li> <li>• Válvulas de control operadas manualmente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umbilical</li> <li>• UTH</li> <li>• Mangueras hidráulicas</li> <li>• SCM</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejor tiempo de respuesta y ligera disminución del tamaño del umbilical en comparación con el sistema directo hidráulico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El tiempo de respuesta aún es lento</li> <li>• Umbilical de gran complejidad, ya que cada función necesita una manguera específica.</li> <li>• A menos que se integren conductores eléctricos en el umbilical, no existe ningún método para monitorear los dispositivos de fondo de pozo durante la terminación</li> </ul>
Electrohidráulico (E-H)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• HPU</li> <li>• <i>Electrical Power Unit</i> (EPU) o Unidad de Potencia Eléctrica</li> <li>• Switches operados manualmente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umbilical</li> <li>• UTH</li> <li>• Mangueras hidráulicas</li> <li>• SCM</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiempos de respuesta rápidos en AP</li> <li>• Sin límite teórico de TA</li> <li>• Control independiente de la función seleccionada.</li> <li>• Posibilidad de controlar los dispositivos de fondo de pozo mediante conductores eléctricos en el umbilical.</li> <li>• Normalmente un umbilical más pequeño que el utilizado para los sistemas directo-hidráulicos o hidráulicos pilotados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Más costosos que los sistemas directo-hidráulicos.</li> <li>• Mantenimiento más difícil componentes complejos en el fondo marino.</li> <li>• En general, no tan fiables como el control directo hidráulico debido a la dependencia de componentes eléctricos en un entorno presurizado de agua salada.</li> </ul>
Electrohidráulico multiplexado (MUX)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• HPU</li> <li>• EPU</li> <li>• MCS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umbilical</li> <li>• UTH</li> <li>• Mangueras hidráulicas</li> <li>• SCM</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umbilical de menor complejidad y diámetro</li> <li>• Tiempo de respuesta rápido.</li> <li>• Permite el control de muchas válvulas por medio de una sola línea de comunicación.</li> <li>• Monitoreo de la operación y diagnóstico de sistemas.</li> <li>• Provee gran número de datos para retroalimentación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo y complejidad.</li> <li>• Incrementa el número de componentes tanto en superficie como en el fondo marino.</li> </ul>

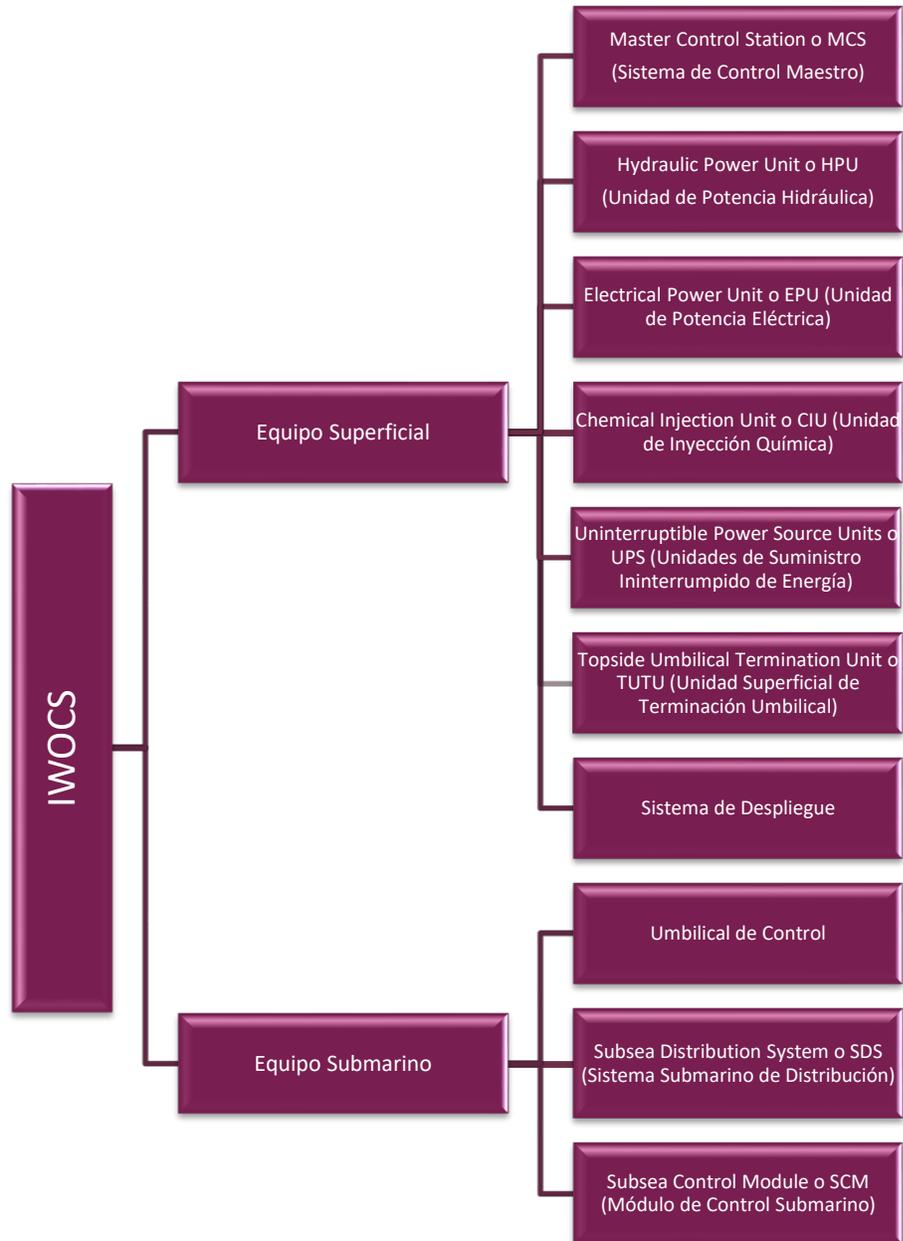
Fuente: Crumpton (2018)

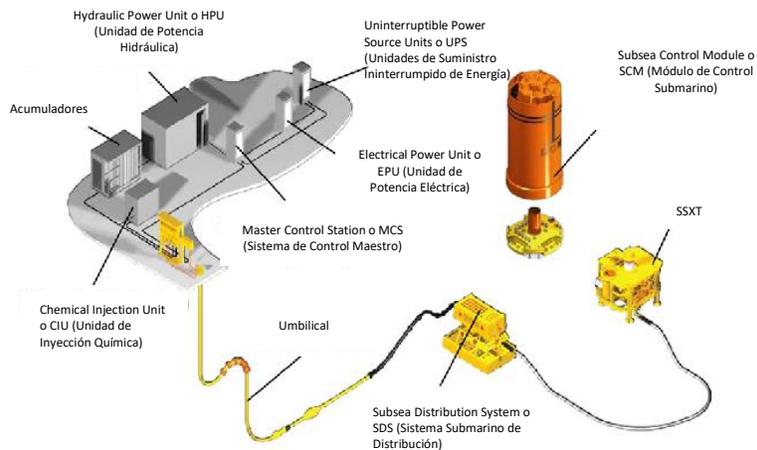
La selección de la configuración del sistema de control depende principalmente del TA y de los tiempos de respuesta resultantes. En operaciones de intervención, el tiempo de respuesta para el ESD es un factor dominante en la selección de la configuración del IWOCS. Otros factores que influyen en la selección de una configuración determinada son:

- Tipo de riser de intervención y tipo de SSXT
- Embarcación: Para una embarcación con anclas, el tiempo de respuesta (tiempo de cierre y desconexión) suele ser de 60,120 s. Para embarcaciones DP, el tiempo de respuesta de desconexión debe ser de 3,060 s.
- Sistemas de riser dual bore con VXT utilizan:
  - Control D-H o pilotado hasta 1,000 m y con embarcación con sistema de anclas.
  - Para embarcaciones DP y cuando el TA es superior a 1,000 m, se utilizan sistemas MUX
- Sistema de control para THRT/SSTT de HXT
  - Control D-H o pilotado hasta 600 m y con embarcación sistema de anclas.
  - Para embarcaciones DP y cuando el TA es superior a 600 m, se utilizan sistemas MUX

El IWOCS comprende los siguientes equipos superficiales y submarinos para lograr el control y monitoreo de los sistemas submarinos de intervención durante las operaciones (**Figura 76**). En la **Figura 77** se muestra un esquema general de un IWOCS típico.

**Figura 76.** Equipos superficiales y submarinos del IWOCS



**Figura 77.** Esquema de los equipos superficiales y marinos que conforman el IWOCS

Fuente: FMC

A continuación, se describen los equipos de un IWOCS típico.

**Master Control Station o MCS (Sistema de Control Maestro).** El MCS, que se muestra en la **Figura 78**, comprende los siguientes subsistemas:

**Panel de control del sistema:** Dispone de instrumentación para el control y monitoreo de los elementos del sistema del MCS. El panel está dividido en cinco áreas independientes de control y supervisión, denominadas área de supervisión de elementos, área de visualización del medidor de flujo, área de visualización y control del suministro de presión, área de control de bombas de aire y área de control auxiliar.

**Panel principal de control:** El panel principal de control contiene los interruptores neumáticos, las válvulas manuales de bola y de aguja, y los manómetros para el control, la supervisión y la comprobación de las funciones hidráulicas. Los comandos se inician en el panel principal de control mediante la manipulación manual de interruptores o válvulas neumáticas. Las señales hidráulicas (pilotadas y directas) se envían desde la MCS a través del umbilical principal al SCM y a la *Ram Closing Unit* o RCU (Unidad de Cierre de Arietes).

**Panel de alarma:** El panel de alarma contiene un indicador electrónico de alarma situado encima del panel de control del sistema. Los indicadores muestran las condiciones de estado de alarma dentro de la MCS.

**Panel de ESD:** Contiene los interruptores eléctricos y las luces indicadoras para el control y la supervisión del ESD. Se proporcionan ocho luces indicadoras para indicar el nivel de ESD iniciado (Nivel 1, Nivel 2, Nivel 3) o de la desconexión y la ubicación de la iniciación (Panel ESD Remoto 1 o 2 o Panel ESD de la MCS). El cierre de un interruptor inicia la secuencia ESD controlada eléctricamente en el *Programmable Logic Controller* o PLC (Controlador Lógico Programable) de la MCS. *API RP 96*, la secuencia de ESD, al ser activada por el operador, proporciona el cierre automático del pozo y la desconexión automática del LRP cuando se presentan condiciones específicas de emergencia en la embarcación. Además, se suministra un interruptor para elegir la secuencia de cierre de los arietes del BOP.

El panel ESD está conectado a un PLC que permite ajustar o modificar la secuencia de cierre para diferentes aplicaciones. Los tiempos de respuesta son ajustables para poder preestablecerlos entre las distintas operaciones que se producen durante la secuenciación de la ESD.

**Panel de visualización del sistema de adquisición de datos:** El panel de visualización *del Data Acquisition System* o DAS (Sistema de Adquisición de Datos) tiene pantallas que muestran la presión y temperatura del agujero de producción y del anular, así como la presión en los acumuladores en el SCM.

El MCS es necesario para cualquier sistema submarino de control MUX. Proporciona la interfaz entre el operador y el equipo submarino. Interconecta los equipos superficiales a través de una red de control y supervisión y entre sus funciones se encuentran:

- Ejecución de ESD
  - Anuncios de alarma
- Control de sistemas submarinos
  - Control de las válvulas del SSXT
  - Control del estrangulador
  - Control del sistema de intervención
  - Control en pruebas de presión-producción
- Adquisición de datos
  - Monitoreo de sensores submarinos/análisis rápido
  - Advertencia de formación de hidratos
  - Análisis de datos.

El operador interactúa con el SCM a través de una HMI, que incluye un teclado y una pantalla visual (**Figura 78**). Puede haber una HMI aparte para sensores de fondo de pozo y equipos electrónicos asociados.

Figura 78. MCS y HMI



Fuente: FMC

**Hydraulic Power Unit o HPU (Unidad de Potencia Hidráulica).** La HPU proporciona un suministro estable y limpio de fluido hidráulico a las válvulas submarinas operadas remotamente. El fluido se suministra a través del umbilical de control al SDS hidráulico y al SCM para accionar los actuadores de las válvulas submarinas. Comprende depósitos de fluido, bombas de alta y baja presión, válvulas de regulación de presión, acumuladores, válvulas direccionales de control accionadas por solenoide.

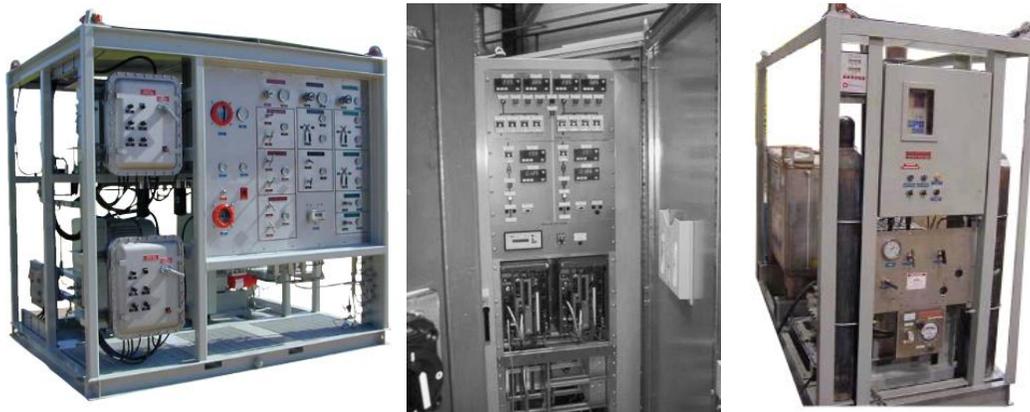
El PLC a bordo se comunica con el MCS para controlar las HPU y supervisar el estado de ESD.

**Electrical Power Unit o EPU (Unidad de Potencia Eléctrica).** La EPU suministra corriente dual, aislada y monofásica a los siguientes componentes del IWOCS.

- Sistemas submarinos: La EPU suministra la energía eléctrica al voltaje y frecuencia requerida a través del umbilical de control y el SDS eléctrico.
- MCS y HPU: A través de módulos de suministro de energía.

**Chemical Injection Unit o CIU (Unidad de Inyección Química).** Utilizada para la inyección de productos químicos durante las operaciones de intervención. Pueden ser de accionamiento eléctrico o neumático. En la **Figura 79** se observan las unidades previamente descritas.

**Figura 79.** De derecha a izquierda: HPU, EPU y CIU



Fuente: Bai y Bai (2019); Oceaneering

**Unidades de Suministro Ininterrumpido (UPS).** Las UPS proporcionan el equipo necesario para mantener el suministro eléctrico de todo el IWOCS en una configuración redundante, durante un mínimo de 30 minutos en caso de apagón total de la planta.

**Topside Umbilical Termination Unit o TUTU (Unidad Superficial de Terminación Umbilical).** Constituye el enlace principal entre la HPU y el equipo submarino. La TUTU (**Figura 80**) proporciona la interfaz entre la HPU y la CIU con el umbilical de control. Conecta los conductos hidráulicos de las bombas de la HPU y el conducto químico de las bombas de la CIU a los conductos umbilicales. La presión hidráulica es suministrada desde la HPU a través de conductos que se dirigen hasta las conexiones tipo *bulkhead* de la TUTU. En ese punto, otros conductos conectan la TUTU a la conexión superior del umbilical de control. La CIU se conecta a la TUTU para inyectar MEG a través del umbilical. El diseño de la TUTU proporciona el último aislamiento y control de las presiones hidráulicas y químicas, antes de la interconexión con el umbilical de control.

La TUTU incluye una caja de conexiones eléctricas para la interconexión con el cable eléctrico y una caja de conexiones ópticas para la interconexión con los filamentos de fibra óptica. Los conductos metálicos se dirigen a los acopladores hidráulicos a través de pigtails y conectores, donde se sueldan. Cada conjunto de cables eléctricos y filamentos de fibra óptica se termina con la mitad hembra de un conector eléctrico u óptico que puede conectarse bajo el agua.

**Figura 80.** *Unidad Superficial de Terminación Umbilical (TUTU)*



*Fuente:* Oceaneering

**Sistemas de Despliegue.** Según el estándar, *API RP 17G5* para IWOCS, el umbilical de control puede desplegarse utilizando uno de los siguientes métodos:

1. **Mediante riser de intervención:** Por este método se soporta el peso del umbilical fijándolo al riser de intervención. Las operaciones de despliegue y recuperación del IWOCS con este método dependen del riser al que se fija el umbilical.
2. **Independiente:** Por este método se soporta el peso del umbilical utilizando un cable o el mismo umbilical. Este método puede utilizar un LARS y una polea de rodillos para desplegar y recuperar el umbilical.
3. **Mediante ROV:** Este método es muy similar al método anterior, sin embargo, utiliza un carrete de umbilical de ROV, una polea de rodillos y un LARS para desplegar y recuperar el ROV y su umbilical.

Los sistemas de despliegue del IWOCS, hacen uso de los siguientes equipos para lograr la instalación del umbilical de control.

**Carretes de Umbilical.** Se utiliza para transportar, almacenar, desplegar y recuperar el umbilical. Pueden accionarse neumática o hidráulicamente.

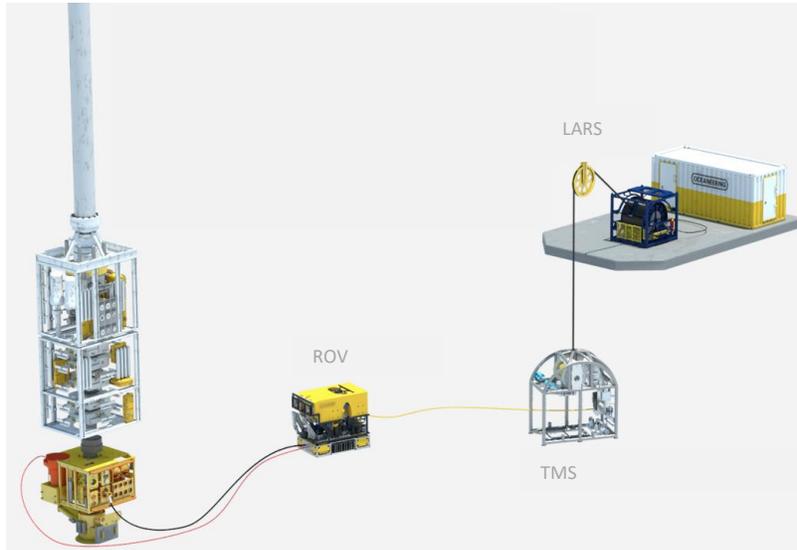
**Roller Sheaves o Poleas de rodillos.** Se utilizan para proteger el umbilical de sobrecargas de flexión durante el despliegue al mantener su radio de curvatura.

**IWOCS LARS.** Mismo funcionamiento que el LARS del ROV, cuenta con *A-frame* o marco en forma de A, carrete, HPU, sistema PHC y panel de control remoto. Despliega y recupera la SUTA y el umbilical de control

**Grapas.** Las grapas umbilicales son un dispositivo utilizado para sujetar el umbilical a un cable o a un riser, con el fin de mantener el umbilical contenido y estable durante el despliegue.

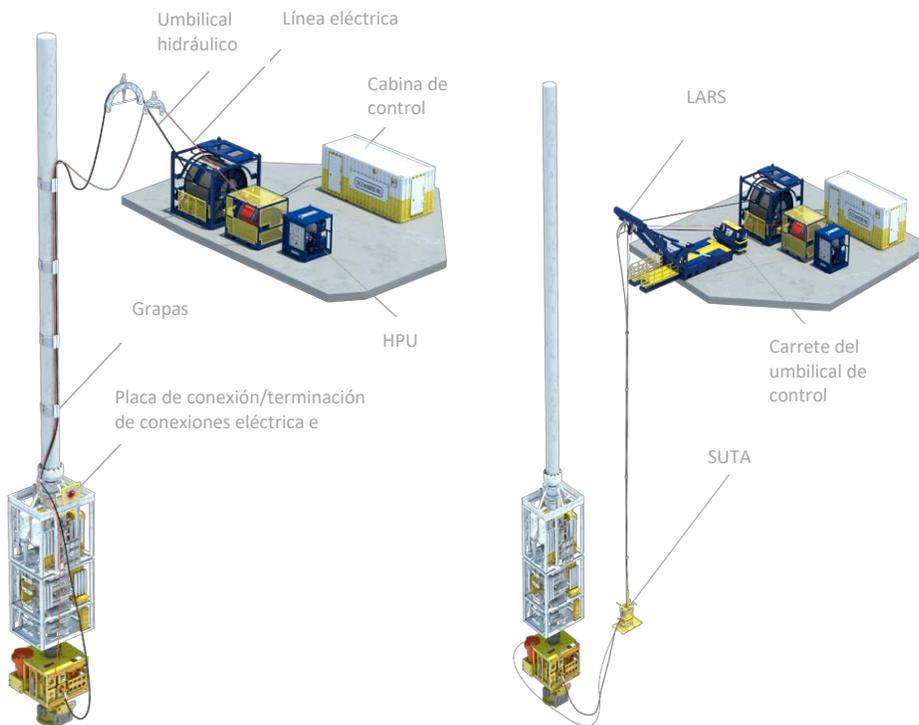
En las **Figuras 81 y 82** se presentan los esquemas generales de los métodos de despliegue del IWOCS previamente descritos.

**Figura 81.** Despliegue del IWOCS mediante ROV



*Nota:* Modificado de Oceaneering

**Figura 82.** Despliegue del IWOCS mediante riser de intervención (izq.) e independiente (der.)



*Nota:* Modificado de Oceaneering

**Umbilical de Control.** El umbilical submarino, como el que se muestra en la **Figura 3** es la línea de control entre la superficie y el fondo marino, por lo que debe compensar el oleaje con el fin de que la embarcación permanezca conectada el mayor tiempo posible. Debe tener una limitación superior a los criterios de funcionamiento del cable.

Un umbilical de tubo de acero consta de conductos de fluido, cables eléctricos y cables de fibra óptica. Su función principal es llevar los siguientes servicios al fondo marino:

- Inyección química para aseguramiento de flujo
- Señales eléctricas para el control y supervisión de válvulas
- Presión hidráulica para accionamiento de válvulas
- Fibra óptica para adquisición de datos y monitoreo

Los requisitos generales para el sistema umbilical incluyen:

1. La energía eléctrica, las señales de control y de datos deben, como caso base, estar contenidas en el mismo par de conductores
2. Deben utilizarse tubos de acero superdúplex. (Pueden considerarse otros materiales, pero debe exigirse una documentación sustancial que garantice su aplicabilidad)
3. El umbilical se fabrica de una longitud continua
4. El sistema umbilical se diseña considerando que no cambiara a lo largo de su vida útil

### ***Componentes***

#### ***Cables Eléctricos***

- Cables de energía eléctrica: Para suministro eléctrico.
- Cables de señal/comunicación: Para el control/supervisión a distancia de los equipos submarinos.

**Cable de Fibra Óptica:** Las fibras están contenidas dentro de un paquete que impide la entrada de agua y minimiza el contacto de hidrógeno con cada fibra.

**Tubo de Acero Superdúplex:** Conocida por tener una mejor resistencia a la corrosión, agrietamiento y propiedades mecánicas que cualquier otro tipo de acero.

**Manguera termoplástica:** Manguera hidráulica de alta presión.

#### **Equipo Auxiliar**

**Restrictor de flexión:** Se utiliza para evitar el sobreesfuerzo cuando el umbilical no está soportado en una gran distancia. Generalmente se utiliza en la conexión del umbilical-SUTA.

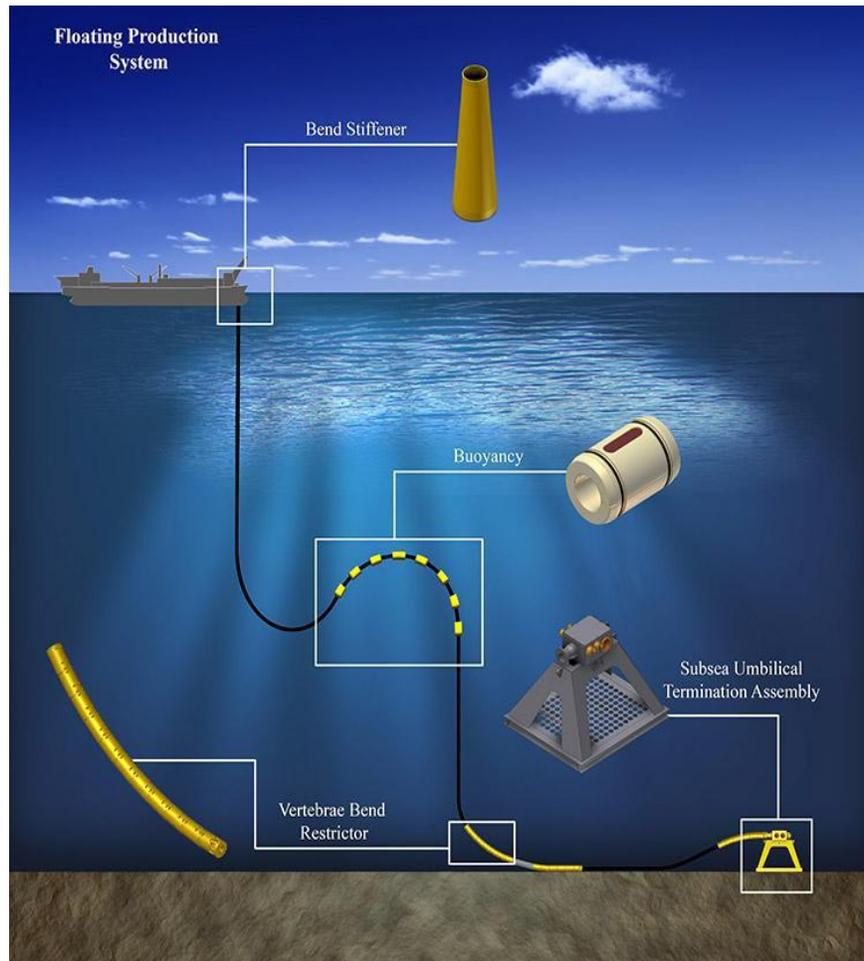
**Amortiguador de flexión:** Limita el radio de curvatura del umbilical, aumentando la resistencia a la flexión en el punto donde se coloca.

**Weak Link:** También llamado guillotina, es un dispositivo utilizado para proteger los equipos submarinos críticos. Está diseñado para proporcionar una separación controlada. La separación está calibrada para activarse a una tensión específica y mitiga los daños causados por sucesos inesperados como la pérdida de posición de la embarcación

**Flotadores:** Se utilizan para mantener cierta sección del umbilical flotando

La disposición de los equipos auxiliares de un umbilical se muestra en la **Figura 83**.

Figura 83. Equipo auxiliar de un umbilical



Fuente: ABCO Subsea Engineering Solutions

### Sistema Submarino de Distribución

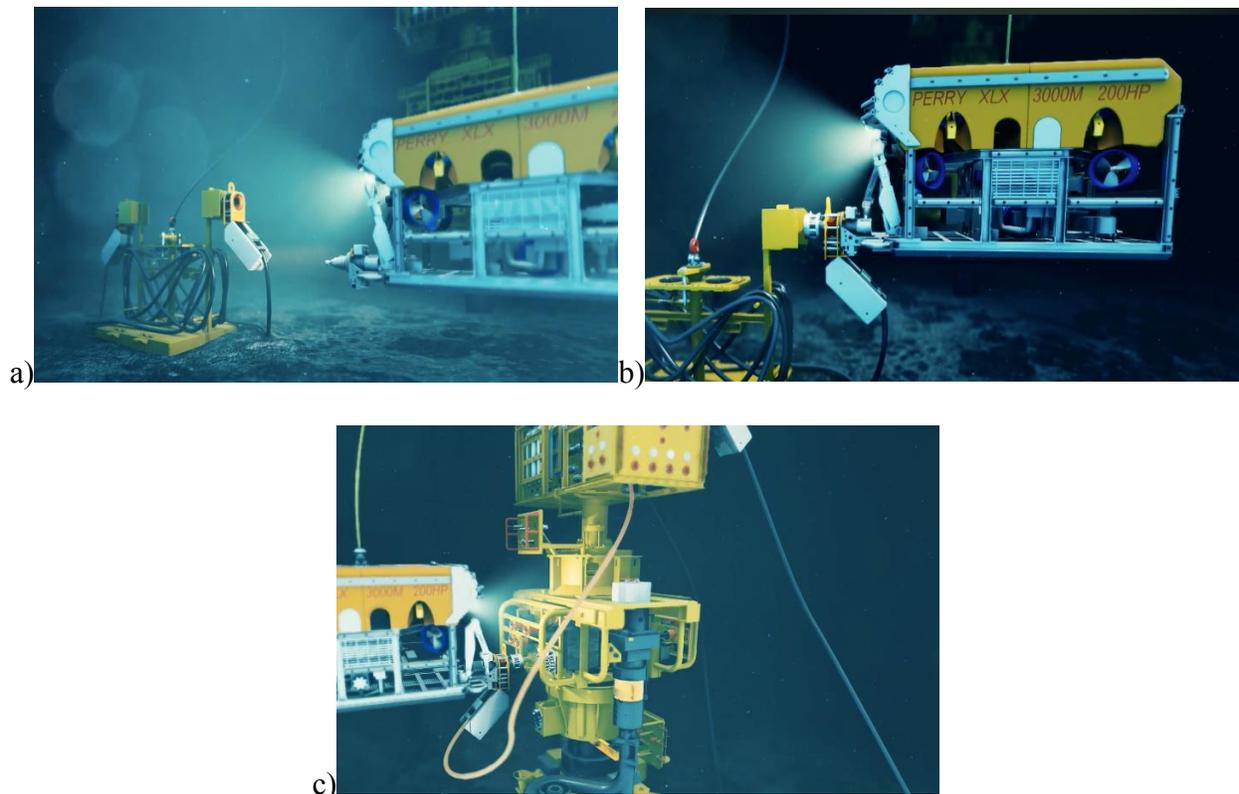
**Unidad Submarina de Terminación Umbilical (SUTA).** La SUTA proporciona la terminación de los conductos del umbilical de control y distribuye los servicios eléctricos, hidráulicos, químicos y ópticos al SSXT y sistemas submarinos de intervención a través de *hydraulic and electric flying leads*, que traduciré como cables de distribución hidráulica y química (HFL), y eléctricos (EFL).

**Cables de Distribución Hidráulica (HFL) y Cables de Distribución Eléctrica (EFL).** La SUTA se conecta al SSXT a través de HFL y EFL. Una vez instalada la SUTA, el ROV saca cada HFL y EFL de su compartimento y lo conecta a un receptáculo predeterminado en el SSXT. Los HFL permiten la distribución de fluidos hidráulicos y químicos entre el umbilical de control y el SSXT, mientras que, los EFL permiten la distribución de señales eléctricas.

**Umbilical Termination Head o UTH (Cabeza de Terminación del Umbilical).** La UTH elimina la necesidad de SUTAs, HFL's y EFL's. Conecta el (los) umbilical(es) directamente a los equipos submarinos.

El proceso de instalación de la SUTA y los flying leads se ilustra en la **Figura 84**.

**Figura 84.** a) SUTA en el lecho marino; b) El ROV extrae los HFL/EFL de la SUTA; c) El ROV conecta los HFL/EFL al SSXT



Fuente: Baker Hughes

**Módulo de Control Submarino (SCM).** Un SCM por lo general se monta directamente en el equipo que se va a controlar, sobre una base con conexiones que corresponden a acopladores eléctricos para energía y señales, así como acopladores hidráulicos para suministros de baja y alta presión. El SCM es la interfaz entre las líneas de control, que suministran energía hidráulica y eléctrica y señales desde la embarcación, y el equipo submarino que se va a supervisar y controlar. El SCM interconecta elementos críticos de seguridad en el IWOCS, haciendo que la información procesada por el SCM sea útil para detectar, prevenir o minimizar los efectos de accidentes graves, como la pérdida de barreras primarias de contención (Marty, Theys, Bucherie, Bolsover y Cambos, 2010). En la actualidad existen tres tipos de SCM: totalmente hidráulicos, electrohidráulicos y totalmente eléctricos, siendo los electrohidráulicos los más utilizados desde principios de los años ochenta.

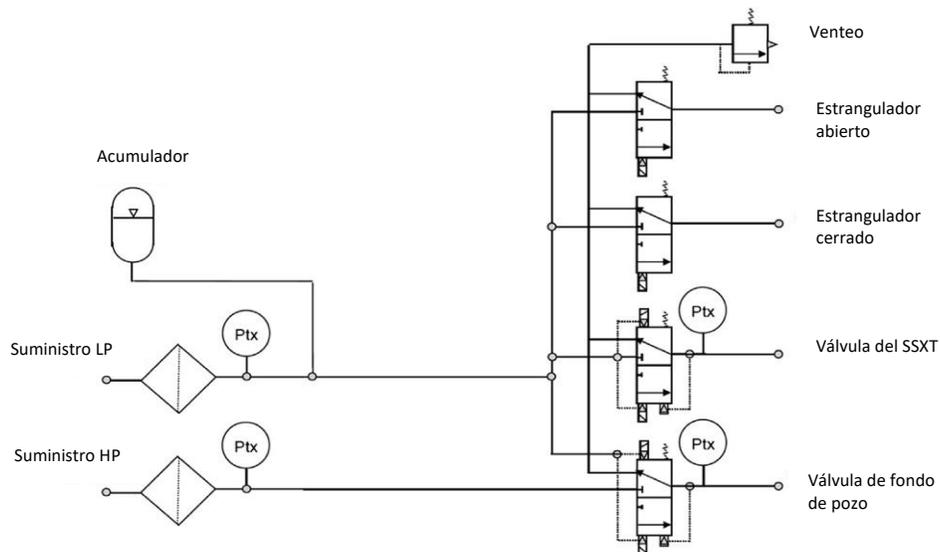
El SEM en el interior del SCM acondiciona la energía eléctrica y procesa las señales de comunicación que recibe de superficie a través del umbilical, transmite el estado y distribuye la energía a las válvulas piloto accionadas por solenoide, transductores de presión y transductores de temperatura para controlar las válvulas del árbol submarino, y garantiza que la medición, el procesamiento y la transmisión de datos sean eficaces y confiables. El SEM se alimenta con corriente alterna directamente de la EPU.

Las válvulas piloto accionadas por solenoide de bajo gasto se utilizan normalmente para accionar válvulas piloto de control de alto caudal. Estas válvulas de control transmiten energía hidráulica a los dispositivos finales, como los actuadores de las válvulas del SSXT y la válvula de tormenta. El estado de las válvulas de control y sus dispositivos finales se lee mediante transductores de presión situados en el circuito de salida de estas. El SCM utiliza un solo sistema hidráulico de baja (LP) y alta (HP) presión (**Figura 85**), suministrado desde el umbilical.

Cada suministro tiene un filtro de "última oportunidad" antes de que este se dirija a los puertos de suministro principal y de suministro piloto de las válvulas piloto accionadas por solenoide.

El suministro LP tiene un acumulador montado en el interior del SCM. El suministro HP también puede tener un acumulador. Un transductor de presión mide las presiones de suministro de HP y LP para mostrarlas en el SCM. Como se muestra en la **Figura 85**, hay cuatro válvulas piloto: tres en el suministro LP para las válvulas del árbol, y una en el suministro HP para la SCSSV. La línea de retorno hidráulico tiene una válvula *check* para purgar el fluido usado al mar y evitar la entrada de agua.

**Figura 85.** Sistema hidráulico del SCM

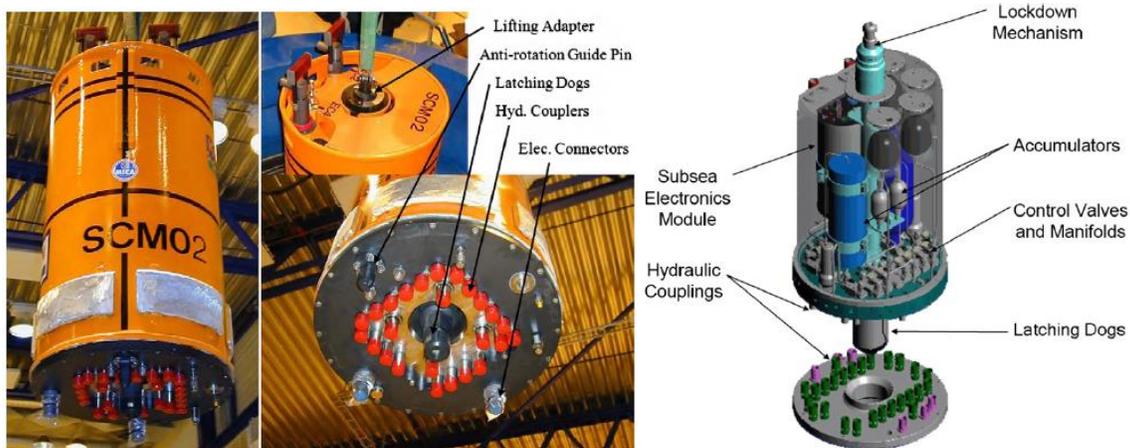


*Nota:* Modificado de Bai y Bai (2019)

El equipo auxiliar del SCM incluye acumuladores hidráulicos para el almacenamiento de potencia hidráulica, filtros hidráulicos para la reducción de impurezas en el fluido, elementos electrónicos y un sistema de compensación de presión/temperatura. SCM anteriores han utilizado una cámara de aceite para compensar los aumentos de presión hidrostática en el exterior del módulo durante su uso, con el fin de impedir que el agua de mar penetre en los conjuntos de cables.

El SCM normalmente cuenta con un mecanismo de enganche que se extiende a través del cuerpo del módulo y que tiene perros retráctiles y extensibles para enganchar un receptáculo de acoplamiento en la base del SCM. La **Figura 86** muestra un SCM típico.

**Figura 86.** SCM



Fuente: FMC

### ***Sistema de Vehículo Operado Remotamente (ROV)***

Bai y Bai (2019) establecen que a medida que los desarrollos de campos se adentran en aguas cada vez más profundas, numerosas tareas de intervención a pozos submarinos han quedado fuera del alcance de la intervención humana directa. Los ROV, como el que se muestra en la **Figura 87**, son necesarios para ejecutar tareas submarinas en las que no es posible el empleo de buzos. Zeid y Elshahawi (2023) señalan que las operaciones en AP se enfrentan con frecuencia a condiciones ambientales adversas que presentan numerosos retos para el diseño e instalación de sistemas en el pozo, en superficie y bajo el mar, y exigen el máximo rendimiento de los equipos asociados. Condiciones adversas en superficie y bajo el mar, como el viento, las olas y las corrientes, pueden dificultar la localización y el mantenimiento de los equipos submarinos. Debido a todos estos factores, los ROV se han convertido en herramientas fundamentales para garantizar la seguridad y la integridad de las operaciones en AP.

Algunas de las características de los ROV incluyen:

- Control: Controlados a distancia por un humano en una embarcación o en tierra.
- Comunicación: Están conectados a la superficie mediante un umbilical específico o un *Tethering Management System* o TMS (Sistema de Gestión de Anclaje) que les suministra energía y permite la comunicación con el operador.
- Carga variable: Transportan gran variedad de sensores y herramientas.
- Aplicaciones: Utilizados para tareas que requieren un alto grado de precisión o control, como inspecciones e intervenciones.

Figura 87. ROV



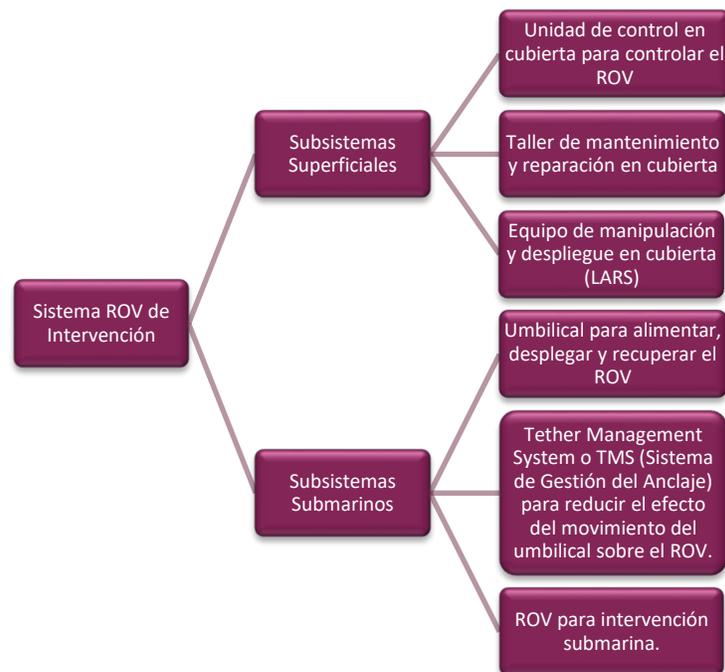
Fuente: Oceaneering y Bluefin Robotics

**Sistema ROV de Intervención a Pozos.** La profundidad del agua y la complejidad inherente a las operaciones de perforación, terminación e intervención en AP requieren los ROV más avanzados y capaces. Estos sistemas se clasifican como "clase de trabajo pesado" con sistemas de propulsión electrohidráulicos. También están configurados con dos manipuladores robóticos y herramientas individuales, como herramientas de torque y punzones para realizar una amplia gama de tareas durante el desarrollo de campos submarinos. Durante operaciones de intervención, generalmente se requiere que los sistemas ROV se utilicen junto con otros equipos de intervención,

como otros ROV, IWOCS, HPU's y bombas submarinas (McCoy, MacInnes, Angelidis, Collins, Sosa, y Rauf, 2021; Restivo, Glenn y Williams, 2017).

**Subsistemas.** De acuerdo con Bai y Bai (2019), para que los ROV funcionen de forma segura y eficiente, se debe disponer en cubierta de una superficie y resistencia adecuadas, suministros externos para su mantenimiento y reparación y facilidad de lanzamiento y recuperación. Un sistema ROV utilizado en ingeniería submarina, se divide en subsistemas superficiales y submarinos (**Figura 88**).

**Figura 88.** Subsistemas del sistema ROV de intervención



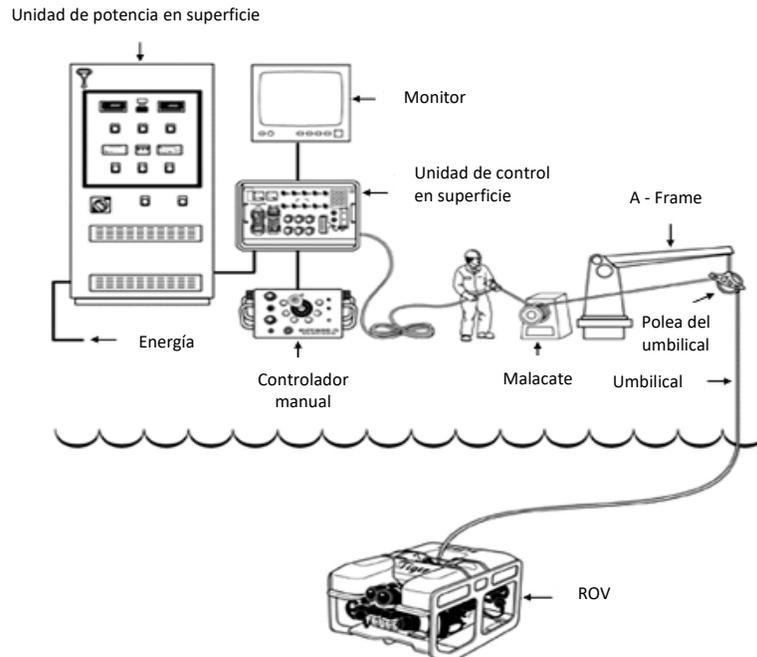
### **Subsistemas Superficiales**

**Unidad de control en cubierta.** Los ROV están conectados mediante un umbilical específico a la unidad de control superficial. El umbilical transmite la señal de control al ROV y envía los datos de vuelta a la unidad de control como se esquematiza en la **Figura 89**. Normalmente, un operador controla el ROV desde una cabina, utilizando *joysticks* para guiar el vehículo, guiado por una señal en directo procedente de cámaras y luces instaladas en el ROV a través de pantallas de vídeo y un conjunto de mecanismos de control. El operador puede dirigir el ROV y manipular sus brazos robóticos en tiempo real para ejecutar la misión prevista. Una vez completada la misión, el operador regresa el ROV para su recuperación (Zeid y Elshahawi, 2023).

**Taller de mantenimiento y reparación en cubierta:** Debe contar con todos los suministros y equipos externos necesarios para la realización del mantenimiento, reparación y configuración de todos los sistemas del ROV, previa y posteriormente a su lanzamiento y recuperación.

**ROV LARS.** Para limitar el movimiento del ROV durante su descenso se utiliza un LARS. Esto ayuda a evitar, por ejemplo, que la quilla de la embarcación dañe el umbilical si se utiliza un despliegue lateral. El LARS incluye un malacate que contiene y despliega el umbilical del ROV; la unidad de potencia del malacate; el A-frame con bloque fijo, cuyo funcionamiento se ilustra en la **Figura 90**.

Figura 89. Subsistemas superficiales del Sistema ROV



Nota: Modificado de Bai y Bai (2019)

Figura 90. Movimiento del A-frame durante el lanzamiento del ROV



Fuente: Youtube: Engineer by the sea

**Umbilical del ROV.** Bai y Bai (2019) establecen que el ROV tiene un umbilical que corre entre la embarcación y el vehículo para transportar:

1. Potencia hidráulica/eléctrica de la embarcación al ROV
2. Información recopilada por el ROV a la superficie.

Restivo et al. (2017) señalan que el ROV recibe energía y se controla a través de su propio umbilical, el cual es abastecido desde un generador individual en la parte superior. Las líneas de comunicación de fibra óptica en el umbilical son esenciales para ROV que requieren un gran ancho de banda para la obtención de imágenes de vídeo y el control preciso de las herramientas mientras realizan tareas complejas.

El diámetro y peso del umbilical deben minimizarse para reducir la fuerza de arrastre por olas y corrientes, así como los requisitos de carga durante el despliegue y recuperación del ROV.

**TMS.** El TMS se utiliza para desplegar el ROV en aguas en las que el umbilical con flotabilidad negativa puede desplegar y recuperar el TMS y el ROV. El cable de conexión entre el ROV y el TMS se llama *tether* que tiene un diámetro relativamente pequeño y flotabilidad neutra. El TMS está unido a un sistema de despliegue tipo jaula, como el que se muestra en la c.

El TMS consta de:

- Umbilical que conecta la cabina de control en superficie a la jaula del ROV
- Carrete del tether en la jaula del ROV, que se utiliza para enrollarlo o desenrollarlo a medida que el vehículo se desplaza

**Figura 91.** Jaula del TMS y ROV previo a su lanzamiento



Fuente: PT. Advanced Offshore Services

**ROV.** Un ROV es un artefacto submarino de navegación utilizado para realizar tareas submarinas como operación de válvulas, funciones hidráulicas y otras tareas generales.

**Clases de ROV.** Los ROV pueden dividirse en las siguientes cuatro clases:

**Tabla 17.** Clases de ROV

Clase	Características	Potencia (HP)	Fuente de poder	TA (m)	Carga Variable	Uso
Observación	Estos sistemas suelen estar equipados con sensores de luz, sondas y una pinza simple de agarre.	<20	Eléctrica	>1000	Mínima	Para inspección/monitoreo visual y asistencia a buzos.
Trabajo ligero	Pueden llevar una o dos cámaras, un sonar y un solo brazo manipulador, son capaces de realizar tareas de carga ligera.	20-75	E-H o eléctrica	1000-3000	Ligera	Inspección, asistencia mínima a operaciones de perforación.
Trabajo	Disponen de más canales de sensores y suelen estar equipados con una pinza o un brazo manipulador de siete funciones (por ejemplo, para soporte de perforadoras) o dos brazos manipuladores de siete funciones (por ejemplo, para tareas de construcción).	75-100	E-H	1000-3000	Pesada	Construcción, tendido de tuberías, perforación y terminación, tareas de reparación, limpieza de embarcaciones, despliegue y operación de herramientas submarinas.
Trabajo Pesado	Normalmente se construyen expresamente para una tarea como excavación submarina o reparación de tuberías.	150+	E-H	2000-5000	Ultra-pesada	Grandes construcciones y telecomunicaciones

Fuente: Bai y Bai (2019)

Para Zeid y Elshahawi (2023) los ROV se clasifican de la siguiente manera:

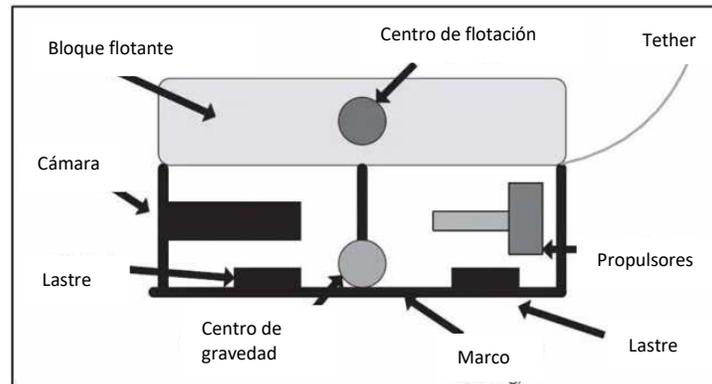
**Tabla 18.** Clasificación de ROV

Observation Class ROV u OCROV (ROV Clase de Observación)	Mid Sized ROV o MSROV (ROV de Tamaño Mediano)	Work Class ROV o WCROV (ROV Clase de Trabajo)
<p>Los OCROV son ROV pequeños y ligeros, aptos para aguas someras. Funcionan con corriente continua de bajo voltaje, lo que les permite realizar trabajos ligeros, como inspecciones visuales. Normalmente están equipados con carcasas a presión atmosférica, lo que limita considerablemente sus capacidades y rango de profundidad. Se utilizan para la observación y el apoyo a buzos, además pueden lanzarse manual o libremente con un cable desde la superficie, pero no disponen de una jaula especial ni de un TMS.</p> 	<p>Los MSROV son una versión más pesada y con mayor capacidad de TA de los OCROV. Están equipados con una fuente de alimentación de CC o CA de media tensión, una carcasa con mayor capacidad de presión y un brazo manipulador, lo que les permite brindar servicios que requieren más potencia y descender hasta profundidades de más de 1,000 m. Requieren de un LARS y un TMS su despliegue. La principal diferencia entre los MSROV y los WCROV es la potencia nominal y el tamaño del paquete hidráulico.</p> 	<p>Los WCROV son vehículos más grandes y pesados. Utilizan energía de alto voltaje (&gt;3000 V), lo que se traduce en una mayor potencia mecánica e hidráulica, que le proporciona diferentes capacidades de herramientas e instrumentación. También están equipados con manipuladores que les permiten realizar tareas de precisión, como trabajos de mantenimiento, reparación y construcción, y llevar a cabo tareas de intervención más complejas. El gran tamaño y peso de esta clase de ROV requiere que su despliegue sea utilizando un LARS de gran capacidad. La jaula del TMS se despliega y el ROV desciende hasta la ubicación para realizar el trabajo previsto.</p> 

Fuente: Zeid y Elshahawi (2023)

**Subsistemas del ROV.** Según Zeid y Elshahawi (2023), naturalmente, todo vehículo sumergible se construye a partir de un componente estructural que incluye un armazón o carcasa para proteger los componentes internos; un bloque flotante para mantener la flotabilidad y un tanque y una bomba de lastre para regularla; otros equipos específicos del trabajo como cámaras y sensores y carga variable para herramientas (**Figura 92**).

Figura 92. Componentes sumergibles del ROV



Nota: Modificado de Eetime.com

**Sistema de Navegación.** La navegación del ROV incluye la navegación general y la navegación precisa. Para la navegación general se utiliza el método hidro-acústico. El posicionamiento acústico funciona midiendo el tiempo que tarda una señal acústica en viajar desde una ubicación fija, como un transpondedor, hasta el objeto y viceversa. Estos métodos pueden tener una disposición diferente para los hidrófonos en la embarcación y los transeptores en el ROV. El objetivo final es determinar la distancia y el rumbo de un objeto sumergido a través de esta red de sistemas. Con la posición en superficie proporcionada por un Sistema Global de Navegación Satelital, se envía un pulso acústico desde el transductor situado en el casco de la embarcación, señalando la posición exacta de ese punto. Ese pulso es recibido por un transpondedor colocado en el objeto en movimiento, que recibe la señal y responde con su posición. La diferencia de tiempo entre las señales transmitidas y recibidas permite calcular la distancia entre puntos, utilizando la velocidad medida del sonido en el agua, y la diferencia de tiempo también se corrige para tener en cuenta los tiempos de respuesta electrónica de la instrumentación.

Se utiliza una navegación precisa para guiar al ROV hasta el objetivo. Un girocompás proporciona el rumbo al ROV y se utiliza un sistema de visión compuesto por imágenes/cámaras de baja luminosidad y luces. También se proporcionan configuraciones de objetos en 3D para obtener datos sobre las dimensiones del objetivo y la distancia entre el ROV y el objetivo.

***Sistema de propulsión.*** El sistema de propulsión de un ROV consta de:

1. Fuente de energía
2. Controlador para un motor eléctrico
3. Propulsores para ajustar el estado del vehículo (trimado, escora y rumbo) y propulsarlo para navegar desde el TMS hasta el lugar de trabajo, y viceversa. Están dispuestos de varias formas para permitir una maniobrabilidad y control adecuados del vehículo mediante un empuje asimétrico y variación en la cantidad de empuje. Los propulsores deben tener el tamaño adecuado para contrarrestar todas las fuerzas que actúan sobre el vehículo, incluidas las fuerzas hidrodinámicas y de carga variable. Existe una amplia gama de propulsores, desde eléctricos hasta hidráulicos. En general, los propulsores hidráulicos se utilizan para vehículos más grandes y de trabajo. Entre los principales factores por considerar durante la selección de propulsores, se encuentran la potencia, eficiencia, presión, flujo, peso, tamaño y características de avance/retroceso.

**Sistema de visualización.** En los ROV se utiliza una amplia gama de cámaras de vídeo con fines de visualización, normalmente para navegación, inspección y monitoreo. Algunas cámaras están equipadas con luces LED que proporcionan iluminación para inspecciones de cerca y eliminan la necesidad de iluminación independiente. Las imágenes captadas por una cámara, como la que se muestra en la **Figura 93**, se transmiten como señales de vídeo a través del tether y el umbilical a un dispositivo de captura de vídeo a nivel del mar.

**Figura 93.** Imágenes captadas por ROV



Fuente: Oceaneering

**Interfaces de ROV.** Bai y Bai (2019) señalan que para facilitar el uso de ROV en intervenciones submarinas, se diseñan y producen interfaces para ROV, basadas principalmente en el estándar *API 17H. Herramientas e Interfaces de Control Remoto en Sistemas Submarinos de Producción*, entre las que se encuentran:

- Paquete hidráulico de trabajo y patín o *skid* para el propio ROV
- Conectores hidráulicos, herramientas de cancelación de válvulas y adaptadores integrados en los equipos submarinos para el manipulador del ROV
- Tablero de válvulas en el SSXT
- Módulos y herramientas equipados con un tablero de control local

**Herramientas.** Una parte integral de la planeación de las operaciones es la selección adecuada de las herramientas. Algunos de los *kits* se utilizan para realizar una tarea repetitiva, y otros están diseñados específicamente para una tarea concreta. Hoy en día existe en el mercado una amplia gama de kits de herramientas para ROV. Sin embargo, la selección de un kit de herramientas específico depende de factores como el tamaño y la capacidad del ROV, la naturaleza repetitiva del trabajo, así como el costo y la logística de adquisición y mantenimiento de los kits. McCoy et al. (2021) señalan que, para cada inmersión, el ROV se configura en cubierta con las herramientas específicas necesarias para la tarea planificada. La cantidad y el tipo de herramientas que pueden desplegarse en una sola inmersión están limitados por la necesidad de conectarlas al ROV mediante mangueras hidráulicas, o cables eléctricos de suministro/información. En última instancia, son las herramientas transportadas por el ROV las que llevan a cabo la amplia gama de tareas realizadas bajo el mar. A continuación, se describen los tipos de herramientas más comunes para operaciones de intervención a pozos submarinos.

**Manipuladores y brazos robóticos.** Un ROV suele estar equipado con dos manipuladores que sobresalen de la parte delantera (**Figura 94**):

1. Brazo de cinco funciones: Se encuentra normalmente al lado izquierdo del ROV y está articulado en la parte inferior. Se utiliza principalmente para la estabilización y el agarre. Al ser un sumergible flotante, el ROV normalmente agarra algo y lo empuja o tira de él para hacer palanca, lo que le ayuda a mantener una posición estable. El brazo también puede extenderse y retraerse para simular el agarre natural y sujetarse a una estructura sólida y estabilizar el ROV. Además de la función primaria de estabilización, el brazo de cinco funciones también puede utilizarse para realizar tareas pesadas, como levantar objetos pesados.

2. Brazo de siete funciones: Normalmente se encuentra en el lado derecho del ROV y se utiliza para realizar tareas complejas, como girar válvulas, levantar objetos, realizar desconexiones, tirar o empujar, o manejar algún tipo de herramienta.

**Figura 94.** ROV con ambos brazos robóticos al frente



Fuente: McCoy et al. (2021)

***Punzones.*** Los punzones son acoplamientos hidráulicos o conectores eléctricos que constan de dos partes: el punzón (macho) (**Figura 95**) y el receptáculo en la estructura submarina (hembra). La hembra se sitúa en un tablero, mientras que el macho lo maneja el manipulador del ROV y se introduce en la hembra para activar el equipo submarino, abrir o cerrar una válvula o activar cualquier otra función.

**Herramientas de torque.** Son herramientas especializadas que se utilizan para aplicar torque a pernos u otros elementos de fijación en entornos submarinos (**Figura 95**). Después de introducir la herramienta de torque en el equipo submarino, se aplica el torque en el extremo receptor. Esto puede ser para abrir/cerrar válvulas, o incluso realizar una función de carga activada por el movimiento de torque.

**Figura 95.** Punzón y herramienta de torque



Fuente: McCoy et al. (2021)

**Instalación del SSBOP en el SSXT.** La instalación del SSBOP en el SSXT comienza con la supervisión de la sección inferior del SSBOP durante su descenso y guía al operario para instalar el conector en el SSXT. El SSBOP se conecta hidráulicamente en el SSXT. Desde superficie se hace funcionar una herramienta de prueba de aislamiento que se coloca dentro del SSXT por debajo de la conexión, mientras se cierra el ariete superior del SSBOP para presurizar esa sección y garantizar la integridad del sello entre el SSBOP y el SSXT. A continuación, el ROV se desplaza hacia el SSBOP para jalar los HFL y EFL, y conectarlos al SSXT como se muestra en la **Figura 96**.

Figura 96. Instalación del SSBOP en el SSXT asistida por ROV



Fuente: Innovator

El Triton XLS, es uno de los dos ROV utilizados en operaciones de intervención pesada utilizando la plataforma *Q4000*, corresponde a un ROV clase de trabajo con las siguientes características técnicas.

Tabla 19. Especificaciones técnicas del Tritón XLS

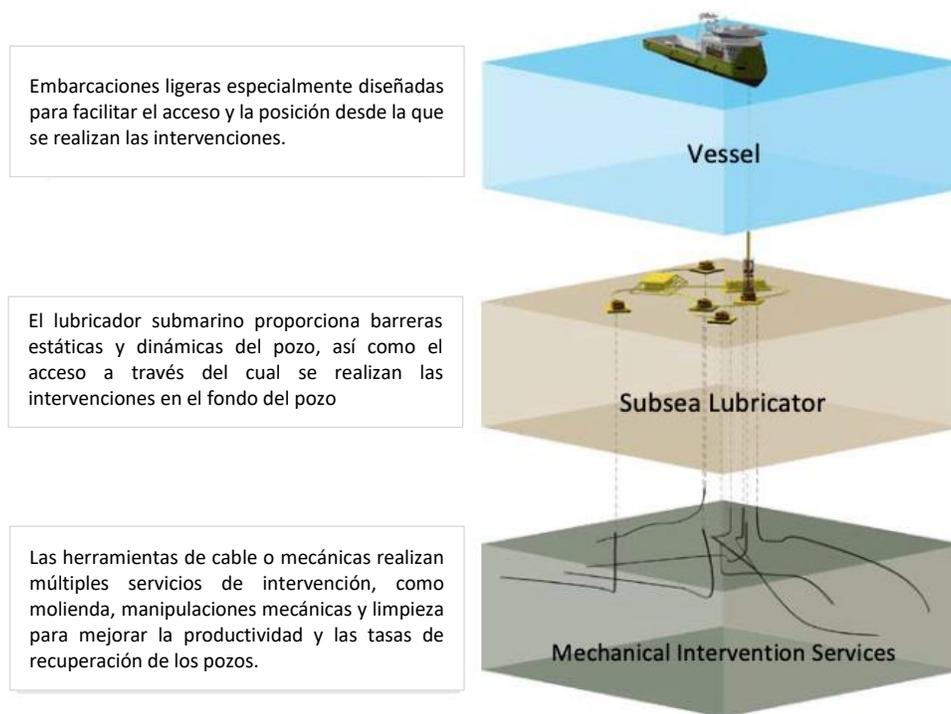
Especificaciones del ROV		Dimensiones del ROV		A-Frame	
150 Hp		Longitud	3 m	Tipo	Dynacon Model 6022
Hasta 3,000 m		Espesor	1.85 m	Máxima carga	11 ton
Capacidad de carga variable de 250 kg		Altura	2 m	Latch y rotación positiva	
4 propulsores horizontales y 4 verticales		Peso en el aire	4,309 kg	Izaje autónomo	
Altímetro		TMS		Dimensiones del cuadro en A	
Sensor de cabeceo/movimiento circular		Capacidad	380-650 m tether	Longitud	7.3 m
Brazo de 5 funciones RigMaster TA-60		Sistema de cámaras e iluminación		Espesor	3.2 m
Brazo de 7 funciones		Cámara CCD de luz baja		Carrete del umbilical	
Schilling t4 Simrad Mesotech MS 1000/1081		1 cámara a color con zoom		Potencia	150 hp
Sistema sonar digital		2 cámaras a blanco y negro		Máxima carga	12 mton
Giroscopio de estado sólido				Longitud	3,300 m
Profundímetro digiquartz					
Funciones automáticas (rumbo/profundidad/altitud)					
Localizadores					

Fuente: Helix

### Sistemas Submarinos de Intervención Ligera sin Riser (RLWI)

Según Karlsen et al (2013), la clave del bajo costo de RLWI es que el stack submarino de control de pozo se despliega como un solo sistema. Una vez instalado en el SSXT, las herramientas de cable se despliegan en aguas abiertas, en lugar de hacerlo por el interior de un riser, desde la embarcación hasta el stack submarino. En la parte superior del lubricador se conecta un *Pressure Control Head* o PCH (Cabezal de Control de Presión) para evitar la liberación de hidrocarburos al mar. La **Figura 97** muestra la combinación de tecnología y servicios utilizados para realizar una RLWI.

**Figura 97. Sistema RLWI**

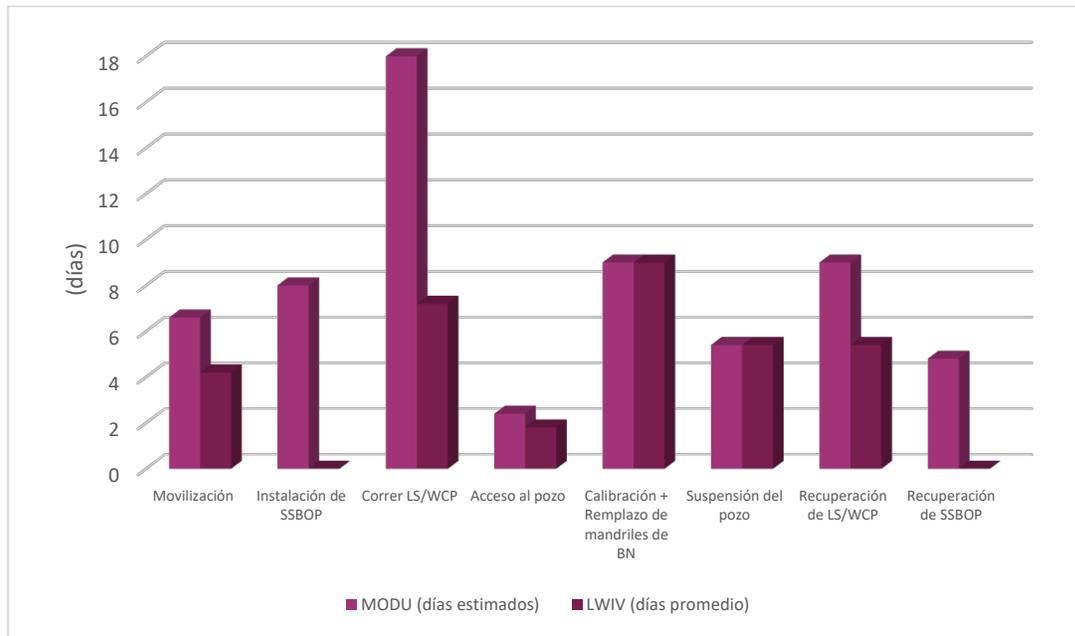


Fuente: Karlsen et al. (2013)

A continuación, se presentan de manera general las principales ventajas de la RLWI en comparación con los métodos de intervención mediana y pesada:

**Costo.** Según Khurana et al (2003), los costos de este método de intervención se reducen en gran medida –a veces más del 50%– porque el trabajo de intervención se realiza con una embarcación menor de intervención y no con una MODU, eliminando la necesidad de utilizar una torre de perforación y un riser. Ya que las intervenciones ligeras son relativamente baratas y requieren pocos equipos, muchas veces se incluyen en los programas de mantenimiento de pozos.

Fiameni, Borra, Pasquali, Flamminio, Leo, Vitale, Lazzari y Mastrocola (2021) presentan un análisis de tiempo y costo de una campaña RLWI para el remplazo de mandriles de BN en un campo noruego. La campaña sustituyó con éxito todos los mandriles de BN del campo en un tiempo promedio de seis días/pozo. Se sustituyeron los mandriles en seis pozos con un costo total de 15,000 dólares. La tarifa diaria de la embarcación de intervención ligera calculada para la campaña fue de 408,000 dólares, lo cual representa aproximadamente el 50% en comparación con un equipo semi-sumergible de sexta generación (aproximadamente 794,000 dólares). En la **Figura 98** se presentan los resultados del análisis. El análisis anterior indica un importante ahorro de tiempo en el trabajo de un solo pozo principalmente debido a mayor velocidad de tránsito de la embarcación y eliminación del NPT por operaciones de anclaje, despliegue de SSBOP y despliegue de LS.

**Figura 98.** Resultados del análisis de tiempo y costo de una campaña RLWI para remplazo de mandriles de BN

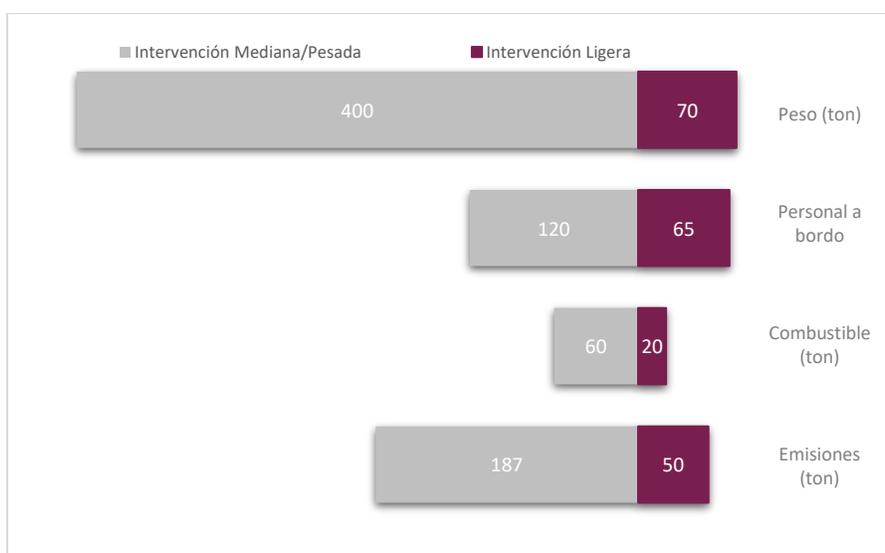
Fuente: Fiameni et al. (2021)

Teniendo en cuenta un ahorro de tiempo neto calculado de 30.2 días para la campaña de intervención y el ahorro en la tarifa diaria (entre la MODU y la embarcación de intervención ligera) de 386,000 dólares por día, la solución de ingeniería adoptada permitió realizar un ahorro en CAPEX de unos 367, 000 dólares, lo que corresponde aproximadamente a un 73% de reducción de costos.

**Impacto Ambiental.** El caso presentado anteriormente también destacó la reducción considerable de emisiones totales de CO<sub>2</sub> –se calcula que un 80% menos– al llevar a cabo las operaciones con una embarcación de intervención ligera en vez de una MODU. Esta reducción es resultado de operaciones más cortas y menor consumo de combustible de las embarcaciones de intervención ligera, en comparación con las MODU.

Para FMC, la RLWI tiene un impacto ambiental significativamente menor comparado con intervenciones medianas y pesadas debido a: operaciones mucho más cortas; se reduce el personal a bordo, lo que resulta en menos cambios de guardia y avituallamiento, y se utilizan menos equipos y de menor peso sobre cubierta, lo que requiere menor energía, que resulta a su vez en menos emisiones. En la **Figura 99** se muestra una comparación en términos de estos aspectos entre intervenciones ligeras e intervenciones medianas/pesadas.

**Figura 99.** Comparación de impacto ambiental de RLWI vs Intervención mediana/pesada



Fuente: Technip FMC

**Seguridad.** La RLWI se considera un método de intervención más seguro que los métodos de intervención mediana y/o pesada, pues cualquier amenaza de incendio o explosión se reduce significativamente, ya que los hidrocarburos no retornan a la embarcación durante la operación.

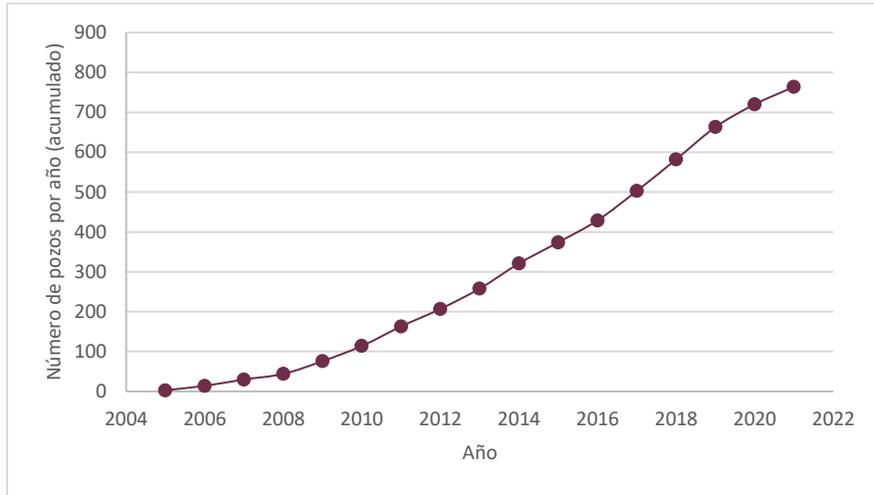
**Menores Cargas Mecánicas.** La RLWI induce menor carga mecánica en el cabezal y el SSXT, en comparación con los SSBOP o los paquetes de intervención utilizados en los demás métodos de intervención.

De lo anterior y retomando la discusión presentada en el Capítulo 1, sobre la necesidad de intervención, la principal ventaja de la RLWI sobre los demás métodos de intervención es el costo, haciendo posible llevar a cabo más trabajos de intervención que permitan en última instancia incrementar el factor de recuperación de pozos submarinos. Para Mathiassen et al. (2008) las soluciones de intervención eficientes (i.e, de bajo costo) son de suma importancia para incrementar la recuperación de los campos, y la RLWI es una herramienta que ayuda a disminuir la diferencia entre la recuperación de campos submarinos y la de campos en aguas someras. Desde su introducción en 2003, la RLWI ha ido ganando aceptación en el sector. Observo un aumento significativo desde 2005 en el Mar del Norte. En 2008, Mathiassen et al. reportaron que el número de operaciones utilizando RLWI se había duplicado constantemente en los tres años previos, primero para probar la viabilidad del concepto y luego, en las siguientes campañas, para evaluar el rendimiento operativo y de los equipos.

En 2006, se intervinieron once pozos en cinco campos distintos con tirantes de agua de entre 140 y 310 m durante una campaña de 241 días. En 2007, durante una campaña de 335 días, se intervinieron diecisiete pozos en ocho campos diferentes con n tirantes de agua de entre 190 y 390 m. Para 2021 se registró un total de 764 pozos intervenidos utilizando sistemas RLWI (**Figura 100**). El tiempo promedio de intervención por pozo fue de diecinueve días en 2006 y diecisiete días en 2007. En 2021, se observó una reducción de 65% en el tiempo promedio de intervención por pozo (**Figura 101**). Por otro lado, de acuerdo con BSEE (2008), las embarcaciones de intervención ligera, aunque han tenido éxito en aguas someras, como el Mar del Norte, presentan limitaciones operativas en aguas ultraprofundas. El tamaño de las embarcaciones utilizadas en la RLWI provee una multitud de ventajas, pero a su vez, limita su funcionalidad operativa. El NPT debido a factores exógenos como el clima pueden ser muy costoso para una campaña de

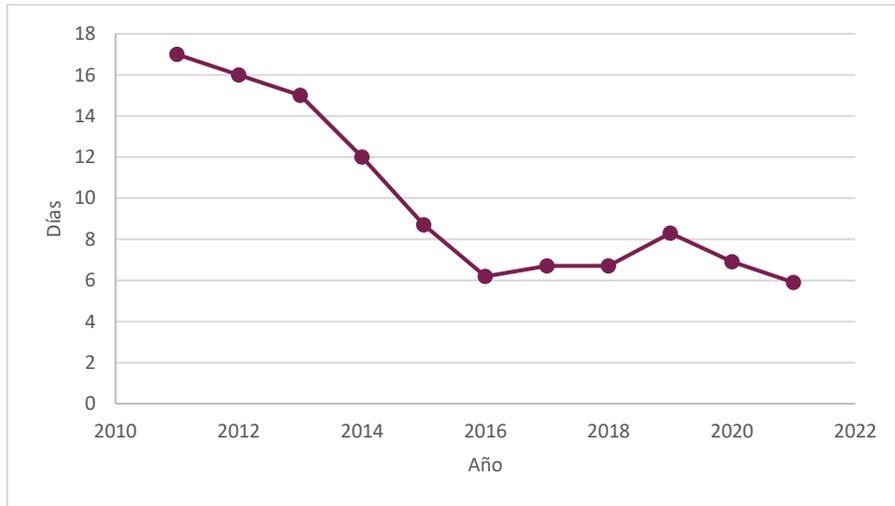
intervención. Aun así, la RLWI ha generado amplio interés de la industria en el potencial ahorro asociado a este método.

**Figura 100.** Número de pozos intervenidos utilizando sistemas RLWI por año



Fuente: Technip FMC

**Figura 101.** Tiempo promedio de intervención por pozo utilizando sistemas RLWI por año



Fuente: Technip FMC

Aún deben hacerse mejoras en cuanto a eficacia, productividad, sensibilidad a fenómenos meteorológicos y compatibilidad en aguas profundas. A medida que este método progrese, se irá cerrando la brecha entre experiencia y tecnología, mejorando así la confiabilidad de la intervención ligera (Nelson y McLeroy, 2014).

Como un método de intervención relativamente nuevo comparado con la intervención mediana y pesada, la industria petrolera aún tiene mucho que aprender sobre todas las limitaciones de la RLWI. Desde el punto de vista de Munkeud et al. (2007), un área específica de mejora en la RLWI es el desarrollo de cables más resistentes, para incrementar la capacidad de emplear paquetes de intervención más grandes. Mientras que para Long Ge et al. (2023), otra área específica de mejora corresponde a operaciones con TF. En operaciones en AP, la TF se despliega desde su carrete a través de la cabeza inyectora y está sujeta a movimientos dinámicos importantes cerca de la superficie debido a las olas, y en el fondo marino debido a las corrientes marinas. Esto se complica aún más por el movimiento de la embarcación en la que se instala y opera la TF. Por lo tanto, las operaciones que se pueden realizar están limitadas por el movimiento de la embarcación y las condiciones meteoceánicas. La integración de umbilicales, cable y otros equipos de control de presión imponen limitaciones adicionales a las ya limitadas ventanas de operatividad del sistema. Además, la compleja infraestructura submarina y los riesgos de caída de objetos plantean grandes desafíos para la seguridad y eficacia de las operaciones desde embarcaciones pequeñas.

Según Lindland et al. (2003) los objetivos principales del sistema submarino de RLWI son:

1. Permitir la intervención en el pozo sin conexiones rígidas entre la embarcación y el fondo marino
2. Evitar la circulación de fluidos del pozo a la embarcación en superficie.

Los sistemas submarinos RLWI se han diseñado partiendo de la premisa operativa de que, durante las operaciones, no se retornarán hidrocarburos a la embarcación. Crumpton (2018) señala que al igual que los equipos superficiales de control de presión para operaciones con cable, un sello de grasa alrededor del cable evita la fuga de hidrocarburos cuando las válvulas del árbol están abiertas y el lubricador está expuesto a la presión del pozo. La presión de la grasa es superior a la presión del pozo, lo que permite que los hidrocarburos permanezcan en el interior del sistema.

A diferencia de los sistemas superficiales, el sello en sistemas submarinos debe ser capaz de evitar fugas en el lubricador cuando la presión hidrostática del mar es superior a la presión de boca de pozo. La presión del pozo actúa en el interior del PCH, mientras que la presión hidrostática actúa en su exterior. La diferencia de presión en una distancia de dos m podría ser del orden de 2,900 psi. Un Sistema de Control de Inyección de Grasa monitorea las presiones en el PCH, así como la presión hidrostática y la del pozo durante su funcionamiento. Este sistema bombea una cantidad específica de grasa, proveniente de depósitos submarinos, en función de las presiones en los tubos de flujo en los que se mueve el cable y que se encuentran en el PCH. De esta manera, se asegura que la presión del PCH sea siempre superior a la del pozo y a la hidrostática, evitando la entrada de agua que podría formar hidratos o la fuga de fluidos del pozo (Lindland et al., 2003; Mathiassen et al., 2008).

Los depósitos de grasa submarinos están pasivamente compensados con la presión hidrostática, lo que hace que ambas operaciones sean menos sensibles a la profundidad y no se requieran complicadas líneas de suministro desde superficie.

**RLWI Stack 4.** En 2015, una nueva embarcación RLWI, el *Island Performer*, y un nuevo sistema submarino de intervención, el Stack 4, se pusieron a disposición para operaciones en AP y AUP, llevando toda la experiencia de RLWI del Mar del Norte a los campos submarinos del Golfo de México, Brasil y África Occidental (**Figura 102**).

**Figura 102.** *Island Performer* y Stack 4 de RWLI



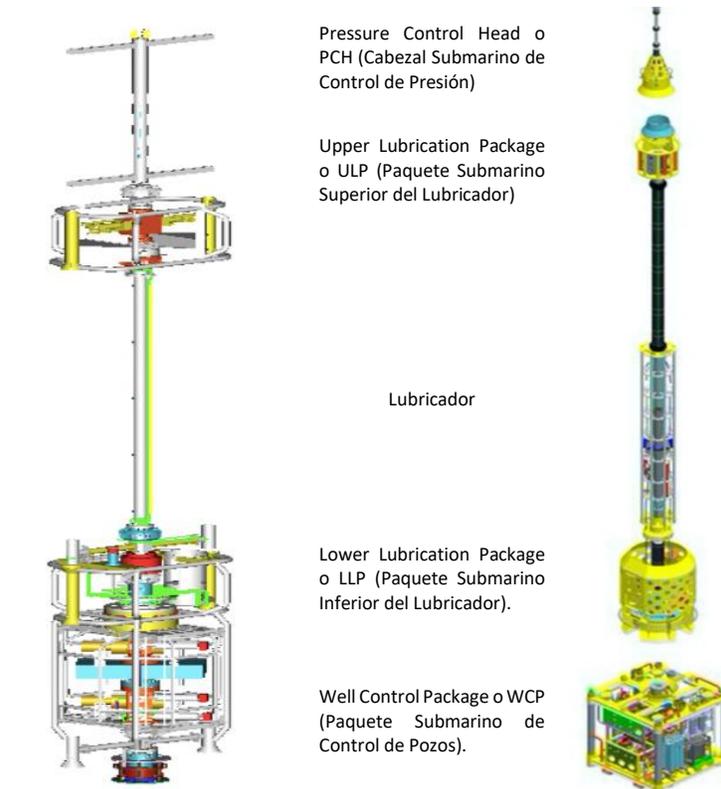
*Fuente:* Varne et al. (2017)

De acuerdo con Sbordone et al. (2015), el Stack 4 de RLWI es parte de la tercera y última generación de este tipo de equipo, el diseño del stack reúne toda la experiencia y las lecciones aprendidas de los dos sistemas anteriores, *Mark I* y *Mark II* (**Figura 103**), cuatro recertificaciones y más de 338 pozos intervenidos.

El Stack 4 tiene capacidad para trabajar a profundidades de hasta 2,000 m, el conjunto está diseñado para el mercado de AP. La limitación actual a 2,000 m se debe a la longitud del umbilical, sin embargo, existe la opción de utilizar un umbilical con una configuración diferente que permitirá al sistema trabajar en aguas aún más profundas. El paquete tiene por diseño una presión máxima

de trabajo de 10,000 psi, el diámetro interno del lubricador es de 7 1/16" y está diseñado para trabajar en ambientes de alto contenido de H<sub>2</sub>S según la normativa NACE.

**Figura 103.** RLWI Stack Mark I (Izq.) y Mark II (Der.)

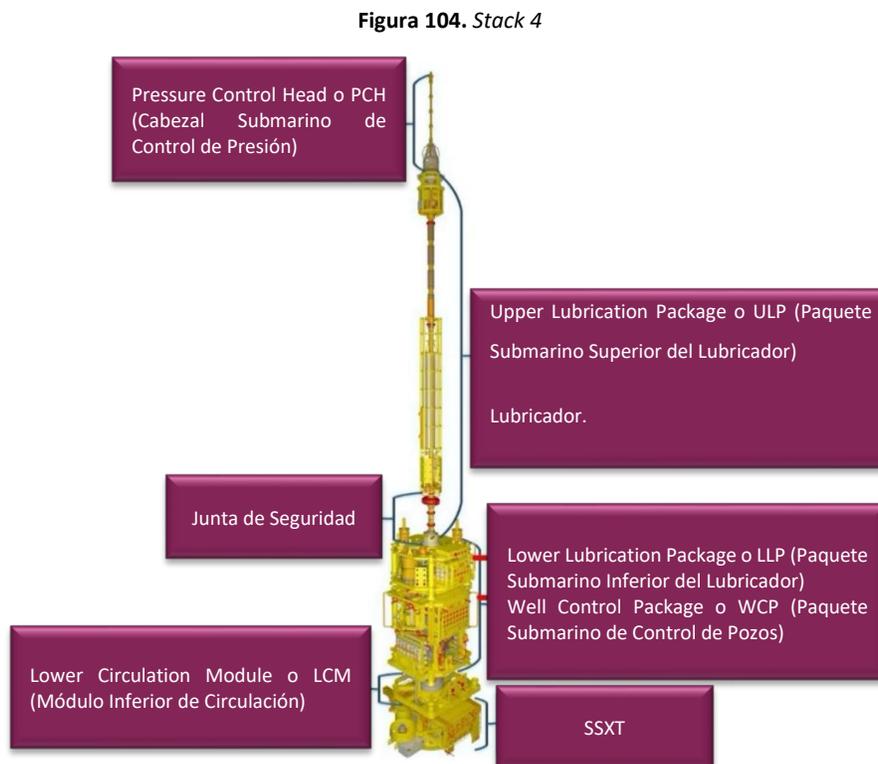


*Fuente:* Lindland et al, 2003; Løver y Bjerkvik, 2015

Otras características del sistema incluyen:

- Peso total en el aire: 69 ton
- Altura total: 33 m
- Longitud máxima de la sarta de trabajo: 22 m
- Compatible con HXT y VXT.
- Todo tipo de operaciones con cable y línea de acero
- Sistema de control de circuito cerrado específico para el control del SSXT
- Capaz de bombear y circular fluidos a través de líneas descendentes hasta el *Lower Circulation Module* o LCM (Módulo de Circulación Inferior).
- Dos barreras presión en todas las vías de flujo entre el pozo y el entorno.
- Funciones críticas de seguridad verificadas SIL-2 (ver Anexo 1. Misceláneos)

La configuración del sistema se observa en la **Figura 104**:



*Nota:* Modificado de Sbordone et al. (2015)

Los proyectos de recertificación de los stacks previos aportaron valiosos conocimientos sobre la disposición mecánica del sistema para facilitar y agilizar el acceso de las herramientas de intervención. Se definieron objetivos ambiciosos para la intervención submarina, y estos objetivos se persiguieron mediante revisiones de diseño y pruebas en taller. Como resultado de este esfuerzo, los paquetes individuales del Stack 4 son fácilmente accesibles y sustituibles, el acceso no se dificulta por jumpers eléctricos, se han instalado puntos de agarre/izaje para que los operadores puedan acceder fácilmente a los paquetes con las herramientas adecuadas.

Para garantizar el control de la presión y el tiempo de respuesta de inyección de grasa en AP, el Stack 4 se ha equipado con un sistema submarino redundante de inyección de grasa, que incluye bombas, instrumentación y cuatro depósitos de grasa de 200 litros de capacidad cada uno, para un total de 800 litros. Según la experiencia operativa, esta capacidad permitirá al sistema completar entre el 80 % y el 90 % de las operaciones de intervención programadas sin necesidad de recargar los depósitos.

También se consigue una mayor eficiencia operativa gracias a una herramienta estándar de instalación, que permite el despliegue del Stack en uno o dos descensos, y al uso de dos PCH, que permiten un cambio más rápido de herramientas de cable y línea de acero entre corridas.

El Stack 4 aporta mayor eficacia y confiabilidad gracias a un umbilical más pequeño, secuencias optimizadas de despliegue, mayor facilidad de mantenimiento, eliminación del uso de cables guía y sistema de control simplificado.

***Módulo Inferior de Circulación (LCM).*** Su incorporación es una característica fundamental del Stack 4. Puede conectarse entre el SSXT y el WCP. Proporciona acceso hidráulico al espacio anular y al aparejo de producción a través de dos líneas descendentes de tubería flexible, lo que permite un acceso hidráulico fácil y eficaz a los pozos con cualquier tipo de SSXT para inyectar y circular fluidos, sin riesgo de dañar los componentes del stack. El LCM (**Figura 105**) puede utilizarse para estimulación ácida, tratamientos de inhibición y limpieza de incrustaciones, remediación de hidratos, control de pozo, cementación y operaciones de P&A.

**Figura 105.** LCM



Fuente: FMC

***Paquete de Control de Pozos (WCP).*** Cuando se utiliza un sistema RLWI, todos los mecanismos de aislamiento del pozo se instalan en el WCP (**Figura 106-107**). De acuerdo con Mujahed et al. (2020), el WCP es un sistema de válvulas/arietes utilizados con fines de control de pozos. El paquete cortará y sellará el pozo en caso de que se pierda el control de este o que la embarcación pierda la posición.

El WCP se conecta al perfil de reentrada del SSXT (cuando no se utiliza el LCM) y constituye la principal barrera de seguridad entre el pozo y el entorno durante las operaciones de intervención. Está diseñado para interconectarse con cualquier tipo de SSXT y puede adaptarse a árboles de diferentes proveedores. La conexión con el SSXT se realiza mediante un adaptador adecuado al tipo de árbol, el cual contiene un conector con una estructura guía y un adaptador transversal al WCP (Varne et al, 2017; Lindland et al, 2003).

Las funciones del WCP durante las operaciones de intervención incluyen:

- a) Proporcionar funciones básicas de control de pozo
- b) Servir de barrera principal del pozo
- c) Permitir la circulación de fluidos sin necesidad de llevar hidrocarburos a la embarcación
- d) Proporcionar presión y suministro hidráulico
- e) Proporcionar comunicación con las funciones del SSXT
- f) Proporcionar paneles de comunicación del IWOCS al SSXT

El WCP lleva a cabo sus funciones al incluir los siguientes componentes:

- SCM
- Baterías submarinas
- Enrutadores de red
- Módulo de medidores de flujo
- Mecanismos de cierre
- *Upper and Lower Production Isolation Valve* o UPIV y LPIV, respectivamente (Válvulas Superior e Inferior de Aislamiento de la Producción)
- Depósito hidráulico de 500 litros de capacidad y acumuladores
- Unidades submarinas de potencia hidráulica

La configuración exacta de los mecanismos de cierre varía en función del tamaño y diseño del sistema, pero como mínimo el WCP contendrá tres métodos independientes de cierre de pozo, según Crumpton (2018):

1. Válvula de compuerta: Tiene la capacidad de cortar cable.
  - Intervención a través de HXT: Esta válvula es una de las dos barreras mecánicas al instalar y retirar una sarta de herramientas del lubricador durante la operación.
  - Intervención a través de VXT: Se prefiere la utilización de las válvulas PSV y PMV del SSXT respecto a las válvulas del WCP.

Se pueden incluir dos válvulas de compuerta de 7" (una por debajo y otra por encima del ariete) como válvulas de trabajo para conseguir un doble bloqueo al abrir el lubricador para el cambio de herramientas (Lindland et al, 2003; May, 2017).

2. Ariete ciego: Los arietes del BOP de cable en la sección inferior están equipados con sellos ciegos del tipo utilizado con línea de acero. Los arietes no suelen configurarse para cable, ya que el estopero doble del PCH está diseñado para sellar el cable fijo.
3. Arietes de corte/sellado: Son los arietes inferiores del WCP, y son capaces de cortar todo tipo de cable metálico. También está diseñado para cortar TF y tubería de perforación S135 de 3 ½", de acuerdo con Varne et. al (2017), una vez cortada la herramienta, se tira por encima del ariete ciego y la válvula de compuerta, lo que permite cerrar ambos para lograr un aislamiento doble. Sbordone et al. (2015) señala que además se dispone de un equipo de corte de contingencia en caso de

que haya elementos que no se puedan cortar y que obstruyan el mecanismo de aislamiento.

**Figura 106.** WCP en preparación para su despliegue



*Fuente:* FMC

La alta confiabilidad del sistema está garantizada gracias a fuentes de suministro y canales de comunicación redundantes, junto con generación y almacenamiento a prueba de falla de energía hidráulica.

**Figura 107.** WCP en taller de mantenimiento



*Fuente:* FMC

**Paquete Inferior del Lubricador (LLP).** El LLP (**Figura 108**) es la conexión entre el WCP y el lubricador. La función del LLP es distribuir energía y comunicación para los siguientes equipos:

1. ULP
2. SSXT SCM
3. WCP

Está diseñado para alojar los equipos que permiten el control del stack. Entre ellos se incluyen: SCM's, HPU submarinas, depósitos hidráulicos, acumuladores y dominio de control del proceso.

**Figura 108.** Lower Lubrication Package



Fuente: FMC

El LLP actúa como herramienta para correr el WCP y provee la interfaz para el umbilical de control (**Figura 109**), la línea de matar del pozo y la línea de circulación.

Las funciones del stack y del SSXT se controlan directamente desde la embarcación a través de un umbilical eléctrico que conecta los equipos superficiales del IWOCS al LLP a través de un UTH (**Figura 109**). El umbilical incluye una función de EQD para la desconexión de la embarcación del pozo. Según Sbordone et al. (2015) para el RLWI Stack 4, el UTH puede

conectarse sin necesidad de utilizar cables guía y presenta un diseño innovador que garantiza un guiado suave hasta el punto de conexión ubicado en el LLP con una asistencia mínima del ROV.

**Figura 109.** Conexión de UTH



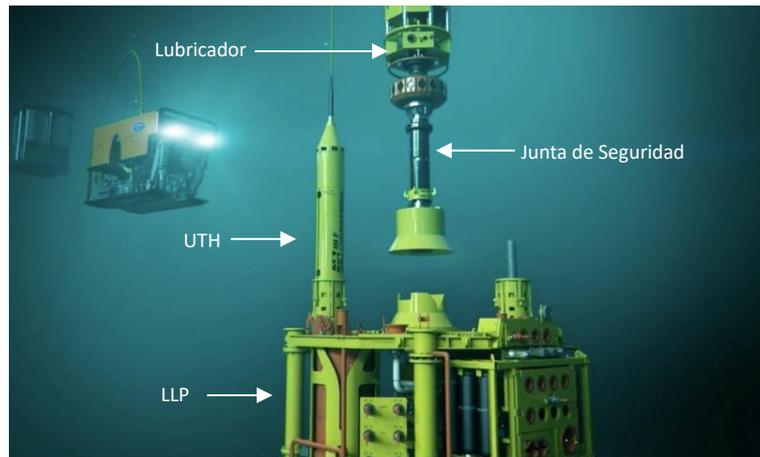
Fuente: FMC

**Lubricador.** Según Keprate y Mohammed (2014), el lubricador se encuentra entre los paquetes submarinos inferior y superior del lubricador. Está montado en la parte superior del LLP mediante una junta de seguridad (**Figura 110**). La junta de seguridad es un elemento crítico que protege el equipo inferior de esfuerzos de flexión excesivos resultado de la pérdida de posición de la embarcación.

Contiene depósitos de grasa y bombas submarinas de inyección de alta presión para proporcionar el sistema de grasa al PCH, que se encarga del control del pozo durante las operaciones (**Figura 111**).

El lubricador, junto con el LLP y el ULP, actúa como almacén para las herramientas de intervención. Esto es necesario para presurizar la herramienta a la presión de boca de pozo para poder introducirla.

**Figura 110.** *Instalación del lubricador en el LLP a través de la junta de seguridad*



*Fuente: FMC*

**Figura 111.** *Lubricador en descenso a través del moon pool donde se observan los depósitos de grasa*



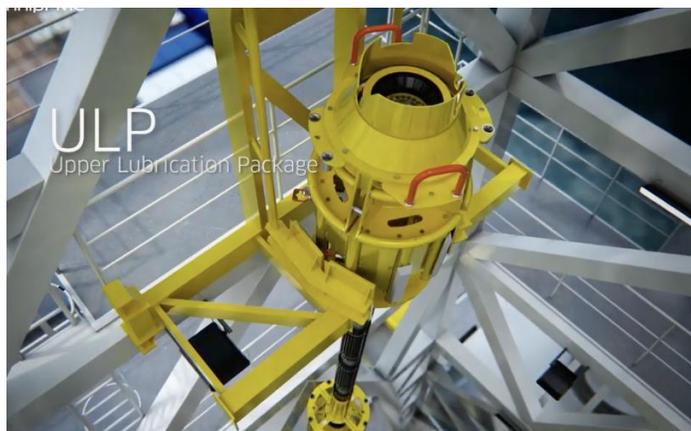
*Fuente: FMC*

***Paquete Superior del Lubricador (ULP).*** El ULP es la conexión entre el PCH y el lubricador (Figura 112-113). La estructura externa del ULP tiene un diseño específico para acoplarse al sistema de manejo de módulos de la embarcación, así como para brindar soporte y protección a los equipos del ULP y evitar que el umbilical se enganche en la estructura.

De acuerdo con May (2017), los principales componentes del ULP incluyen:

- Perfil de conexión para el PCH
- Cuatro depósitos de grasa con capacidad de 200 litros cada uno
- Dos bombas eléctricas de grasa que funcionan a una presión de 10,000 psi para suministro al PCH
- Una *Cutting Ball Valve* o CBV (Válvula Esférica de Corte) situada en el extremo superior, la cual actúa como válvula de trabajo para permitir pruebas de hermeticidad y purga del sistema sin necesidad de instalar ningún PCH. La CBV también puede utilizarse como mecanismo adicional para cortar el cable en caso de emergencia
- Punto final del circuito cerrado de grasa

Figura 112. ULP



Fuente: FMC

**Figura 113.** Instalación del ULP sobre el lubricador



Fuente: FMC

**Cabezal Submarino de Control de Presión (PCH).** El PCH corresponde a la sección superior del stack y se instala o recupera junto con el cable para cada corrida (**Figura 114-117**)

Entre las funciones clave del PCH se incluyen las siguientes:

- Proporcionar un sello de presión dinámico entre el pozo y la presión externa a través de la inyección de grasa durante las operaciones con cable. Los cambios de presión de la grasa, a medida que el cable se introduce o se extrae del pozo, deben realizarse rápidamente dentro del PCH. El sistema está equipado con bombas submarinas de inyección de grasa para garantizar el tiempo de respuesta necesario a las condiciones rápidamente variables.
- Proporcionar un sello estático alrededor del cable con la activación de estoperos:
  - a. Activación de un *Upper Stuffing Box* o USB (Estopero Superior), ubicado por encima de los tubos de flujo, que funciona como sello estático en operaciones con cable.

- b. Los *Dual Stuffing Box* o DSB (Estoperos Dobles), por debajo de los tubos de flujo, se pueden activar para sellar alrededor del cable estático en caso de presencia de gas.

Para las operaciones con línea de acero, normalmente se utiliza una combinación de sellado por inyección de grasa y activación del USB.

Para Lover y Bjerkvik (2015), para proporcionar el sello entre el entorno marino y el pozo durante la introducción, recuperación y operación de las herramientas en el pozo, se requiere además de los mecanismos de sello dinámico y estático de la PCH, la CBV instalada en el ULP.

- Inyectar grasa
- Inyectar MEG para prevenir la formación de hidratos
- Actuar como salida primaria de los fluidos del pozo durante la purga del sistema
- Evitar la caída de sargas de herramientas al pozo

Para cumplir las funciones anteriores, el PCH incluye los siguientes elementos:

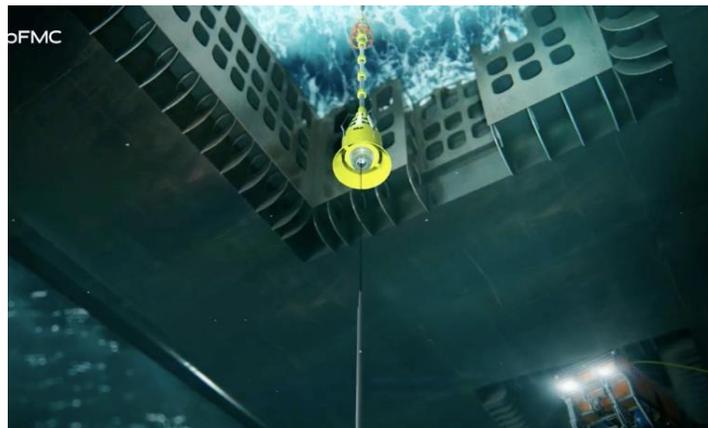
- a) Herramienta de ajuste con el ULP
- b) Tubos de flujo, responsables de proporcionar el sello de grasa alrededor del cable metálico en movimiento
- c) *Tool catcher* o colector de herramientas
- d) Dos puntos de inyección disponibles para la inyección de MEG a baja velocidad, en caso de ser necesario
- e) USB
- f) DSB

**Figura 114.** PCH en su estructura de almacenamiento a bordo



*Fuente:* FMC

**Figura 115.** Despliegue del PCH y herramienta de cable a través del moon pool



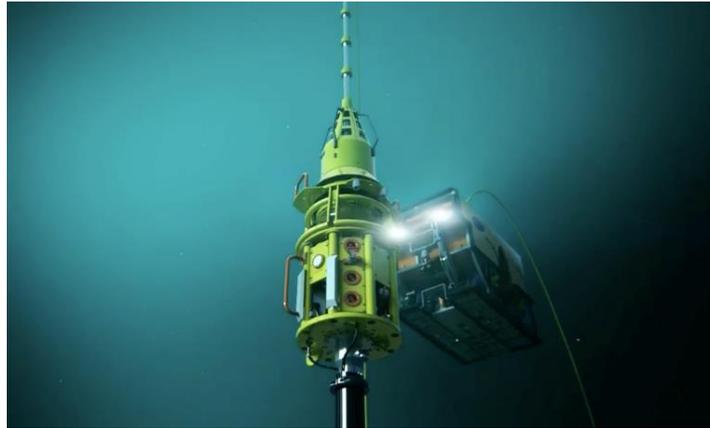
*Fuente:* FMC

**Figura 116.** Introducción asistida por ROV de la herramienta de cable a la ULP



*Fuente:* FMC

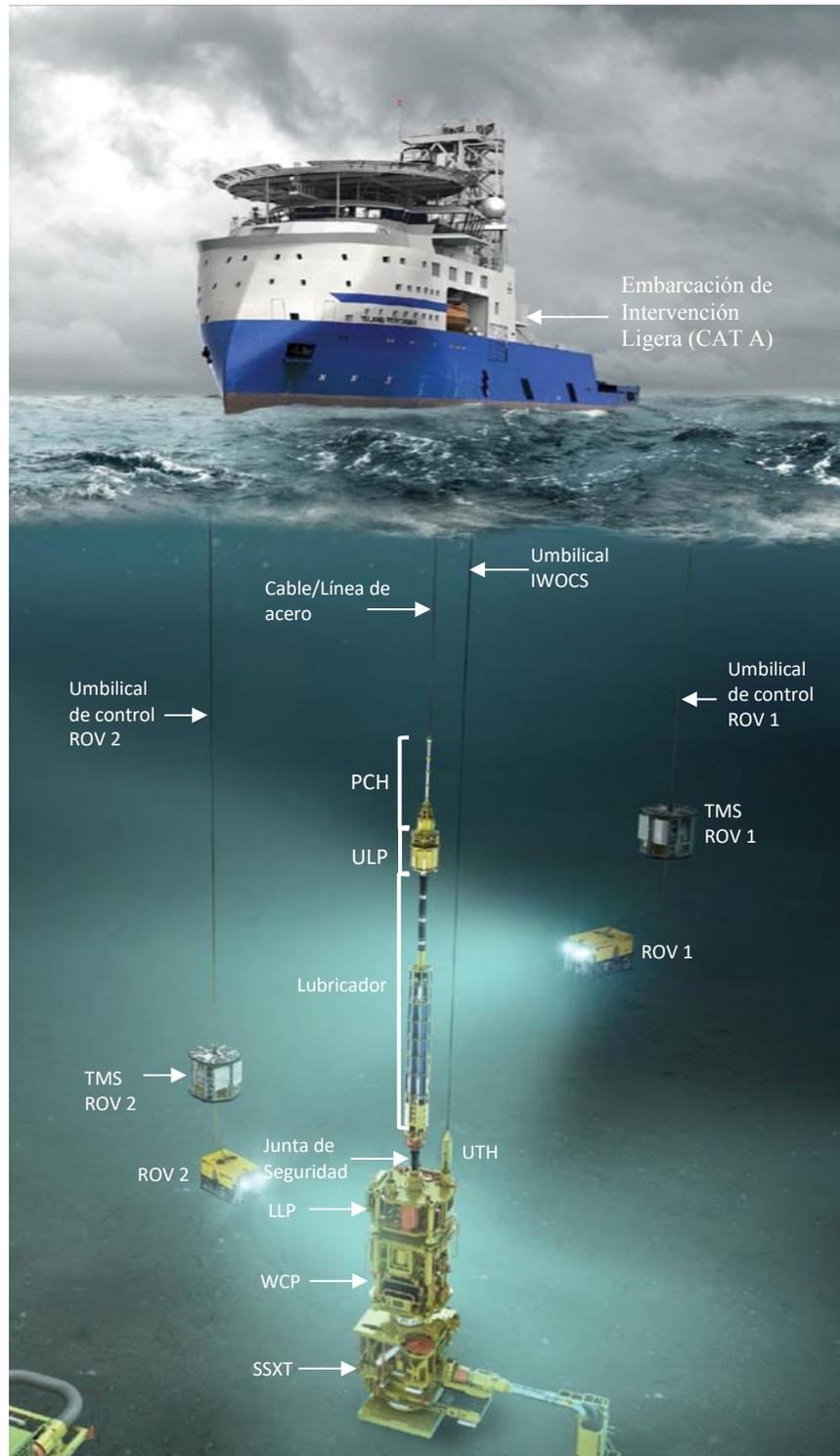
**Figura 117.** *Instalación del PCH sobre el ULP*



*Fuente:* FMC

En la **Figura 118** se ilustra la configuración final del sistema de RLWI y de la intervención ligera en general.

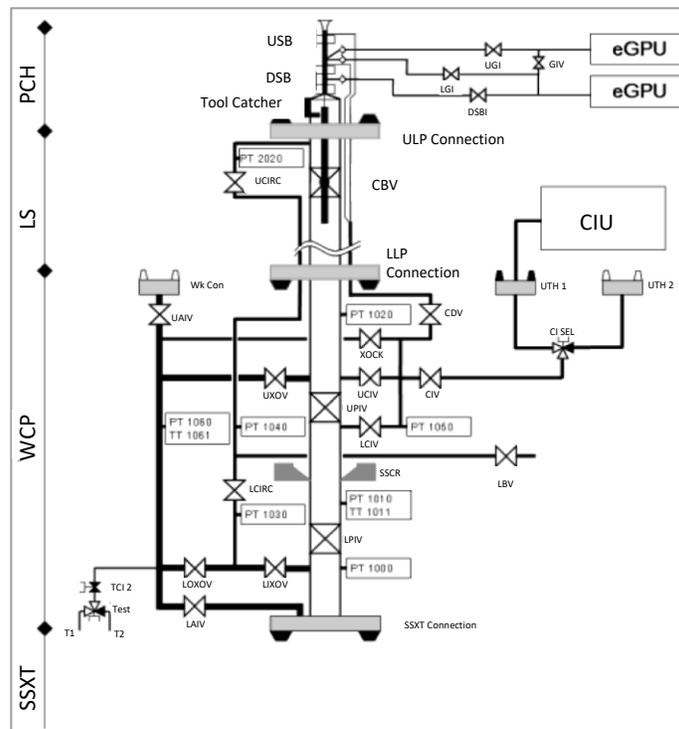
**Figura 118.** Sistema de Intervención Ligera sin Riser de Technip FMC



*Nota:* Modificado de FMC

Según Løver y Bjerkvik (2015), durante la ejecución de una intervención en un pozo, el sistema RLWI se llena de fluidos procedentes del pozo. Estos fluidos del pozo quedan atrapados en el sistema una vez que se cierran las válvulas de aislamiento. El sistema RLWI permite purgar los fluidos del pozo hacia el mismo sin llevarlos a superficie, por lo que no se requiere un sistema de retorno. La purga del sistema se realiza utilizando MEG, bombeado desde la CIU, a través del umbilical de control terminado en el UTH, por el interior del WCP por arriba de la UPIV. Desde ahí, el MEG es impulsado hacia arriba a través del conjunto WCP / LLP hasta la parte superior del lubricador, desplazando los fluidos del pozo a medida que asciende. Posteriormente, el fluido se dirige a una línea de circulación y desciende al pozo. En caso de descontrol del pozo, las válvulas XOV equipadas en el WCP devuelven los hidrocarburos al pozo, de acuerdo con May (2017). El diagrama de válvulas en el Stack 4 se ilustra en la **Figura 119**.

**Figura 119.** Configuración de válvulas en el sistema RLWI



*Nota:* Modificado de Løver y Bjerkvik (2015)

**IWOCS.** Según Varne et al. (2017), para el Stack 4 se mantuvo el diseño del sistema de control referente al MK II, con sistemas hidráulicos submarinos de circuito cerrado y un umbilical eléctrico tipo ROV como se explica a continuación.

***Sistema hidráulico de circuito cerrado independiente para operar el stack de RLWI.*** De acuerdo con Lover y Bjerkvik (2015), el stack dispone de un sistema hidráulico redundante de circuito cerrado en el que los fluidos hidráulicos, las bombas y los SCM's, todos ellos incluidos en el WCP, están instalados bajo el mar y todos los fluidos hidráulicos se retornan al depósito. El concepto se ilustra en la **Figura 120**. La HPU submarina convierte la energía eléctrica suministrada por el umbilical de control en energía hidráulica, alimenta los acumuladores y los SCM's y se utiliza para accionar los actuadores de las válvulas. Cuando el actuador de la válvula está presurizado, el fluido del lado de retorno se dirige de nuevo al depósito, creando así un sistema de circuito cerrado.

***Sistema hidráulico de circuito cerrado independiente para operar el SSXT.*** El control del funcionamiento del SSXT es necesario para realizar las intervenciones. El Stack 4 dispone de funciones integradas para facilitar la interconexión hidráulica y de suministro/comunicación con el SSXT. Las líneas de suministro y comunicación corren a través del umbilical desde la embarcación hasta el stack.

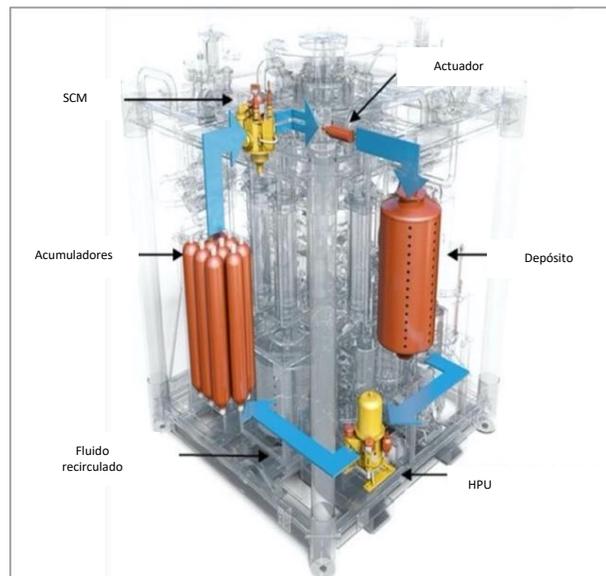
Una HPU submarina, acumuladores y un SCM proporcionan el control de la interfaz del SSXT al que accede el stack. Este sistema utiliza fluido hidráulico independiente del que se utiliza para el control del stack, y su configuración se adapta a los requisitos del sistema de control del SSXT (D-H, E-H, etc.). El SCM designado podrá ser reprogramado y configurado para integrarse electrónicamente con el MCS, de modo que los comandos del stack sean traducidos a las funciones que el sistema de control del SSXT entiende.

***Umbilical submarino principal.*** Los equipos submarinos del IWOCS obtienen energía y comandos desde superficie a través del umbilical eléctrico tipo ROV. El umbilical es totalmente eléctrico/fibra óptica, y como no es necesario suministrar fluido de control hidráulico desde la embarcación, su tamaño es más pequeño en comparación con el umbilical utilizado en los demás stacks de RLWI.

El umbilical consta de tubos para fibra óptica, con un mínimo de seis fibras cada uno; cuatro pares trenzados para comunicación con el SCM del SSXT y una manguera 3/4" ID, 10M para inyección de productos químicos.

La experiencia en campo demuestra que el diseño existente del IWOCS permite menor tiempo de respuesta para la operación de válvulas y conectores, y para la recarga de los bancos de acumuladores, en comparación con un sistema convencional con suministro hidráulico desde superficie.

**Figura 120.** Principio de funcionamiento del sistema hidráulico de circuito cerrado del RLWI Stack



*Nota:* Modificado de Løver y Bjerkvik (2015)

***Sistema para operaciones de control de pozos.*** Lindland et al. (2003) señala que el LLP está equipado con un conector para línea externa de matar. La necesidad de llevar a bordo un equipo de control de pozos durante las operaciones de RLWI depende del tipo de operación y de las condiciones específicas del lugar.

***Secuencia Operativa de RLWI.*** La secuencia operativa específica de RLWI depende las necesidades y objetivos de cada trabajo, pero de manera general, las operaciones de RLWI se realizan de la siguiente manera.

1. Movilización de la embarcación de intervención ligera al sitio de trabajo
2. Realización de pruebas DP. La embarcación de intervención toma el control del pozo
3. Lanzamiento de ROV(s)
4. Inspección del cabezal y SSXT para confirmar que no existen fugas ni daños que puedan impedir la operación
5. Instalación de cables guía (si aplica) utilizando ROV
6. Comprobación previa del sistema RLWI en cubierta para verificación de correcto funcionamiento e integridad
7. Despliegue de WCP y LLP
8. Movilización de los paquetes de intervención sobre el SSXT
9. Utilizando AHC para una instalación segura de los paquetes de intervención en el SSXT, y con ayuda del ROV, se conecta el WCP al SSXT y se prueba la integridad de la conexión
10. Despliegue del umbilical de control hasta el UTH en el LLP
11. Despliegue de junta de seguridad, lubricador y ULP
12. La junta de seguridad se conecta al LLP y se prueba la integridad de la conexión
13. Despliegue de herramientas de intervención y PCH

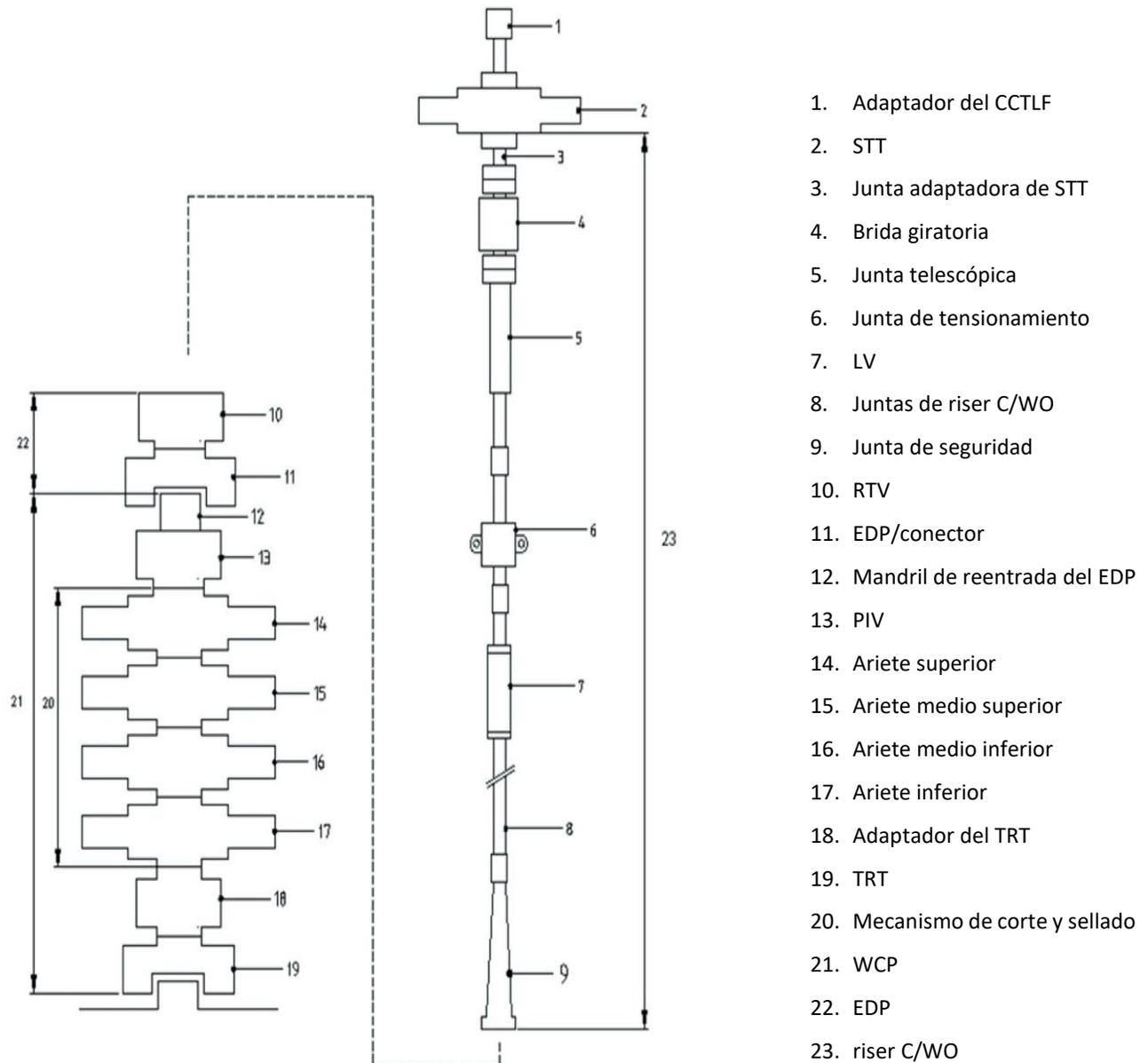
14. El ROV guía el cable/ la línea de acero para su introducción en el ULP
15. Conexión y prueba PCH-ULP
16. Pruebas de funcionamiento del sistema de intervención y verificación de la correcta comunicación del sistema con las instalaciones de control en la embarcación
17. Purga del sistema con MEG
18. Recuperación de tapón(es) del SSXT para acceder al pozo
19. Ejecución de la intervención ligera al pozo
20. Purga del sistema con MEG
21. Desconexión del PCH para recuperar las herramientas de intervención a superficie
22. Recuperación de los sistemas de intervención

## Sistemas de Intervención con Riser

En la tercera edición del estándar *API 17G*, los modos de funcionamiento de los sistemas de intervención con riser se clasifican de la siguiente manera:

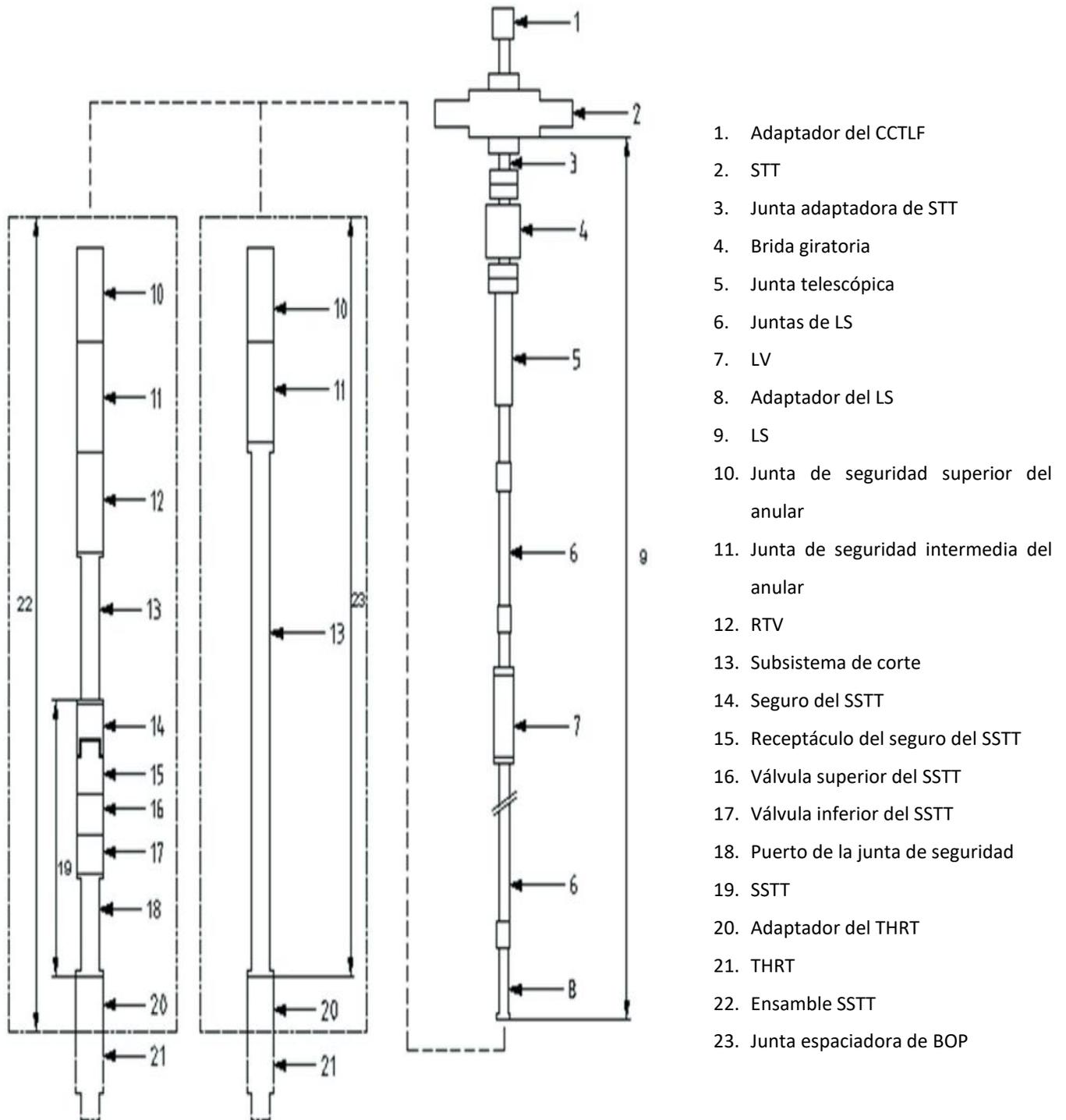
- Intervención en aguas abiertas (**Figura 121**) (OWIRS)
- Intervención a través de SSBOP / riser de perforación (**Figura 122**) (TBIRS)

**Figura 121.** Nomenclatura para un sistema de intervención en aguas abiertas típico



Fuente: *API 17 G*

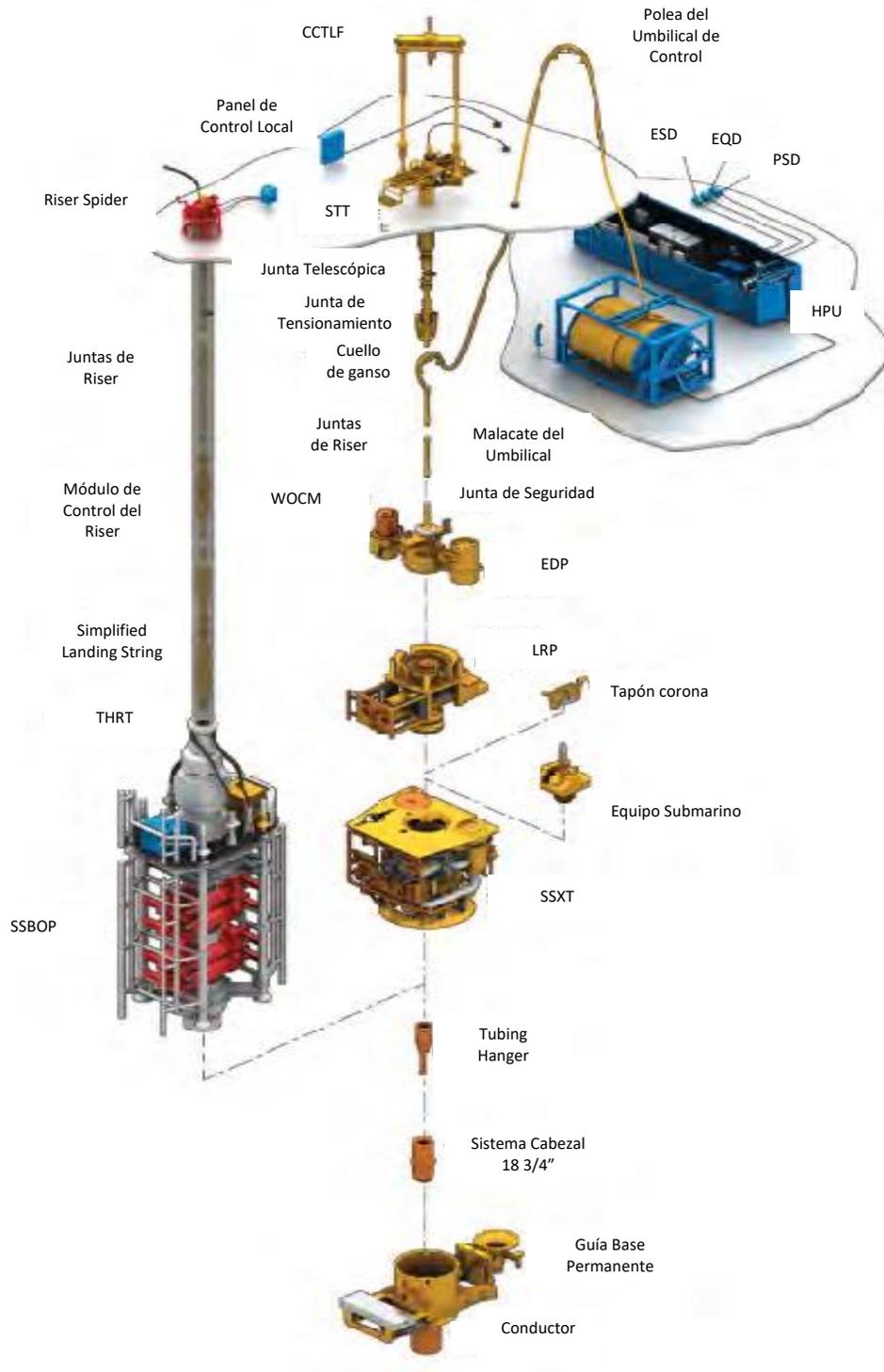
Figura 122. Nomenclatura para un sistema de intervención a través de SSBOP/riser de perforación típico



Fuente: API 17 G

Un esquema general de los sistemas OWIRS y TBIRS se muestra en la **Figura 123**.

**Figura 123.** *Sistemas OWIRS y TBIRS para aplicaciones de intervención mediana y/o pesada*

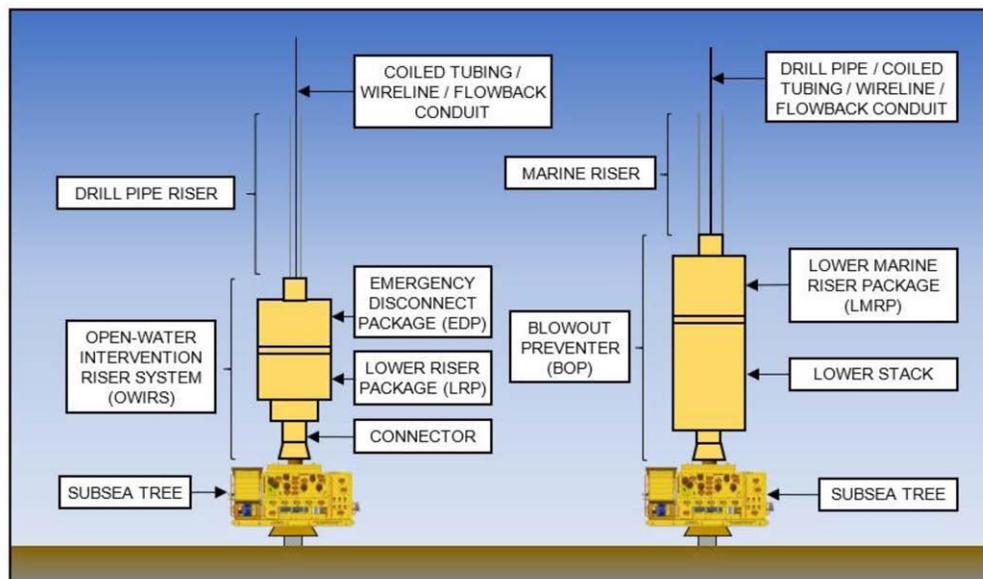


Fuente: FMC

De acuerdo con Avery et al. (2021), tradicionalmente, los OWIRS se adquirían como elementos estándar en los proyectos de ingeniería, procura y construcción para facilitar la instalación y arranque de VXT. Posteriormente, el OWIRS se empleó para prolongar la vida económica de los campos, proporcionando acceso seguro al VXT para realizar intervenciones.

A medida que la tecnología ha progresado con la introducción de HXT, el acceso a los pozos se logra a través de tecnologías de LS, que requieren un SSBOP para establecer la interfaz con el HXT y proporcionar un conducto a superficie (**Figura 124**).

**Figura 124.** Comparación de componentes de OWIRS y TBIRS



Fuente: Avery et al. (2021)

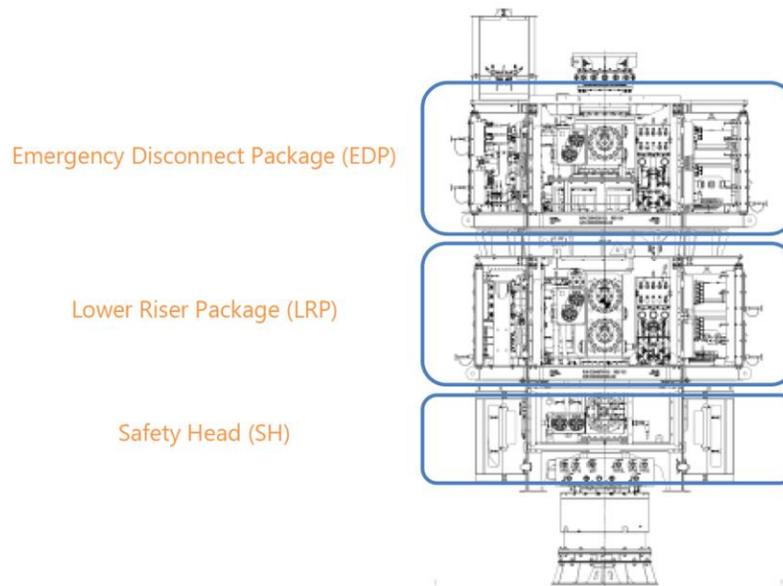
Con base en la nomenclatura establecida en el estándar *API 17 G* (**Figura 121-122**) se realiza la descripción de los sistemas de intervención OWIRS y TBIRS a continuación.

**Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas (OWIRS).** Los OWIRS por lo general se utilizan durante la instalación/recuperación de un VXT, y durante intervenciones a pozos que requieren un acceso completo, pero no implican la recuperación de tubería (intervención mediana). Puede ser un sistema común, al que se le agregan o eliminan elementos específicos en función de la operación a realizar.

De acuerdo con Mujahed et al. (2020), este tipo de sistema de intervención tiene un BOP superficial de TF y/o cable, con un WCP en la parte superior del SSXT, el cual se conecta a la embarcación a través de un riser. El WCP consiste en un EDP y un LRP. El EDP/LRP es un sistema de válvulas y/o arietes que cortan y sellan el pozo en caso de pérdida de control de pozo o de que la embarcación pierda la posición, permitiendo la desconexión en la interfaz EDP/LRP.

En la **Figura 125** se ilustra de manera general la disposición de los paquetes de intervención en el OWIRS de Helix.

**Figura 125.** Esquema general de un OWIRS



*Fuente:* Mujahed et al. (2020)

Un OWIRS incluye:

- a) LRP (también llamado *Tree Running Tool* o TRT cuando se utiliza para instalar el VXT), que incluye un BOP de TF/cable, capaz de sujetar, cortar y sellar
- b) EDP, capaz de realizar desconexiones por alto ángulo de desviación de la embarcación. Comprende una *Retainer Valve* o RTV (Válvula de Retención) para retener el fluido del riser durante una desconexión de emergencia
- c) Junta de seguridad para absorber los altos esfuerzos de flexión del riser en el punto de conexión con el LRP
- d) Juntas intermedias de riser
- e) *Lubricator Valve* o LV (Válvula Lubricadora) para aislar el riser durante la introducción de herramientas de cable
- f) STT para control de pozo
- g) CCTLF
- h) Sistema de tensionamiento de riser C/WO

Las capacidades resultantes del sistema incluyen corrida de TF a través del aparejo de producción, retorno de hidrocarburos a superficie, disparos en TR y colocación de TXC para operaciones de P&A.

La instalación submarina del sistema se realiza desde la embarcación utilizando un riser C/WO. Al eliminar la necesidad de un riser marino de perforación, la operación del sistema es más rápida en comparación con un TBIRS.

**Riser C/WO.** Un riser de terminación/intervención es un riser temporal utilizado para operaciones de terminación o intervención, que proporciona un conducto hasta la superficie, y que permite el paso de herramientas durante operaciones de intervención. El riser de intervención no se instala dentro de un riser de perforación, por lo que debe ser capaz de resistir las cargas ambientales aplicadas, como cargas hidrodinámicas por olas y corrientes, y los movimientos de la embarcación. La configuración del riser depende de su función y del número de barreras seleccionadas (simple o doble).

Un riser dual bore es utilizado para correr el LRP y el VXT. Sirve de conducto primario de flujo y también proporciona acceso a la tubería de producción para la intervención con cable/TF. El agujero anular proporciona una segunda vía de flujo que puede utilizarse para circulación del pozo o comunicación con el espacio anular. Al final de las operaciones de terminación o intervención, el riser se utiliza para recuperar el LRP (Parks, Smith y Weathers, 1995). El riser tiene la misma presión de trabajo que el VXT y el cabezal de pozo.

Un riser dual bore se ensambla con los siguientes componentes:

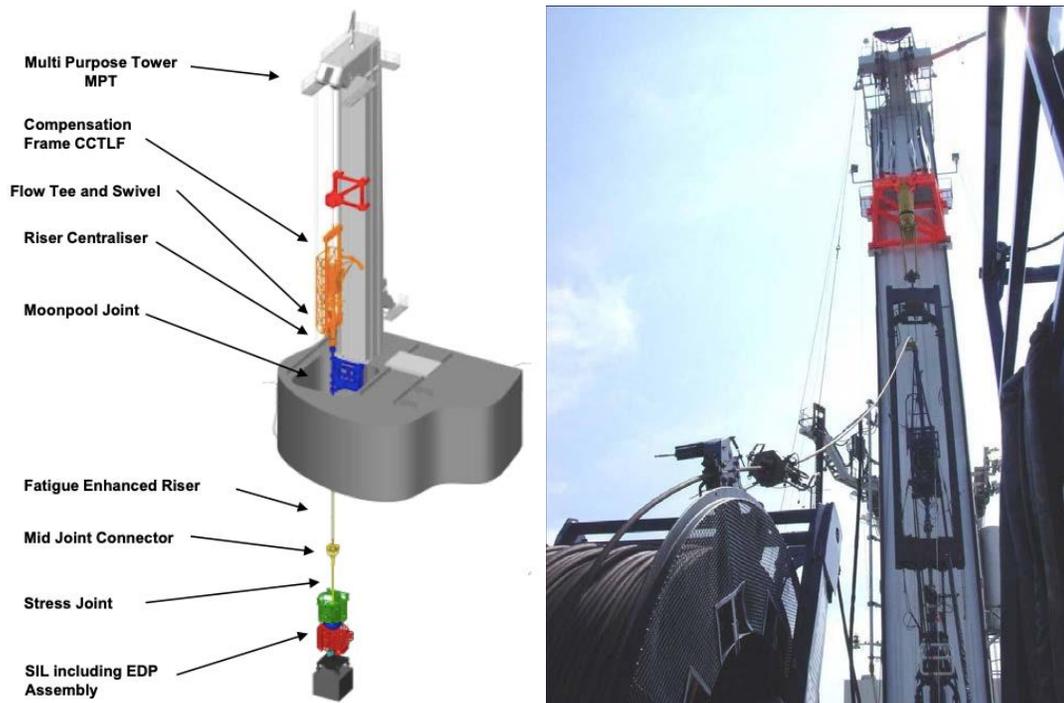
**CCTLF.** De acuerdo con Crumpton (2018), como su nombre lo indica, el CCTLF se diseñó originalmente para poder correr TF en plataformas flotantes (**Figura 126**). La principal razón para utilizar el CCTLF es la seguridad. Correr equipos y herramientas sin él es peligroso. A medida que su uso se generalizó, la mayoría de los operadores empezaron a utilizar el CCTLF tanto para operaciones con cable como con TF. Una consecuencia de la seguridad que proporciona el CCTLF es que el despliegue es más lento y difícil.

Desde el piso de perforación se instala un riser. El riser cuelga de la mesa rotaria mientras se realizan las conexiones, por lo que el riser sube y baja conforme lo hace la embarcación. Una vez que el LRP asienta en el VXT, el riser deja de moverse y se queda inmóvil (respecto al fondo marino). Sin embargo, la embarcación continúa moviéndose. Una persona que se encuentre en la cubierta de la embarcación observará cómo el riser sube y baja aparentemente a través de la mesa rotaria. Sin embargo, no es el riser el que se mueve, sino la embarcación.

Ya que los sistemas de TF y de control de presión del cable se encuentran sujetos a la embarcación durante las operaciones de intervención, estos suben y bajan con la misma frecuencia y elevación que la embarcación. En condiciones meteorológicas adversas, el movimiento es considerable. Tratar de hacer la conexión de un equipo en movimiento con un riser fijo es extremadamente peligroso.

Según Rudnik, Torres, Ottolina, Rourke y Barber (2014), un CCTLF estándar tiene dos malacates que ayudan a montar y correr los equipos de fondo de pozo. El malacate principal se utiliza para levantar y sujetar la cabeza inyectora de TF o el sistema de control de presión del cable/línea de acero. Se fija al bloque viajero en la parte superior y al STT en la parte inferior mediante gafas y elevadores (Figura 126). Esta configuración permite compensar el movimiento de los equipos mientras están conectados al pozo. Por último, el CCTLF actúa como dispositivo de seguridad en caso de que falle cualquiera de los otros elementos del sistema, lo que proporciona redundancia. También forma parte integral del ESD.

Figura 126. CCTLF y TF



Fuente: Helix; Rudnik et al, 2014

**Junta adaptadora de STT.** Corresponde a un adaptador desde el conector de la junta estándar superior de riser hasta la conexión en la parte inferior del STT.

**STT.** De acuerdo con Crumpton (2018), el STT proporciona control del pozo en superficie al terminar, probar o intervenir pozos bajo presión.

El STT está diseñado para:

- a) Controlar la dirección del flujo hacia y desde el pozo
- b) Permitir el paso de diversas herramientas de intervención
- c) Permitir el control del pozo (línea de matar)
- d) Permitir la conexión entre la sarta y el equipo superficial de pruebas
- e) Proporcionar aislamiento en superficie durante las actividades de terminación e intervención a pozos

Los árboles de superficie que se utilizan con sistemas de riser dual bore, tienen dos agujeros: el principal que corresponde al de producción (5”) y el secundario que corresponde al anular (2”). La válvula maestra y las válvulas de mariposa (producción y cierre) son accionadas hidráulicamente y se conectan al sistema de cierre de pruebas de pozo. Aunque el árbol de superficie se sostiene del bloque viajero durante las operaciones posteriores a la terminación del pozo, son los tensores del riser los que soportan la mayor parte del peso del riser. Para espaciar el riser, se utilizan juntas cortas, que garantizan que el STT se encuentre a suficiente altura por encima de la rotaria para permitir el movimiento de la embarcación.

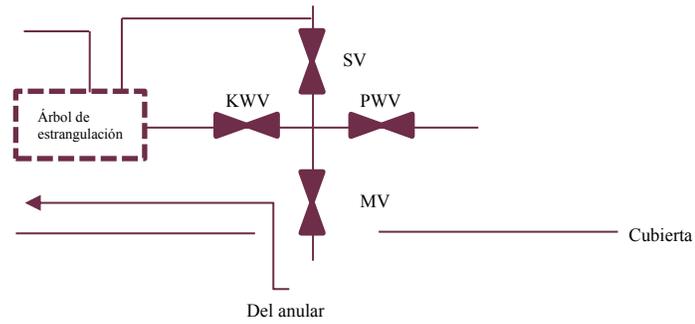
El STT incorpora un cuerpo central que contiene lo siguiente:

- Cuatro válvulas de compuerta: una maestra (MV), una swab (SV) (a través de la cual permite la introducción al pozo de las herramientas de intervención) en el agujero de producción, una de control (KWV) y una válvula de flujo (PWV) de accionamiento hidráulico (normalmente cerrada) a las salidas del agujero de producción y del anular, respectivamente (**Figura 127**). Las válvulas del STT se controlan desde una consola ubicada en el piso de perforación o cerca de él, y también están conectadas al ESD de prueba de pozos.
- Una subestructura de izaje para permitir que los elevadores suban y bajen el SST en la torre.

Al STT se conectan la línea flexible de flujo y la línea de matar. Las gafas y el elevador fijados a la base del CCTLF, están a su vez conectados al STT.

**Brida giratoria o Swivel.** Una brida giratoria por debajo del cuerpo del STT facilita el montaje del STT al riser y permite girar la sarta para manipular el equipo de fondo de pozo, sin girar el STT.

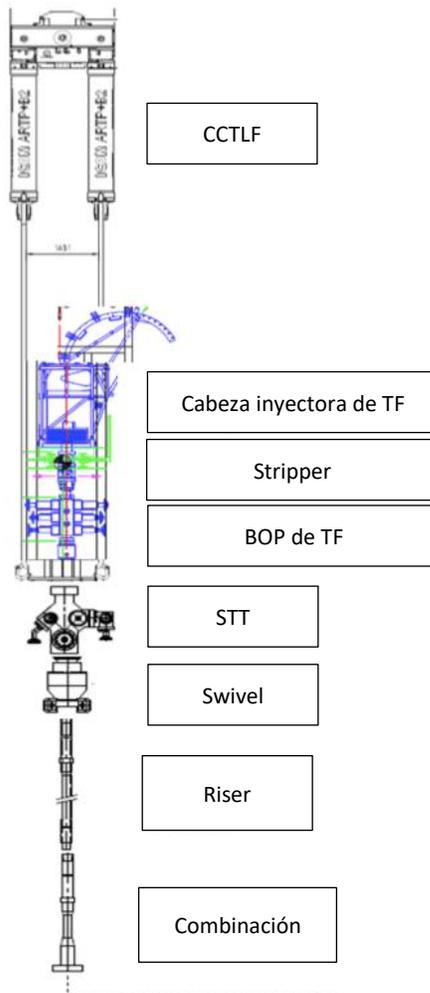
Figura 127. Diagrama de válvulas de un STT



Nota: Modificado de Crumpton (2018)

La Figura 128 ilustra la configuración de los equipos previamente descritos.

Figura 128. Diagrama de configuración típica de un CCTLF con equipo de TF



Nota: Modificado de FMC

***Junta telescópica.*** También conocida en la literatura como junta de desgaste, junta de aterrizaje o junta superficial, es una sección del riser que consiste en dos tubos concéntricos que se unen telescópicamente y que compensa el movimiento de la plataforma y conecta la parte superior del riser a la plataforma. El tubo exterior (componente inferior) está conectado al riser y permanece inmóvil (respecto al lecho marino). Se fija a la embarcación y se sujeta mediante el sistema de tensionamiento del riser. El tubo interior (sección superior) tiene conectada la línea de retorno de fluido. Está conectado a la parte inferior de la subestructura de la plataforma y se mueve hacia arriba y hacia abajo con esta. El ID del tubo interior coincide con el ID del sistema de riser. Un elemento de empaque accionado neumática o hidráulicamente en la sección superior del tubo exterior sella alrededor del exterior del tubo interior, proporcionando así la integridad del riser a medida que la embarcación se mueve.

***Gimbal o Estabilizador.*** Se instala entre la araña y la rotaria. Se utiliza para reducir los choques y distribuir uniformemente las cargas causadas por los movimientos circulares/balaneo de la plataforma, tanto en la araña como en las secciones del riser.

***Araña del riser o Riser Spider.*** La araña es un dispositivo con piezas retráctiles o perros que se utilizan para sujetar y apoyar el riser en el hombro de soporte del conector superior durante la corrida de riser. La araña suele colocarse en la mesa rotaria.

***Junta de tensionamiento.*** La junta de tensionamiento es una junta especial del riser que proporciona el medio para tensionar el riser C/WO con el sistema de tensionamiento de la embarcación cuando está en modo intervención en aguas abiertas. Consta de una junta corta de pared gruesa con dos anillos de tensionamiento alrededor. Cada anillo de tensionamiento tiene argollas para fijar los cables tensores y mantener una tensión constante, o casi constante en el riser. Los dos anillos pueden girar libremente alrededor de la junta para ayudar a alinear las argollas con

los tensores. Esto también permite que el riser gire con fines de orientación, o que la embarcación maniobre para mantener la posición y operar de manera estable durante la instalación del riser.

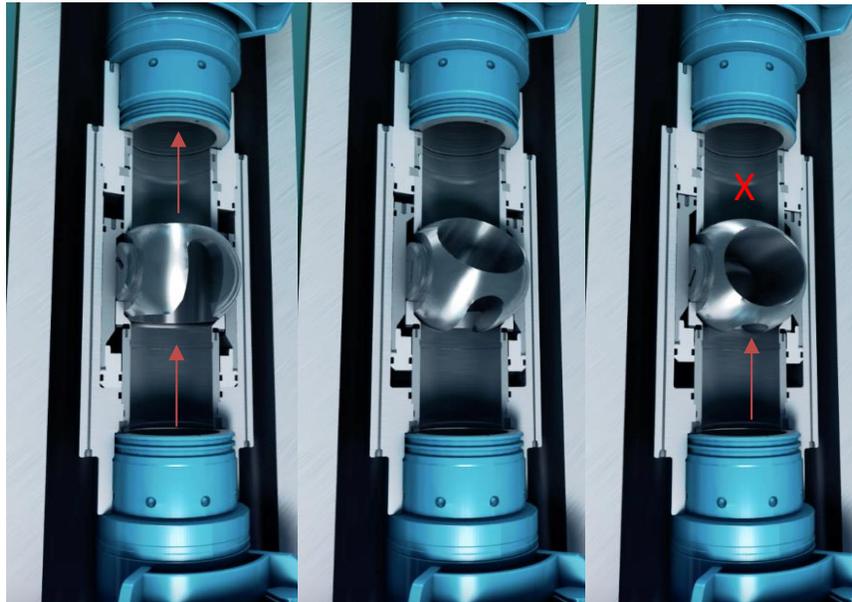
**Válvula Lubricadora (LV).** Se trata de una válvula de bola ubicada en una junta especial del riser, que permite utilizar la sección superior como lubricador durante las operaciones con cable o TF. De igual manera proporciona una barrera de seguridad adicional cerca de la parte superior, ya que puede cortar el cable y/o TF. En posición cerrada también se clasifica como un "dispositivo de captura" (barrera mecánica para objetos que caen) cuando se despliegan herramientas de intervención en el pozo. La válvula es accionada hidráulicamente y se controla mediante un umbilical desde superficie. Esta junta se instala unos 30 m por debajo de la rotaria (justo por debajo de la línea de flotación de la embarcación).

La LV incluye las siguientes características:

- Facilitar la introducción de herramientas a través del aparejo de producción (es decir, TF y cable) de mayor longitud que las que se pueden emplear utilizando un SIL instalado en la embarcación
- Proporcionar un método para aislar el equipo superficial del flujo de producción
- Proporcionar un medio para pruebas de presión del equipo superficial y de las secciones del lubricador una vez que se ha instalado la sarta de herramientas de cable
- Permitir el paso seguro del (los) umbilical(es)
- Permitir la inyección de productos químicos directamente en la corriente de fluidos del pozo a través de una configuración doble de cierre/retorno, con el punto de inyección por debajo de la válvula
- Cortar línea de acero – opcional

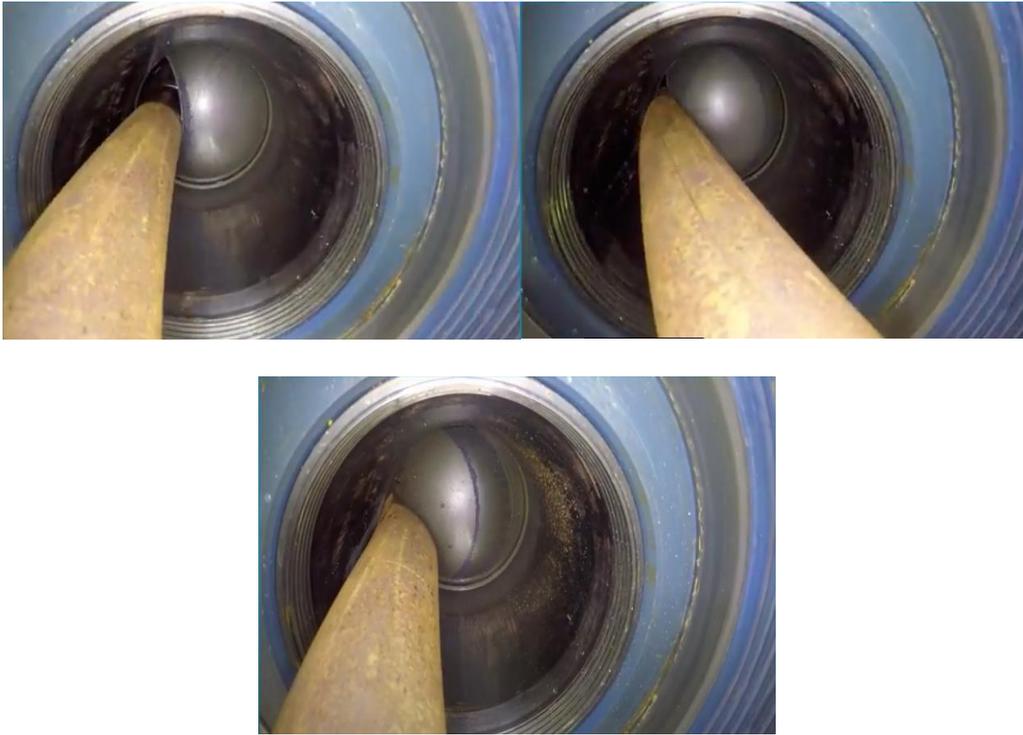
Para abrir la válvula, se bombea fluido de control a la línea de apertura, desplazando el conjunto pistón/mandril; el fluido desplazado se descarga por la línea de cierre. La válvula se cierra bombeando fluido en la línea de cierre y permitiendo que se descargue en la línea de apertura. Para fines de aislamiento de pozos, la LV está diseñada para contener un diferencial de presión por la parte inferior sin necesidad de aplicar mayor presión de control. Para mantener la presión por la parte superior, se aplica presión en la línea de control de cierre para anular el efecto de bombeo. Es posible igualar la presión a través de la válvula bombeando antes de abrirla o controlando el pozo con la válvula cerrada. La presión de bombeo no debe superar la presión máxima de trabajo. El cambio de posición de la válvula (abierto/cerrado) puede observarse en la **Figura 129**, mientras que en la **Figura 130** se ilustra el mecanismo de corte de las herramientas de intervención.

**Figura 129.** Mecanismo de apertura/cierre de la LV



*Nota:* La flecha roja indica la dirección del flujo. Modificado de Expro

Figura 130. Mecanismo de corte de la LV



*Nota:* El mecanismo de corte es el mismo para todas las válvulas del sistema. Fuente: Expro

***Juntas de riser de intervención.*** Las juntas de riser se fabrican normalmente en longitudes de 9.14 a 15.24 m. También pueden fabricarse juntas más cortas de 7.62, 6.09, 4.57, 3.04 y 1.52 m para garantizar un espaciado adecuado durante la instalación del VXT o durante las operaciones de intervención a pozos.

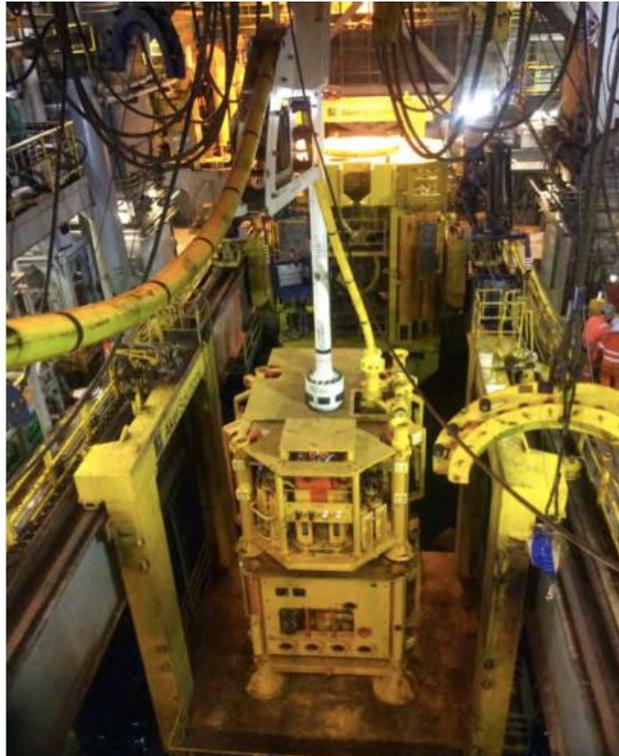
El riser utilizado en el sistema descrito por Parks et al. (1995) está fabricado con tubería API 5L, grado X-80. El tubo exterior es de 8.62" OD con 1" de espesor (6.62" ID) y el tubo interior es de 5.56" OD con 0.65" de espesor (4.25" ID). El ID del tubo exterior y el OD del tubo interior están recubiertos para evitar la corrosión y la formación de incrustaciones en el espacio anular del riser. Cada 3 m aproximadamente, se colocan centralizadores de caucho para evitar que la tubería interior se flexione. El área de flujo a través del centralizador es igual al doble de la de un orificio de 2". Las juntas de riser cuentan con grapas para soportar y proteger el umbilical de control.

**Conectores de riser.** Deben soportar el peso del riser y de todos los paquetes submarinos desplegados, así como las cargas sobre el riser asociadas al movimiento de la embarcación y las corrientes marinas. Son uno de los componentes más importantes de un sistema de riser. Conforme ha aumentado la profundidad de los desarrollos de campos, los conectores han evolucionado para hacer frente a problemas relacionados con altas presiones internas y externas, el aumento de los momentos de flexión aplicados y de las cargas de tensión, y las condiciones de funcionamiento extremas, como los servicios de manejo de H<sub>2</sub>S. En el diseño de los conectores de riser, la selección de materiales y la fabricación de pernos de seguridad son elementos críticos.

**Junta de Seguridad.** En la parte inferior del riser se utiliza una junta de seguridad como la que se muestra en la **Figura 131**. Se trata de una junta especial, diseñada con una sección transversal cónica con mayor espesor en la parte inferior para controlar la curvatura y reducir los esfuerzos de flexión. Según Johnston (2003), la junta de seguridad absorbe los esfuerzos de flexión del riser generados por condiciones meteoceánicas y por el movimiento de la embarcación, y minimiza la transferencia de estos esfuerzos al equipo submarino y al cabezal de pozo.

La junta de seguridad del sistema descrito por Parks et al. (1995) está fabricada con titanio ASTM de grado 5 (6Al-4V). La alta resistencia y el bajo módulo de elasticidad del titanio hacen que se transfirieran menos cargas de flexión al SSXT y al cabezal del pozo, además de que cuenta con una amplia envolvente operativa. La junta tiene 8.7 m de longitud con una sección cónica de 7.6 m que varía de 10.5" OD en la parte inferior a 8.62" OD en la parte superior, y tiene un ID constante de 6.62". Se fabricó en una sola pieza sin necesidad de soldadura. La junta tiene un acoplamiento estándar en la parte superior y una brida giratoria API en la parte inferior.

**Figura 131.** Armado y prueba de la junta de seguridad inferior



Fuente: INPEX

***Paquete de Desconexión por Emergencia (EDP).*** El EDP forma parte del LRP y permite desconectar el riser C/WO en situaciones planificadas y no planificadas, como la deriva o el alejamiento de la embarcación en una situación de emergencia, dejando el pozo en una condición segura para el cierre y desconexión.

Los componentes y su integración en el EDP pueden variar de un proveedor a otro, pero en general consta de:

- RTV
- Conector hidráulico tipo *collet*
- SCM integrado o interfaz para su instalación (dependiendo el diseño de cada proveedor)
- Válvulas anulares
- Weak link (opcional)
- Acumuladores submarinos
- Acoplador hidráulico para la placa de conexión de líneas de control
- Equipo EH/MUX
- Controles y equipos auxiliares
- Paneles para ROV

El SCM se instala en el EDP, ya sea alrededor del conector del EDP o forma parte integral de la estructura del paquete. Tanto el umbilical principal como la línea anular, se conectan al EDP a una placa de conexión y se sujetan mediante grapas al riser a medida que este se corre (**Figura 132**).

**Figura 132.** Placa de conexión del umbilical en el EDP



Fuente: Expro

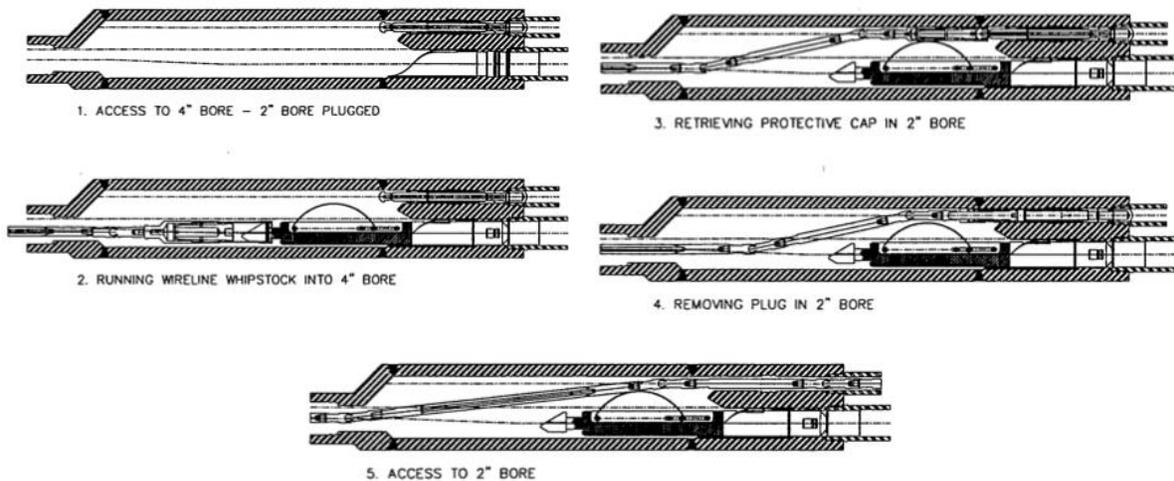
El EDP descrito por Parks et al. (1995), incluye un *bore selector* o selector de agujero, el cuál proporciona el medio para acceder verticalmente al espacio anular en el VXT. Si no se requiere acceso al espacio anular, el riser puede correrse sin el bore selector utilizando un adaptador inferior de riser. Las válvulas de aislamiento situadas en los agujeros de producción y anular del EDP (RTV y ARV, respectivamente) inmediatamente debajo del bore selector se utilizan para aislar un orificio mientras se accede al otro.

Una XOV anular situada por debajo de la ARV proporciona el medio para circular durante las operaciones de arranque y control de pozos (matar el pozo), así como para purgar el riser después de la desconexión.

El bore selector consta de un cuerpo exterior fijo y una carcasa interior con un agujero elíptico que proporciona una transición controlada desde el agujero central del riser hasta el agujero de producción o hasta el agujero anular. El área entre la carcasa exterior e interior proporciona la vía de flujo anular para la circulación.

El espacio anular de 2" se sella normalmente con un tapón instalado con cable para evitar que las herramientas de intervención entren accidentalmente a este durante las operaciones con cable/TF en el agujero de producción. Para acceder al anular (**Figura 133**), se instala una cuchara desviadora de cable. Posteriormente, se retira el tapón, lo que proporciona un acceso completo y sin restricciones al interior del espacio anular.

Figura 133. Selector de agujero en el sistema de intervención de Sonsub



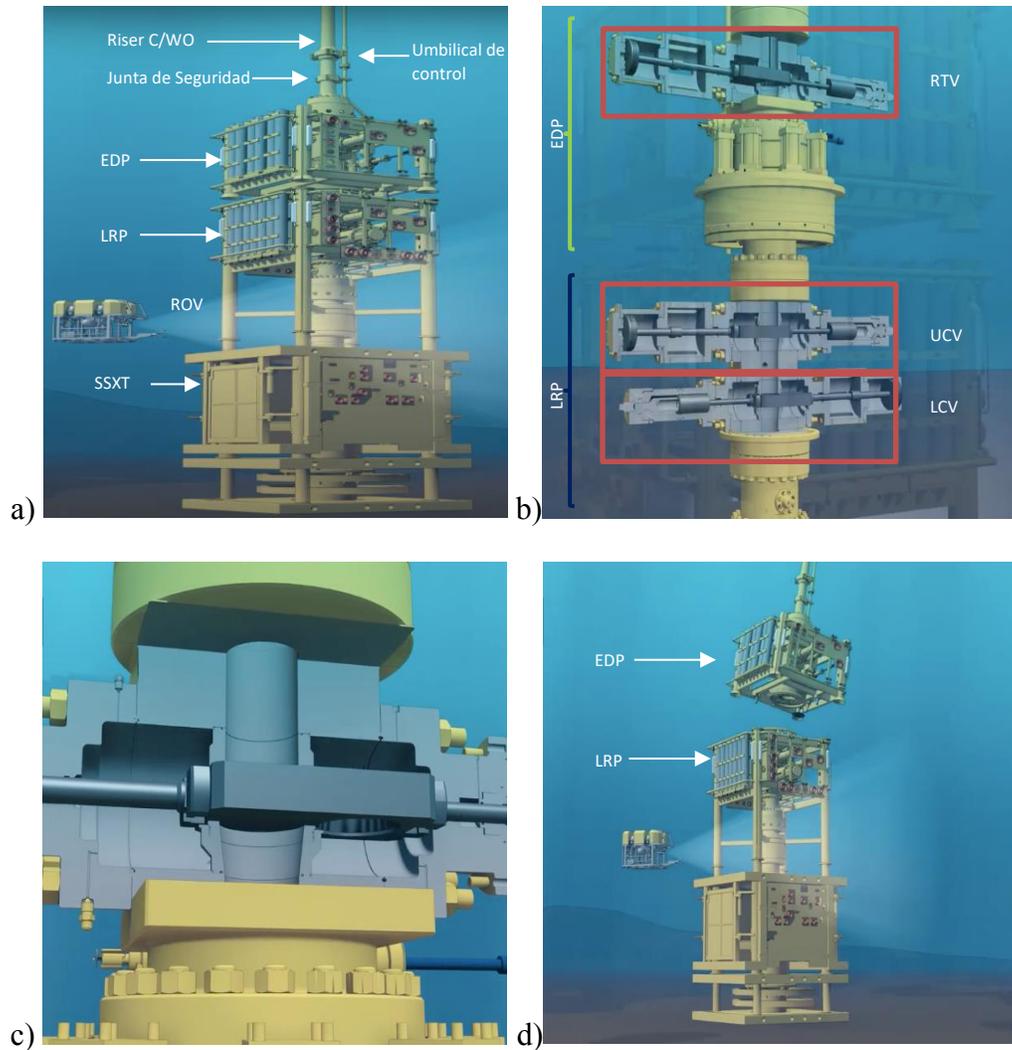
Fuente: Parks et al. (1995)

De acuerdo con WOM, la conexión del EDP con el riser se realiza en la parte superior de la RTV. Mientras que la conexión y desconexión del EDP con el LRP se realiza mediante el accionamiento hidráulico del mecanismo de bloqueo del conector tipo collet del paquete. El conector permite una desconexión rápida (en 45 segundos desde su inicio) hasta 18 grados de la vertical. La RTV por arriba de esta conexión es una válvula de bola que garantiza que el contenido del riser quede aislado del entorno tras la desconexión. Representa además una barrera de control adicional, ya que también es capaz de cortar la sarta de intervención. La RTV puede configurarse para cierre automático o para mantenerse abierta o cerrada dependiendo de los requisitos de estudios HAZOP. Los mecanismos de apertura y cierre son los mismos que los de la LV. Una vez que la válvula está en la posición de cierre total, se abre un dispositivo de bloqueo (que puede desactivarse en función del modo de seguridad seleccionado) que permite que el fluido de control mueva una camisa de descarga a la posición de apertura e iguale la presión entre el agujero de producción y el riser. La camisa de descarga vuelve a la posición de cierre antes de que la válvula

se abra de nuevo. Para fines de aislamiento del pozo, la válvula está diseñada para mantener la presión diferencial sólo en la parte superior.

A continuación, se ilustra en la **Figura 134**, la secuencia de desconexión del EDP y riser C/WO del LRP en situaciones planeadas o no (de emergencia).

**Figura 134.** Desconexión del EDP y riser C/WO.





Nota: a) OWIRS. EDP/LRP instalados en SSXT. b) Esquema de válvulas de compuerta. Cierre de las barreras de control. c) RTV cerrado. d) y e) Desconexión del conjunto EDP-riser C/WO dejando el pozo en condiciones seguras. Fuente: Expro.

**Paquete Inferior del Riser (LRP).** El LRP permite el control del pozo y garantiza operaciones seguras con TF/cable y de servicio a pozos. Constituye la barrera independiente de control del pozo inmediatamente por encima del SSXT/cabezal.

El LRP es dual bore, con cada agujero dimensionado para coincidir con los del SSXT y el riser. Contiene válvulas para aislar el flujo del pozo y permitir que el riser sea purgado y probado. Se fija hidráulicamente a la parte superior del SSXT durante la instalación y las intervenciones, y permanece en esa posición en caso de desconexión del riser (planificada o no) para garantizar el aislamiento ambiental en todos los escenarios operativos.

Existen dos modos de instalación.

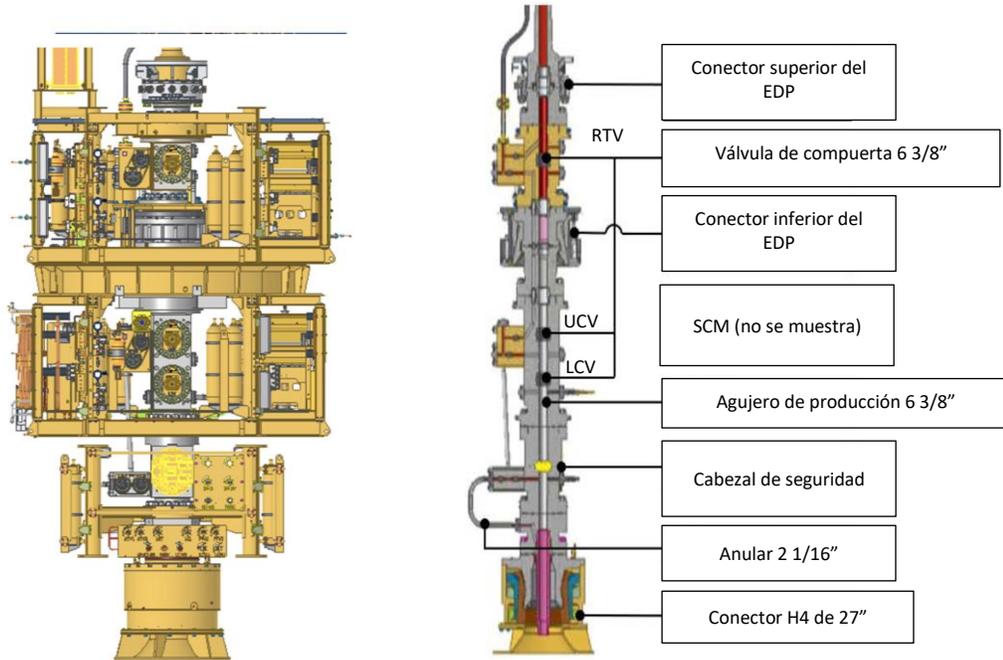
1. El LRP se utiliza para correr e instalar el VXT. El LRP se instala en la parte superior del árbol submarino, normalmente en el moon pool del equipo. Todo el equipo se baja hasta el cabezal del pozo utilizando el sistema de riser C/WO dual bore. Un umbilical de control, desplegado con el conjunto, se utiliza para bloquear el conector del VXT en el cabezal y, posteriormente, operar el VXT y el LRP. Una vez colocado el árbol, pueden retirarse las barreras mecánicas. Las actividades relacionadas con la preparación del arranque del pozo pueden realizarse a través del sistema de riser. Por ejemplo, puede ser necesario disparar y lavar el pozo mediante un sistema de pruebas de pozo antes de recuperar el riser.
2. El LRP se utiliza para intervención. El LRP y el EDP se conectan y se bajan hasta un SSXT ya instalado. Se conectan al árbol para poder acceder al pozo y realizar operaciones de intervención, o para recuperar el árbol submarino y re-terminar. Durante cualquier intervención, las funciones de las válvulas del SSXT se controlan desde el umbilical que controla el LRP. El control de las válvulas del SSXT normalmente requiere cables de distribución que conecten la placa de conexión del umbilical a cada válvula del árbol. Las conexiones se realizan mediante ROV, el cual también se utilizan para la manipulación mecánica de las válvulas cuando el árbol es compatible con este.

El LRP tiene las siguientes características y componentes:

- Proporciona aislamiento de doble barrera con válvulas de compuerta que facilitan el mecanismo de sellado del pozo. La *Lower Cutting Valve* o LCV (Válvula Inferior de Corte) –también conocido en la literatura como *Grip Seal Rams* o GSR (Arietes de agarre/sello)– puede cortar TF, mientras que la *Upper Cutting Valve* o UCV (Válvula Superior de Corte)– también conocido en la literatura como *Shear Seal Rams* o SSR (Arietes de corte/sello)– puede cortar cable/línea de acero
- Cuenta con una XOV y circuito de flujo, que permiten la circulación por un lado del riser y retorno por el otro. Se utilizan para purgar el riser. La disposición de las válvulas anulares en el LRP completa la capacidad de acceso a todas las zonas del pozo con barreras redundantes
- El cabezal de seguridad ofrece una capacidad adicional de corte y sellado, utilizando arietes de corte tradicionales tipo BOP para mejorar la capacidad de corte del sistema
- El conector inferior tipo collet permite la conexión árbol submarino/pozo con mandriles de producción intercambiables para adaptarse a distintos tipos de SSXT
- SCM
- Estructura de soporte y protección
- Buje y mandril de reentrada con el EDP
- Banco de acumuladores submarinos
- Paneles de intervención para ROV
- Controles y equipos auxiliares

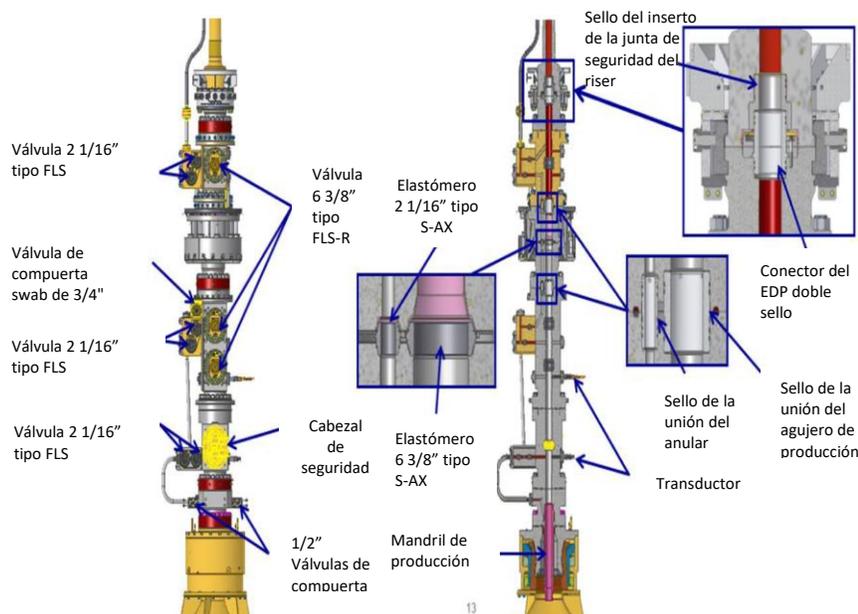
Todas las válvulas de los agujeros verticales del sistema son hidráulicas y de doble efecto (a prueba de falla), a excepción de la válvula swab del STT, que es manual. En las **Figuras 135-137** se esquematizan los componentes del OWIRS.

**Figura 135. Esquema del OWIRS**



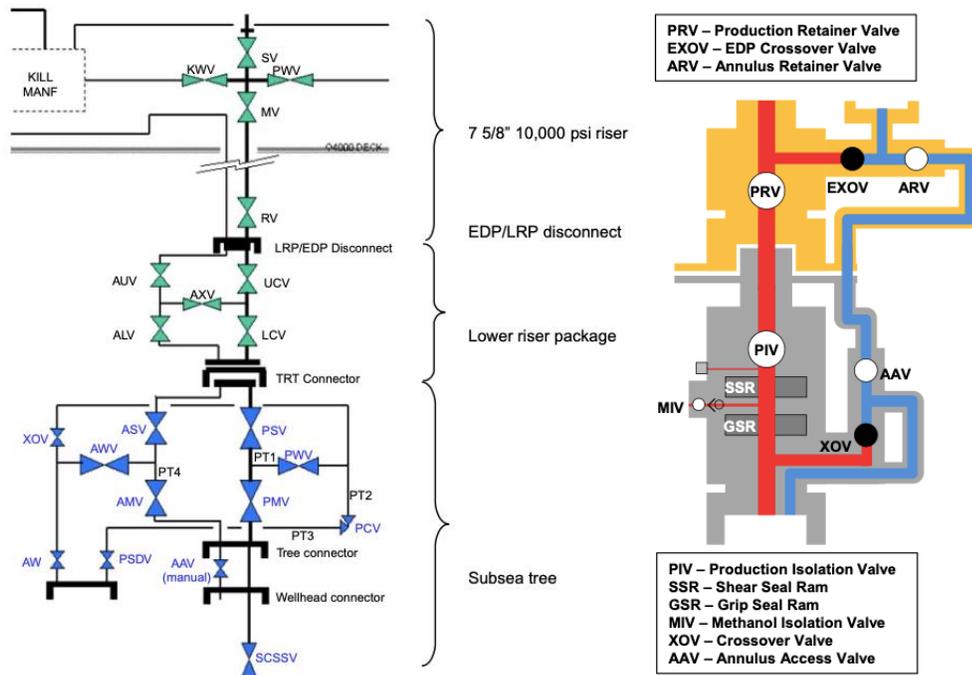
*Nota:* Modificado de Avery et al. (2021)

**Figura 136. Esquema de válvulas en el OWIRS**



*Nota:* FLS y FLS-R corresponden al modelo de la válvula.

Figura 137. Diagrama de válvulas en el OWIRS



Fuente: Crumpton; Inpex (2018)

**Sistema de Riser de Intervención 7 (IRS7).** El IRS7 (Figura 138) está diseñado, certificado, probado y fabricado de conformidad con API 6A y API 17D con referencia a API RP 17G. El sistema permite a una embarcación o MODU responder rápidamente a las necesidades de intervención en pozos submarinos como alternativa rentable a un equipo de perforación. El IRS puede utilizarse para solucionar problemas de disminución de producción u otras necesidades de intervención utilizando herramientas y procedimientos estándar (Mujahed et al, 2015).

De acuerdo con Helix, el IRS 7 se ha desarrollado para intervenciones con cable y línea de acero, registros de producción, operaciones con TF, cementación, estimulación de pozos, cambio de árboles y operaciones de P&A en pozos submarinos. Permite acceder a árboles submarinos verticales y horizontales en tirantes de agua de hasta 3,000 m. El sistema combina una respuesta rápida con la máxima flexibilidad operativa para satisfacer las necesidades específicas de intervención de los pozos submarinos. Con el IRS 7 se pueden realizar con seguridad todas las intervenciones a través del aparejo de producción necesarias.

**Figura 138.** IRS7



Fuente: Helix

El sistema IRS 7 tiene las siguientes especificaciones técnicas.

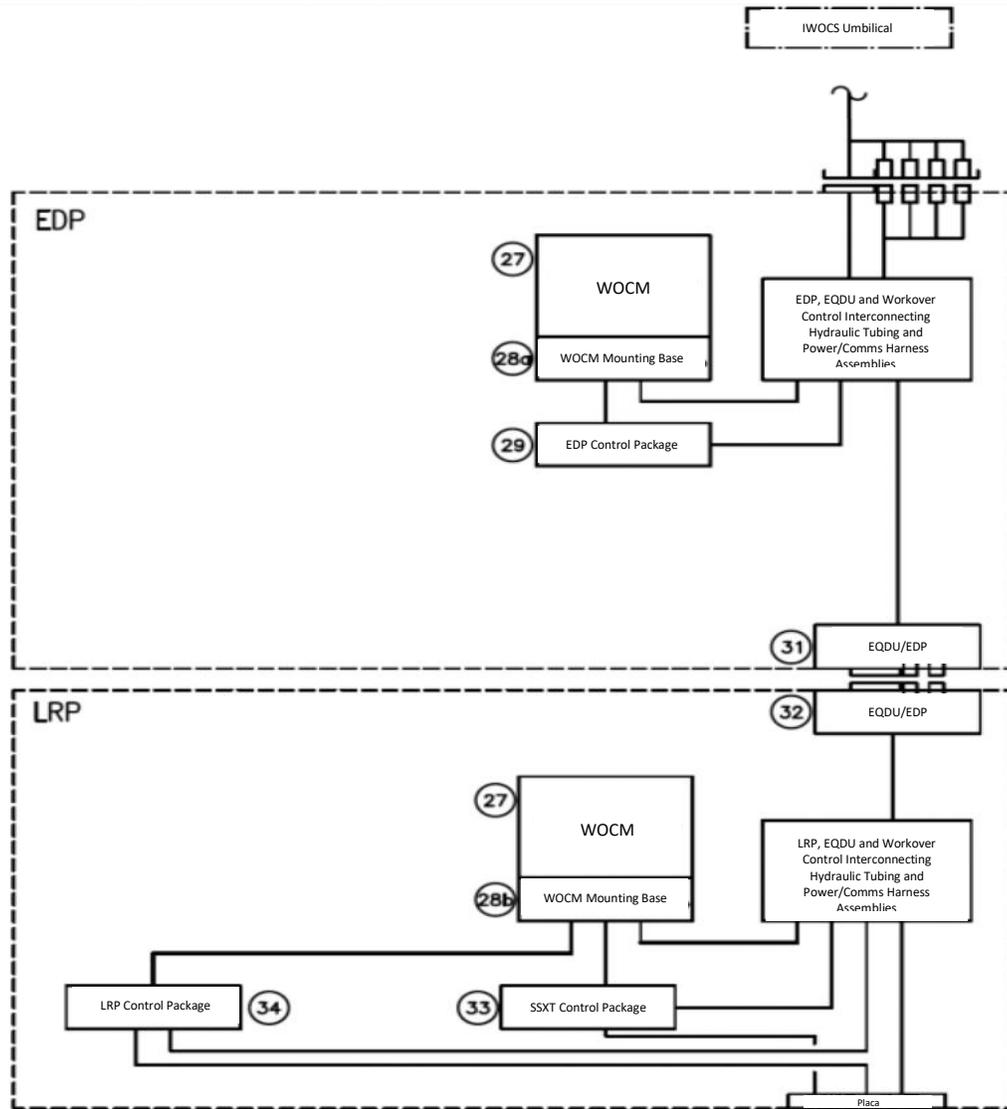
**Tabla 20.** Especificaciones técnicas del IRS7

Especificaciones del IRS		STT	
Diámetro del agujero	6 3/8" HH-NL producción, 2 1/16" DD-NL anular	Diámetro máximo	Producción: 6 3/8" Laterales: 4 1/16"
Máxima presión de trabajo	15,000 psi	Máxima presión de trabajo	15,000 psi
Rango de temperatura	1-150 °C	<b>Aplicaciones</b>	
Máxima profundidad de trabajo	3,048 m	TF, cable y línea de acero Operaciones de cementación P&A Cambio de SSXT Estimulación	
Sistema de control	MUX con redundancia integrada	<b>Capacidad de corte</b>	
Máximo ángulo para desconexión del EDP	18 grados	RTV	Línea de acero y cable
Tipos de barreras de pozo	3 válvulas hidráulicas de compuerta de corte de 6-3/8" (RTV, UCV, LCV) 6 válvulas anulares de compuerta de cierre automático de 2-1/16" (AAV1, AAV2, XOVS, FIV1, EXV) 1 ariete de corte hidráulico de 7 1/16" en el cabezal de seguridad (opcional)	UCV, LCV y SH (opcional)	TF de 2" x 0.224 de espesor, 144.5 ksi de cedencia, cable de 0.331" y tubería Draka Incoloy dentro y línea de acero
		<b>Peso del WCP</b>	
		109.77 ton 127 ton con SH	

Fuente: Helix

**IWOCS.** De acuerdo con Mujahed (2020), el sistema de control permite controlar desde superficie el EDP y el LRP, además del árbol submarino interconectado. Se ha implementado la redundancia a distintos niveles mediante tecnología avanzada de UPS, que proporciona energía al PLC durante una hora tras la interrupción del suministro. Además, se consigue mayor redundancia mediante el funcionamiento del solenoide de la *Directional Control Valve* o DCV (Válvula de Control Direccional) en el PLC y una configuración de conexión cruzada entre los *Workover Control Module* o WOCM (Módulos de Control de Intervención) del EDP y el LRP como se muestra en la **Figura 139**.

Figura 139. Configuración del sistema de control del IRS7



Nota: Modificado de Mujahed et al. (2020)

La versatilidad del diseño es clave para una aplicación exitosa, garantizando la flexibilidad suficiente para adaptarse eficazmente a los requisitos específicos de cada proyecto. Mediante la utilización de conexiones estándar, se pueden integrar diferentes adaptadores y THRT's para conseguir la compatibilidad con VXT (monobore y dualbore) y HXT con modificaciones mínimas.

Esta filosofía de diseño permite ofrecer soluciones en un periodo de tiempo alineado con los periodos de planificación habituales para este tipo de trabajos en el mercado.

Filosofía de diseño:

1. Sistema de control MUX redundante para el control primario y la secuencia automatizada de cierre para dejar el pozo en condiciones seguras previo a la desconexión.
2. Sistema de seguridad redundante de respaldo para el control secundario y la secuencia automatizada de cierre para dejar el pozo en condiciones seguras previo a la desconexión. Este sistema es utilizado para realizar el cierre y la desconexión de emergencia en caso de falla total del sistema MUX. Es una característica exclusiva del IRS7 y, sin duda, se considera un elemento diferenciador de cualquier otro sistema OWIRS. Utiliza dos WOCM que mejoran las capacidades de control del LRP y el EDP. Sólo acciona las válvulas críticas del LRP. Se alimenta a través del umbilical, en paralelo al sistema MUX. Utiliza una UPS submarina para suministro eléctrico hasta por una hora en caso de pérdida de energía desde la superficie. Si se pierde el suministro y se descarga la UPS, el cierre y la desconexión son controlados si es necesario mediante paneles manuales en la embarcación.

El sistema ofrece 5 funciones de seguridad:

1. *Production Shut-Down* o PSD (Interrupción de la producción)
2. ESD
3. EQD
4. *Dead Man*: Se activa tras la pérdida de potencia hidráulica. Todas las válvulas del EDP/LRP se activan para cerrarse al instante
5. Corte automático: Se activa tras la desconexión imprevista del EDP del LRP. Todas las válvulas del LRP se activan para cerrarse al instante.

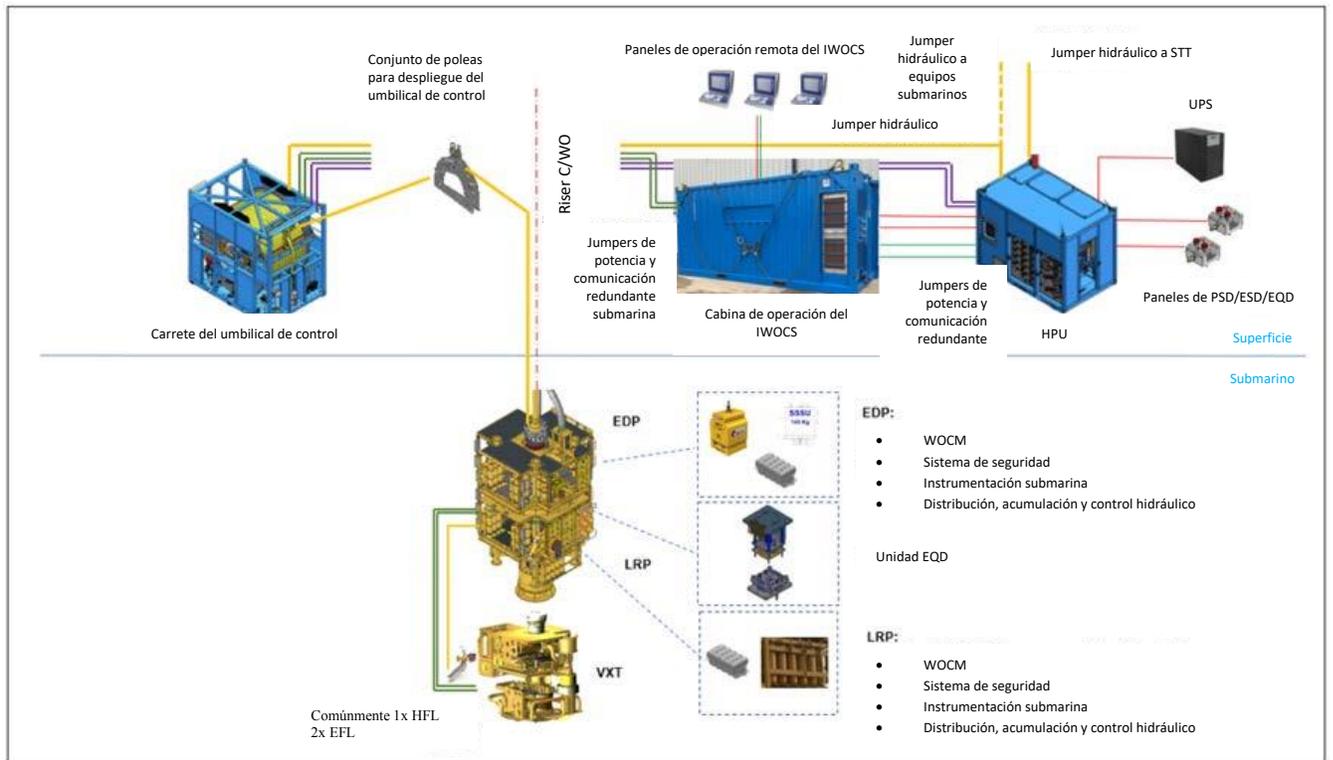
El WOCM lleva a cabo las siguientes funciones en el modo *intervención en aguas abiertas*:

- Accionamiento de válvulas y conectores en el EDP y el LRP
- Operación de las válvulas de accionamiento directo hidráulico del SSXT
- Accionamiento de los conectores del módulo de estrangulación
- Monitoreo de los sensores PT/TT en el agujero de producción del LRP
- Monitoreo de los sensores PT/TT en el agujero anular del LRP
- Cierre de las barreras requeridas para ESD y EQD
- Incluye módulos electrónicos redundantes y un manifold de distribución para electroválvulas

El umbilical de control es electrohidráulico, mientras que el umbilical para operación de la LV es solo hidráulico. El umbilical de control y la línea anular se conectan a la placa de conexión montada en la parte superior del EDP. La HPU y el Panel de Control de la MCS son categoría SIL-2 para ESD y EQD. Puede incluir, además, un *Riser Monitoring System* o RMS (Sistema de Monitoreo del Riser).

En la siguiente figura se ilustra la configuración típica del IWOCS cuando se utiliza un OWIRS.

Figura 140. Configuración convencional de IWOCs para OWIRS



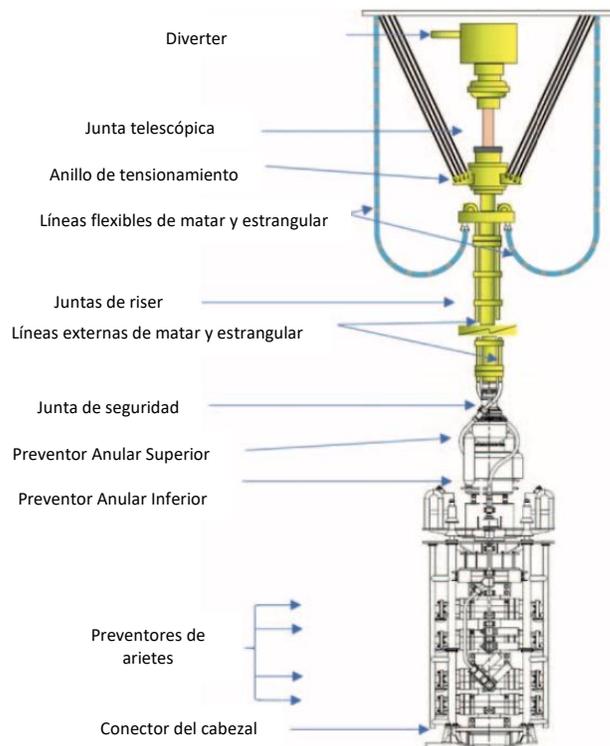
Nota: Modificado de Avery et al. (2021)

**Sistema de Intervención a Través de SSBOP / Riser de Perforación (TBIRS).**

Retomando lo establecido por Bay (2019), este sistema consiste en un riser marino de perforación de gran diámetro y un SSBOP, a través de los cuáles corre un LS que incluye un SSTT. El sistema puede realizar todas las operaciones necesarias en un pozo submarino, incluida la introducción/recuperación de tuberías, y actividades de intervención utilizando herramientas de intervención estándar, como TF, cable y línea de acero.

El SSBOP tiene la misma función que su equivalente terrestre: contener la presión del pozo durante las operaciones de perforación, terminación e intervención. Al instalarse sobre el cabezal del pozo en el lecho marino, se necesita un riser marino de perforación para su despliegue. El riser actúa como conducto entre la embarcación y el fondo marino, y proporciona una vía de circulación entre estos. El SSBOP puede utilizarse también para suspender la sarta de herramientas en caso de desconexión del riser.

La **Figura 141** ilustra el sistema de SSBOP/riser marino utilizado para perforar y terminar pozos submarinos. Se requiere el mismo sistema cuando se realizan intervenciones pesadas a pozos submarinos equipados con un HXT (Crumpton, 2018).

**Figura 141.** Esquema de TBIRS

*Nota:* Modificado de Crumpton (2018)

A continuación, se presentan los elementos del TBIRS de manera descendente.

**Riser Marino de Perforación.** Según el estándar *API 16Q*, un riser marino de perforación, como el que se muestra en la **Figura 142** es un conducto tubular formado por una serie de juntas independientes acopladas entre sí para servir de extensión del pozo desde el SSBOP hasta un equipo de perforación flotante.

De acuerdo con Crumpton (2018), el riser marino de perforación se utiliza para desplegar y recuperar el SSBOP, y como vía de circulación a través de las líneas de estrangulamiento y de matar que están sujetas al exterior del riser.

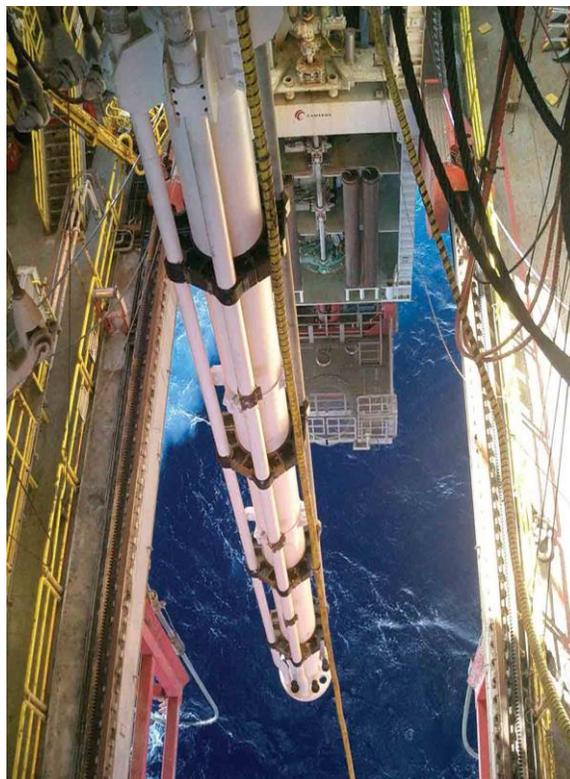
Cada tramo de riser debe poder soportar el peso total del SSBOP y del riser. En AP, el peso del riser se reduce mediante el uso de material flotante en el exterior de las juntas.

**Conectores del Riser.** Ver sección: Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas (OWIRS),  
Página 218.

**Junta telescópica.** Ver sección: Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas (OWIRS),  
Página 214.

**Gimbal o Estabilizador.** Ver sección: Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas  
(OWIRS), Página 214.

**Figura 142.** Riser marino de perforación



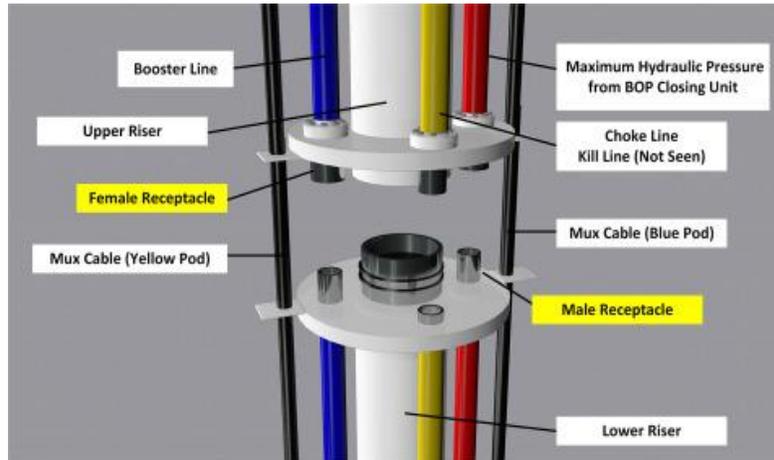
Fuente: Cameron

**Riser Spider o Araña del Riser.** Ver sección: Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas  
(OWIRS), Página 214.

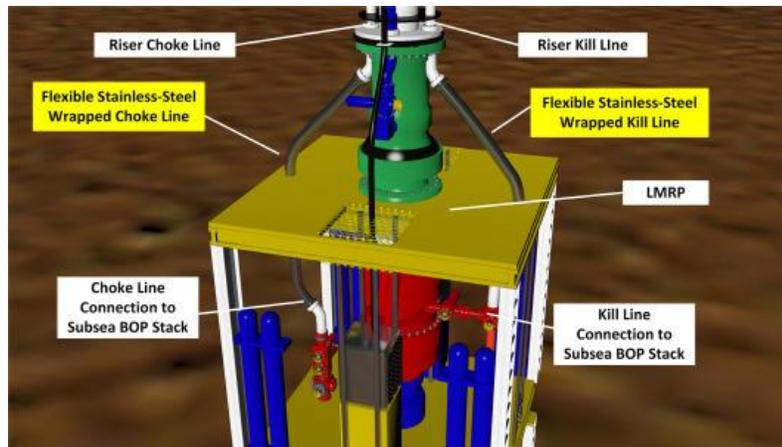
**Sistema de Tensionamiento del Riser.** Ver sección: Embarcaciones CAT C, Página 74.

**STT:** Un STT utilizado con un LS horizontal tiene un único agujero y suele estar equipado con válvulas de seguridad accionadas hidráulicamente. Durante las operaciones, el riser se corre hasta cierta distancia por encima del SSXT y se coloca en cuñas en superficie. El bloque viajero eleva el CCTLF y en su base se colocan las gafas y el elevador. Posteriormente, se fija el elevador al STT y este se levanta antes de fijarlo al riser. Finalmente, se sacan cuñas y se levanta todo el conjunto antes de bajarlo para que aterrice en el SSXT. Después del aterrizaje, se aplica tensión para sostener el riser y se ajustan los compensadores, normalmente a mitad de carrera.

**Líneas de matar y de estrangular.** La línea de matar y de estrangular son líneas de alta presión utilizadas para la circulación de fluidos dentro y fuera del pozo para controlar la presión del pozo. Van desde el SSBOP hasta el árbol de estrangulamiento en cubierta a través de tuberías sujetas al riser. Estas líneas tienen un diámetro nominal de 3” o superior y deben igualar o superar la presión nominal de los preventores de ariete. Las líneas de matar y estrangular están unidas a la sección principal del riser y, por lo tanto, se corren junto con este. La mayoría de las conexiones son en forma de *stab* con un pin que se conecta a una caja con sellos de elastómero integrados (**Figuras 143-144**). Las líneas de matar y estrangular se conectan al riser hasta la junta telescópica. Para permitir el movimiento de la plataforma, se utilizan mangueras flexibles para conectar las líneas de matar y estrangular del riser a las tuberías rígidas de la plataforma.

**Figura 143.** Conexión de líneas de matar y estrangular

Fuente: Raabe y Jortner (2022)

**Figura 144.** Configuración de líneas de matar y estrangular

Fuente: Raabe y Jortner (2022)

**Junta Inferior de Seguridad.** La junta inferior de seguridad se encuentra por encima del preventor anular superior y permite un grado de movimiento lateral en el riser. Por lo general, las juntas de seguridad están limitadas a aproximadamente 5 grados de movimiento lateral con respecto a la vertical (**Figura 145**).

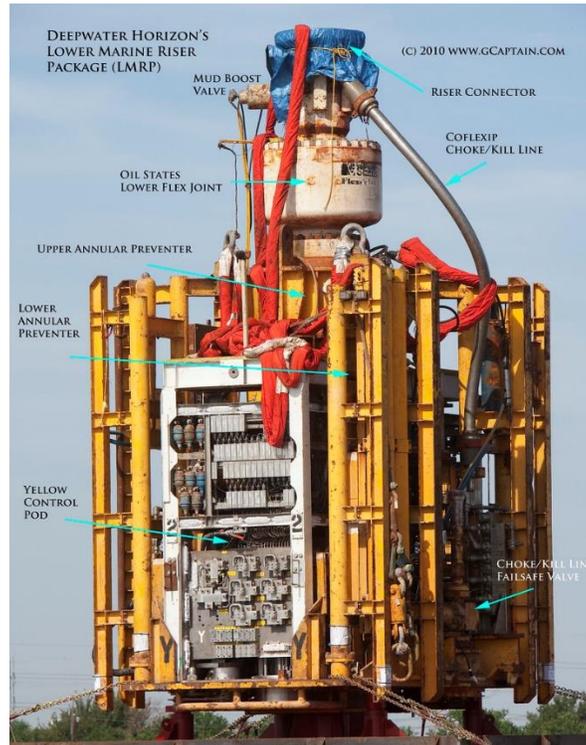
**Figura 145.** Junta de Seguridad del riser marino de perforación



Fuente: Future Production

**LMRP.** De acuerdo con el estándar *API 16Q*, el LMRP corresponde a la sección superior de un SSBOP que hace de interfaz entre la parte inferior del SSBOP y el riser marino de perforación, por lo general comprende un conector hidráulico, un BOP anular, una junta esférica/flexible, un adaptador de riser, jumpers para las líneas de estrangular, de matar y auxiliares, y módulos de control submarino o puntos de distribución (POD) de control azul y amarillo, los cuales se ilustran en la **Figura 146**.

Figura 146. Componentes del LMRP



Nota: Fotografía tomada de <https://www.flickr.com/photos/gcaptain/4990452465>

**Conector del LMRP.** El conector del LMRP es un mecanismo de cierre tipo latch accionado hidráulicamente que permite desconectar el LMRP del SSBOP y levantar el riser por encima de los preventores.

**SSBOP.** La mayoría de los SSBOP tienen cuatro o más preventores de tipo ariete. Se configuran específicamente para cada pozo, pero de manera general sus componentes se ilustran en la **Figura 147** e incluyen:

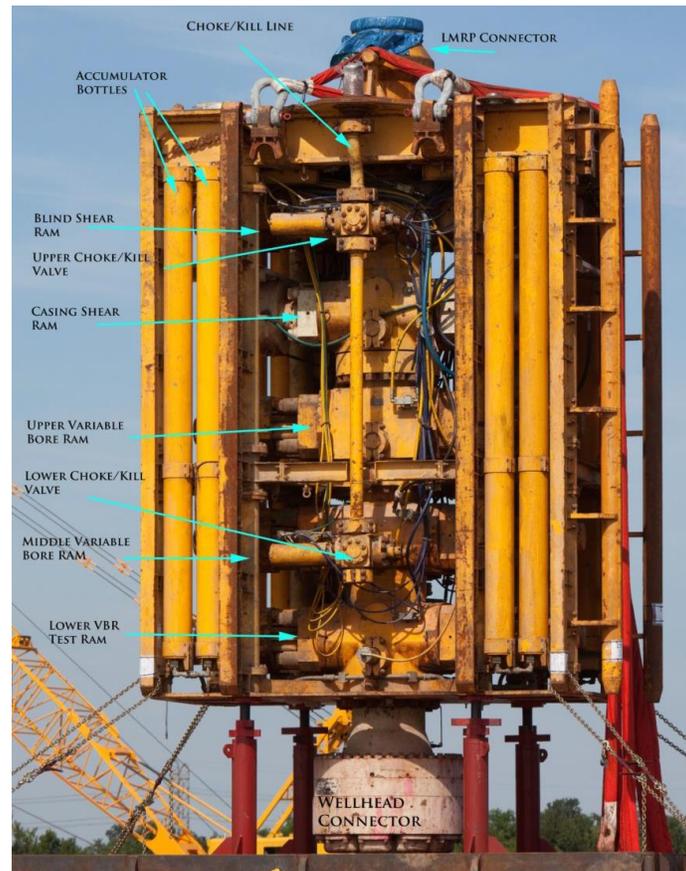
- *Pipe rams* o arietes de tubería.
- *Variable Bore Rams* o VBR (Arietes variables). Estos arietes tienen la ventaja de poder cerrar en una amplia gama de tamaños de tuberías, lo que resulta especialmente útil cuando se trabaja en pozos submarinos, ya que cambiar un ariete convencional de diámetro fijo implicaría recuperar y volver a correr el SSBOP. No se recomienda la suspensión de la tubería con VBR.
- Arietes ciegos de corte
- Arietes de corte de TR

Los SSBOP, aunque tienen similitudes con sus equivalentes terrestres, tienen requisitos adicionales como:

- Los arietes de tubería de diámetro fijo deben ser capaces de soportar el peso de la sarta de herramientas, ya que ésta puede tener que colgar de los arietes durante una desconexión del riser.
- Los arietes del SSBOP están equipados con sistemas hidráulicos de cierre.

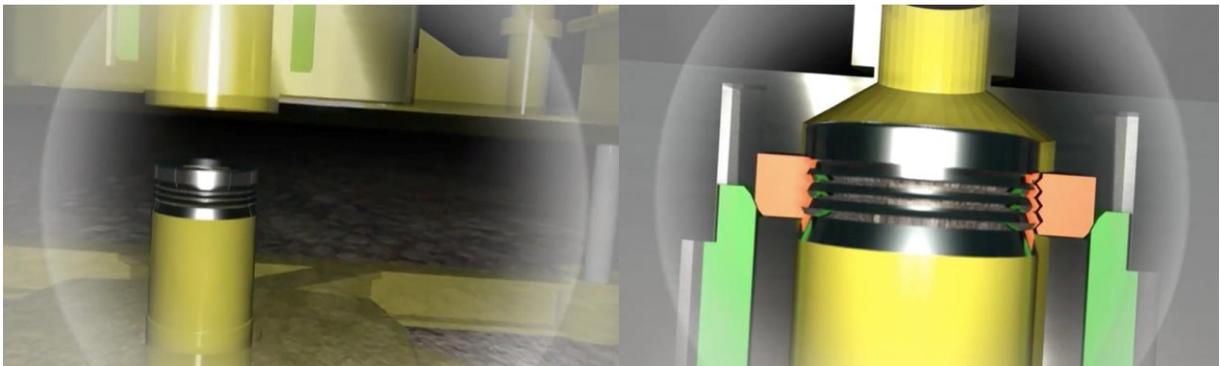
La mayoría de los SSBOP cuentan con dos preventores anulares, el primero en el mismo SSBOP y el segundo en el LMRP. Los SSBOP deben poder cerrar en 60 s o menos.

Una de las ventajas de los preventores anulares frente a los de ariete es su capacidad de sellado en torno a una serie de formas y tamaños. Los preventores anulares son esencialmente iguales a los modelos terrestres.

**Figura 147.** Componentes del SSBOP

Nota: Foto tomada de <https://gcaptain.com/blowout-4-5-billion-surge-orders/>

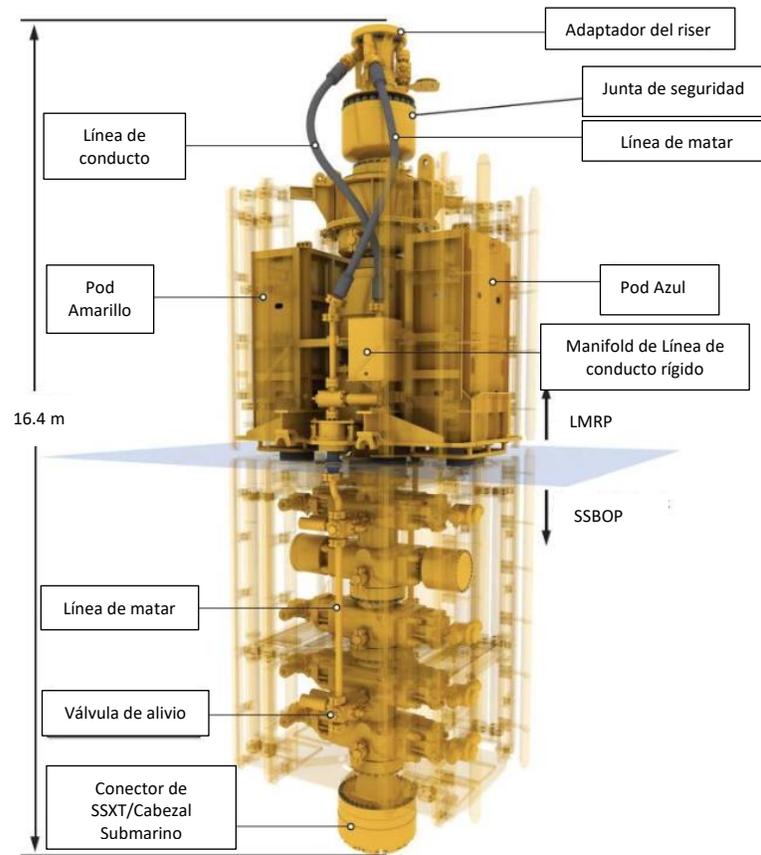
**Conector del SSXT/Cabezal Submarino.** Cuenta con un mecanismo de cierre y sellado activado hidráulicamente para conectar el SSBOP al SSXT/Cabezal Submarino. (**Figura 148**).

**Figura 148.** Conector del cabezal submarino

Fuente: Expro

En la siguiente figura se observa la configuración final de los subsistemas previamente descritos de la parte inferior del TBIRS.

Figura 149. SSBOP



Nota: Modificado de Yin (2013)

**Landing String.** Según la norma *API RP 17G*, el landing string es un riser temporal articulado utilizado como parte del TBIRS que proporciona un conducto desde el SSTT o la junta adaptadora de BOP hasta el STT, y que se utiliza para operaciones de terminación o intervención de pozos en las que se manejan hidrocarburos. En operaciones de pozos bajo presión, el landing string consiste en:

- a) THRT
- b) SSTT
- c) *Shear sub* o válvula de corte
- d) RTV
- e) LV

Mientras que, en operaciones de pozos controlados con fluido de alta densidad, el landing string consiste generalmente en:

- a) THRT
- b) Junta de orientación del colgador de tubería o una junta telescópica

De acuerdo con Bay (2019), en pozos controlados con fluidos de alta densidad (*well kill*) se utiliza un *Simplified Landing String* o SLS (Landing String Simplificado) que incluye una junta adaptadora de BOP, también conocida en la literatura como *BOP Spanner Joint*, sin funciones integradas de control de pozo. Un LS convencional es más versátil debido a las barreras integrales de control del pozo, pero su funcionamiento es más lento debido a que el equipo es más complejo.

El LS se compone de tubería con conexiones premium y su umbilical de control se sujeta con grapas en el exterior.

Para el LS se utilizan juntas estándar de tubería. Los principales criterios de selección corresponden a:

- Resistencia a la presión. Por lo general, esto significa que sólo se utilizarán conexiones premium.
- Resistencia al peso de los equipos de terminación, incluido el arrastre e imprevistos. Si el LS se utiliza para recuperar los equipos de terminación, deben tenerse en cuenta los requisitos de sobre tracción; por ejemplo, desinstalar el empacador o tensionar empacadores hinchables o sellos hinchados y dañados de los orificios de sellado.
- El material del LS debe ser compatible con los fluidos producidos. Esto es especialmente importante si el pozo se va a producir a través del LS para realizar limpiezas o pruebas de pozo.
- El diámetro interior del LS debe ser superior al máximo diámetro exterior del elemento de mayor tamaño que se vaya a introducir al pozo, normalmente el tapón corona.

De acuerdo con More (2003), las consideraciones clave con el equipo del landing string son: establecer disposiciones para el aislamiento controlado y de emergencia del pozo, contener el equipo del riser, desconectar de forma segura cuando así se requiera y, por último, cumplir la normatividad vigente respecto a los criterios ESD y EQD.

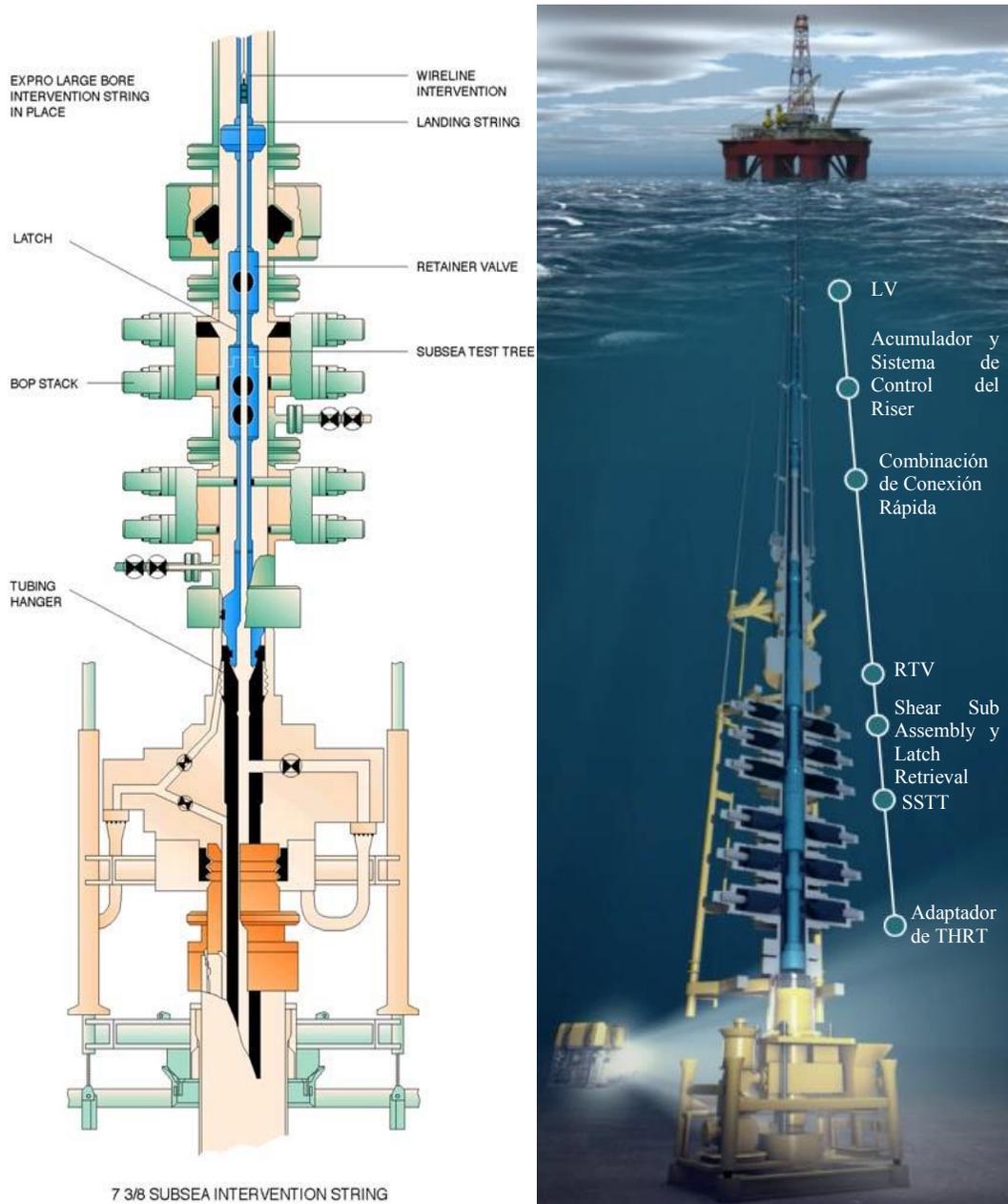
***Landing String Convencional.*** Las válvulas del SSTT controladas desde superficie proporcionan las barreras de control del pozo para el flujo a través del agujero de producción.

Para un VXT se utiliza un LS específico que incluye un sistema de orientación necesario para alinear correctamente la bola colgadora dentro del cabezal del pozo antes de instalar el árbol.

Esto se realiza normalmente mediante una junta de orientación del colgador de tubería que se conecta a un pin específico en el SSBOP.

La **Figura 150** ilustra una configuración típica de LS monobore para aplicaciones en aguas profundas en las que la LV se instala por debajo de la rotaria.

**Figura 150.** Configuración típica de LS para aplicaciones en AP



Fuente: EXPRO

La tecnología de válvulas de bola es comúnmente utilizada para los dispositivos de aislamiento. El principio de funcionamiento es que la bola se mueve entre una posición abierta y cerrada girando noventa grados, de modo que la abertura de la bola pasa de una orientación coaxial con la dirección del flujo (es decir, cuando la válvula está abierta) a una posición en la que la abertura de la bola es normal o perpendicular a la dirección del flujo. En la posición cerrada, la válvula de bola crea un sello para impedir el flujo a través del orificio. El elemento de bola se aloja en una jaula que rodea la bola para impedir el paso de contaminantes del agujero al mecanismo de la válvula. El elemento de bola y el asiento de la válvula tienen también un recubrimiento laminado de alta dureza que aumenta la confiabilidad, protegiendo las superficies críticas de sellado de los efectos de la entrada de partículas agresivas.

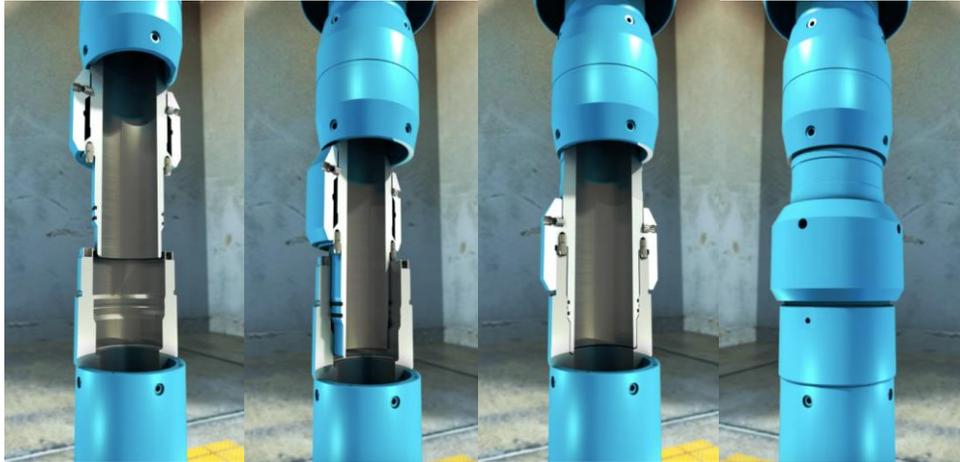
Para efectos de este trabajo se describe el sistema LS de Expro, el *Expro Landing String Assembly* (ELSA), *Large Bore Electro Hydraulic* (LBEH) en orden descendente.

**LV.** La LV puede operar a altas presiones y tiene capacidad de sello bidireccional. Se coloca en el LS por debajo de la rotaria. Su función y modo de funcionamiento se mencionaron en la sección anterior: Sistema de Riser de Intervención en Aguas Abiertas (OWIRS).

**Acumulador y Sistema de Control del Riser.** Este elemento se describe en la siguiente sección: IWOCS por formar parte del sistema de control.

**Combinación de Conexión Rápida.** Permite la instalación de dos secciones del LS en superficie, lo que reduce el tiempo de armado. Consta de una subestructura superior e inferior y un collarín de retención. Durante el armado de las dos secciones, las subestructuras inferior y superior se unen entre sí y se conectan a través del collarín de retención. La combinación de conexión rápida se muestra en la siguiente **Figura 151**.

Figura 151. Combinación de conexión rápida



Fuente: EXPRO

**RTV.** La RTV forma parte integral del LS para operaciones de intervención a pozos. Se sitúa por encima del SSTT en el conjunto LS, inmediatamente por encima del Shear Sub dentro del SSBOP. En caso de emergencia, la RTV actúa como una válvula de protección ambiental evitando la liberación de hidrocarburos al medio ambiente (**Figura 152**). Se cierra (corta el cable y/o TF y sella) justo antes de desconectar el SSTT, impidiendo que los hidrocarburos vayan directamente al piso de perforación. También descarga la presión entre el SSTT cerrado y la RTV cerrada. Esto evita que el LS se levante cuando se abre el seguro del SSTT.

#### Funciones

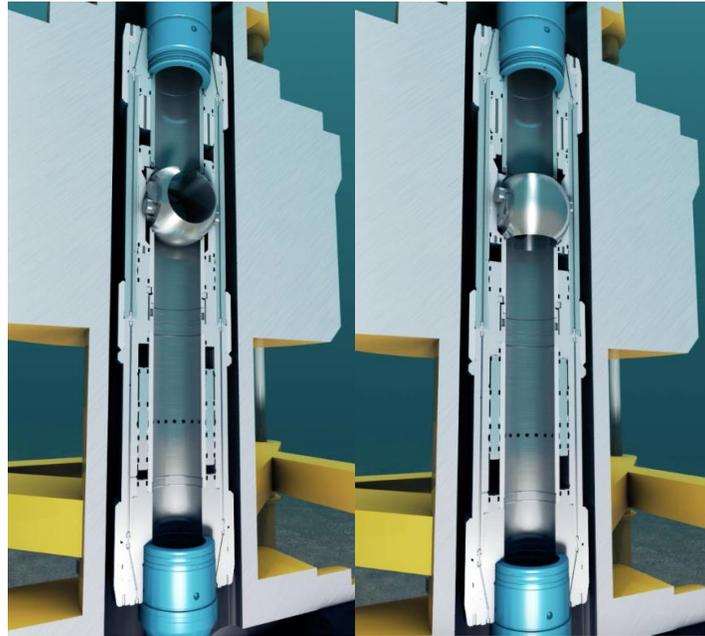
- Retener el contenido del LS por encima de la válvula después de la desconexión
- Purgar la presión del agujero de producción entre la RTV y el SSTT hacia el riser antes de la desconexión del SSTT
- Proporcionar un diámetro adecuado para el sello del preventor anular (en función de las dimensiones del SSBOP)
- Proporcionar una función de interconexión hidráulica entre la RTV y el conjunto de *latch* del SSTT para garantizar que la RTV se ha cerrado completamente antes de la desconexión

- Proporcionar capacidad de comunicación para las líneas de control hidráulico.
- Proporcionar una barrera de presión entre el pozo y el conjunto SSBOP
- Proporcionar un orificio lo suficientemente grande como para alojar tapones o sartas de herramientas.
- Cortar TF

Al igual que en el OWIRS, la RTV puede configurarse para cierre automático o para mantenerse abierta o cerrada dependiendo de los requisitos de estudios HAZOP. Los mecanismos de apertura y cierre son los mismos que los de la LV. Una vez que la válvula está en la posición de cierre total, se abre un dispositivo de bloqueo (que puede desactivarse en función del modo de seguridad seleccionado) que permite que el fluido de control mueva una camisa de descarga a la posición de apertura e iguale la presión entre el agujero de producción y el riser. La camisa de descarga vuelve a la posición de cierre antes de que la válvula se abra de nuevo. Para fines de aislamiento del pozo, la válvula está diseñada para mantener la presión diferencial sólo en la parte superior.

***Shear Sub Assembly o Ensamble de Corte y Herramienta de Recuperación de Latch.*** El Shear Sub es un tubular que contiene presión, soporta esfuerzos normales aplicados externamente y, lo que es más importante, tiene una sección que puede ser cortada por los arietes de corte del SSBOP en caso de que fallen todas las demás redundancias en el sistema en una situación de emergencia.

La herramienta de recuperación de latch se utiliza para la recuperación del LS después de que se haya activado una secuencia de arietes de corte del SSBOP.

**Figura 152.** Apertura y cierre de RTV

Fuente: EXPRO

#### Características:

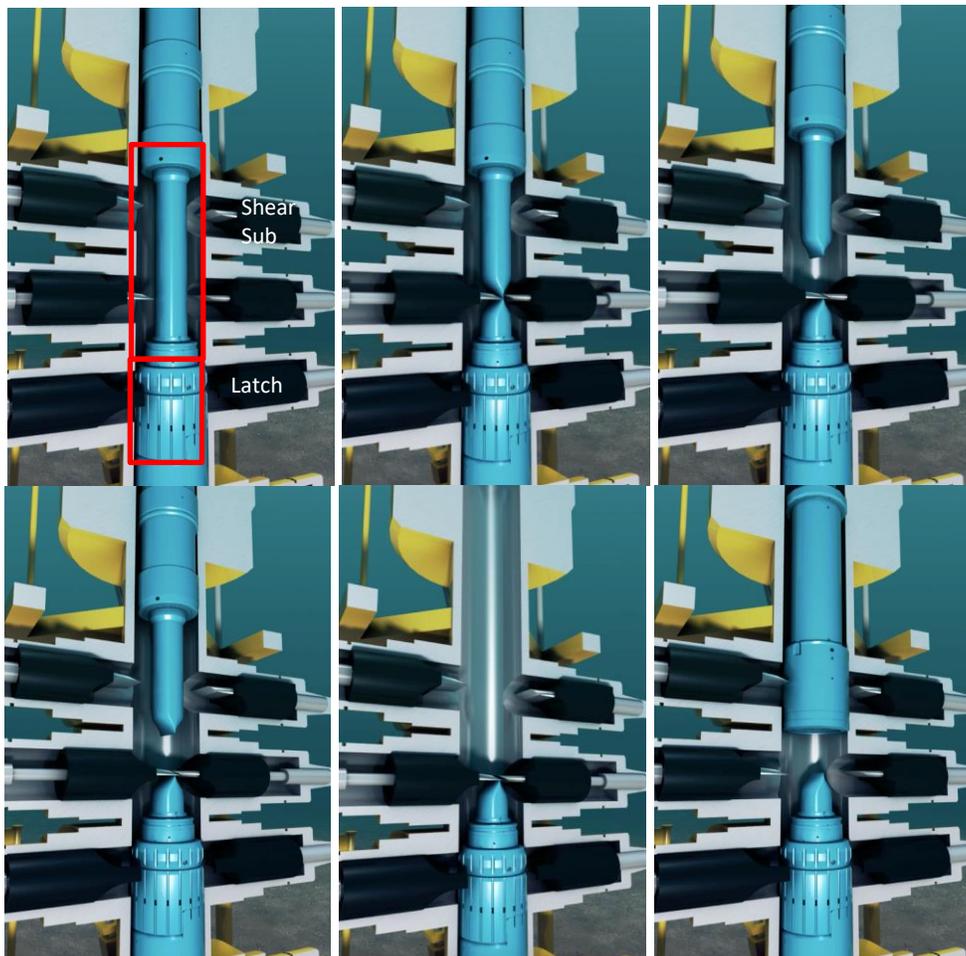
- El Shear Sub se ubica dentro del SSBOP de forma que los arietes de corte se sitúen a lo largo de su sección cizallable
- Geométricamente, el perfil tubular del shear sub es adecuado para permitir que los arietes corten y también para proporcionar la resistencia necesaria para las operaciones
- La interfaz del SSTT incorpora un perfil de pesca que coincide con el perfil de bloqueo hidráulico de la herramienta de recuperación de latch
- La herramienta de recuperación de latch se desliza por encima del shear sub cortado y se conecta con el perfil de pesca de este en la sección latch del SSTT
- La herramienta de recuperación de latch, la sección latch del SSTT y la sección cortada del shear sub se levantan a superficie para su reparación, mientras que la barrera doble de válvulas de bola del SSTT permanece en su lugar

En la **Figura 153** se ilustra el proceso de corte del LS (shear sub) por los arietes de corte del SSBOP y su recuperación a superficie con la herramienta de recuperación de latch por encima de la sección de válvulas del SSTT.

**SSTT.** Forma parte integral del LS para operaciones de prueba o intervención a pozos, e imita la funcionalidad del SSBOP. Es el principal dispositivo de control del pozo y, como tal, muchas de sus funciones son críticas para la seguridad. Proporciona una doble barrera independiente de cierre automático en caso de falla del sistema, la cual facilita el control del pozo en caso de desconexión planeada o de emergencia de la plataforma del pozo, sin necesidad de que se desconecte el SSBOP.

El sistema de control del SSTT puede ser D-H o E-H.

**Figura 153.** Corte y recuperación del LS





Fuente: EXPRO

La válvula de bola superior del SSTT es capaz de cortar cable y/o TF. Incorpora una función de desconexión/conexión que, en conjunto con el sistema de control E-H, determina los criterios de desconexión para operar desde una embarcación DP. El SSTT cuenta con un mecanismo de conexión de alta resistencia a la tensión, capaz de realizar múltiples operaciones de desconexión/conexión. El mecanismo de conexión también aísla el sistema hidráulico tras la desconexión y facilita la comunicación tras la reconexión. En caso de pérdida total de presión hidráulica en el fondo del pozo, se puede realizar una desconexión secundaria aplicando presión por debajo del elemento anular cerrado. Para abrir cualquiera de las válvulas, se aplica presión hidráulica al lado abierto del pistón actuador, que comprime el paquete de resortes, y un pin que se desplaza gira la bola hasta la posición abierta. Para cerrar cualquiera de las válvulas, la presión hidráulica de apertura se descarga para permitir que el paquete de resortes empuje el pistón, que a su vez cierra la bola. La válvula lleva incorporado un dispositivo de bloqueo que garantiza el aislamiento del pozo antes de la desconexión. Se puede conseguir redundancia funcional mediante un circuito hidráulico secundario que se active independientemente del circuito hidráulico primario. El control de la presión desde la superficie, a través de las líneas de matar y estrangular, por debajo de los arietes de la tubería BOP permitirá utilizar un conjunto secuencial preestablecido

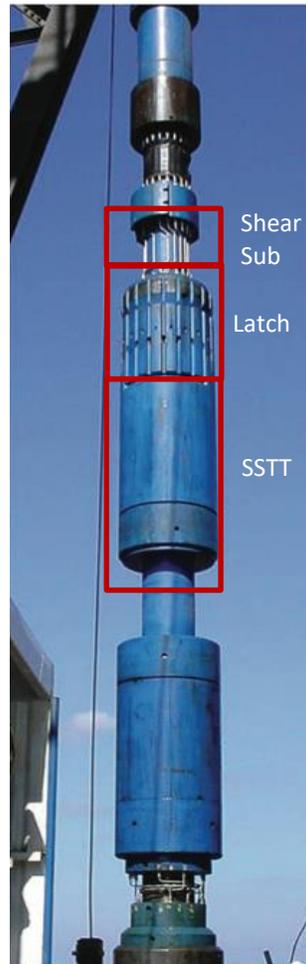
de dispositivos que dirigen la presión a la función deseada. El umbilical de control acciona las funciones del SSTT.

#### Características del SSTT.

- Proporcionar un medio para aislar el pozo
- Proporcionar un medio para desconectarse de forma segura del pozo
- Proporcionar un conducto de conexión para las funciones de control hidráulico del SSXT y las funciones de fondo de pozo
- Proporcionar métodos secundarios de desconexión
- Permitir la inyección de productos químicos directamente en la corriente del pozo a través de una configuración doble de cierre/retorno, con puntos de inyección entre las válvulas.
- Proporcionar una barrera de presión entre el agujero de producción y el conjunto BOP
- Proporcionar un orificio lo suficientemente grande como para alojar tapones o sartas de herramientas
- Facilitar pruebas a presión del LS por encima de la válvula superior
- Perfil de la herramienta de recuperación de latch (LRT)
- El cierre independiente de las válvulas permite seleccionar un único dispositivo de corte

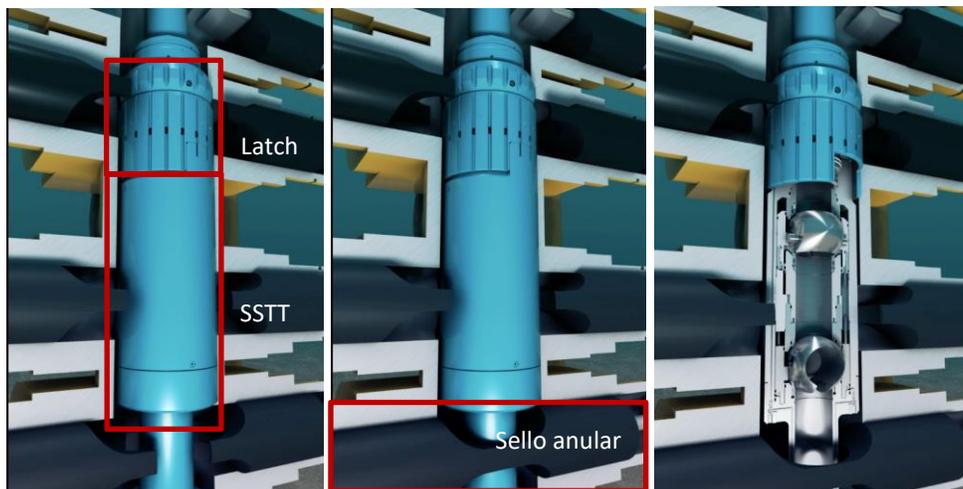
La **Figura 154** muestra los sistemas del LS previamente descritos, mientras que la **Figura 155** ilustra el proceso de desconexión –planeada o no– y reconexión.

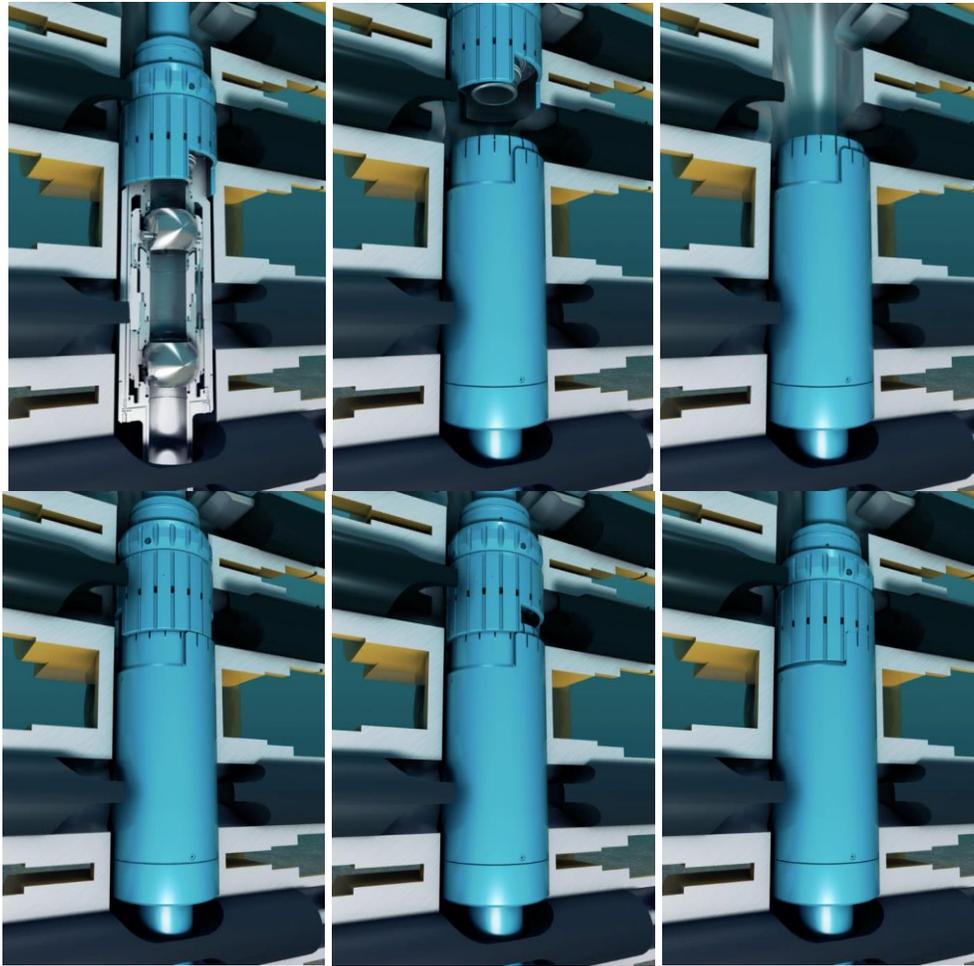
Figura 154. Shear sub, latch y SSTT



Fuente: EXPRO

Figura 155. Desconexión y reconexión del LS

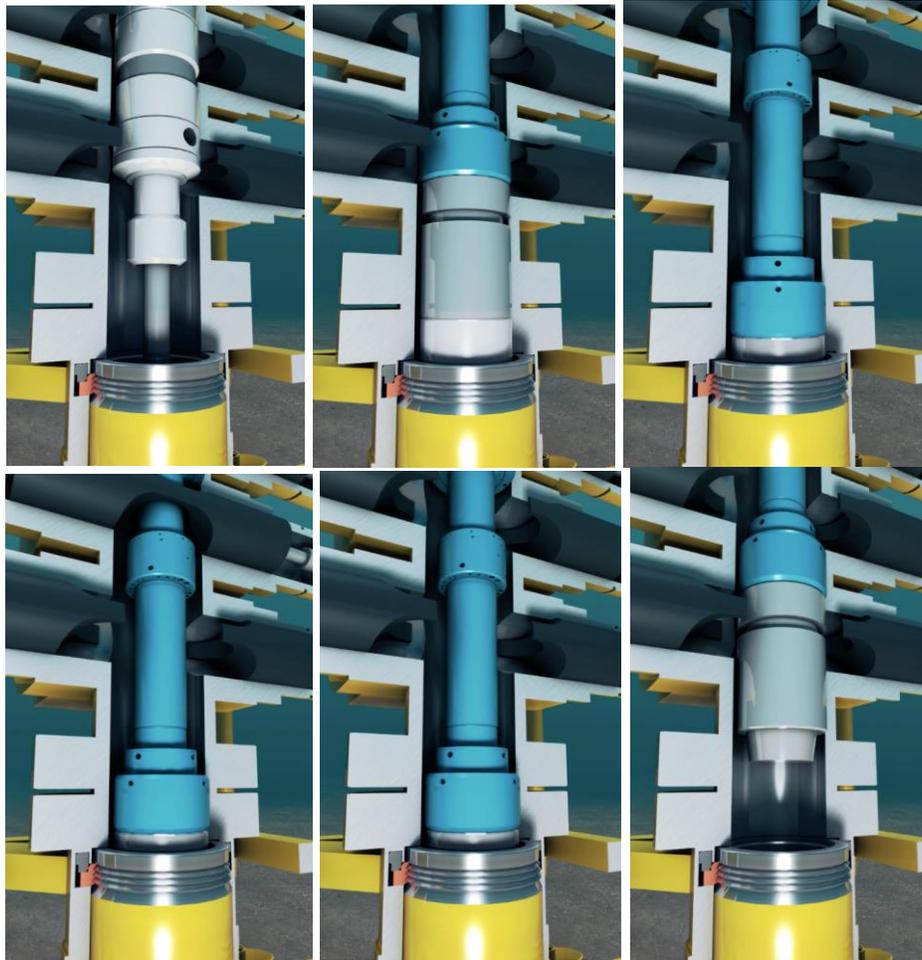




Fuente: EXPRO

*Adaptador de THRT.* El adaptador de THRT tiene un diámetro interno adecuado para adaptarse a las necesidades de tamaño de la sarta de herramientas y tapones. Es una interfaz específica de ELSA con los proveedores de SSXT y THRT/TH. El proceso de instalación se muestra en la **Figura 156.**

Figura 156. Instalación del adaptador de THRT



Fuente: EXPRO

La última generación de LS también incorpora las siguientes características:

- Mecanismo de bloqueo resistente a contaminantes
- Piloto de cancelación de RTV - para anular el funcionamiento secuencial del mecanismo de conexión RTV/SSTT
- Sistema de respuesta rápida - para reducir los tiempos de ESD
- Sistemas secundarios: para redundancia hidráulica
- Válvulas LV/RTV y SSTT comunes: para simplificar el sistema y reducir el inventario de repuestos

- Subconjuntos modulares acoplados mediante roscas diferenciales - para reducir los tiempos de armado y proporcionar flexibilidad e intercambiabilidad completa de la sarta.

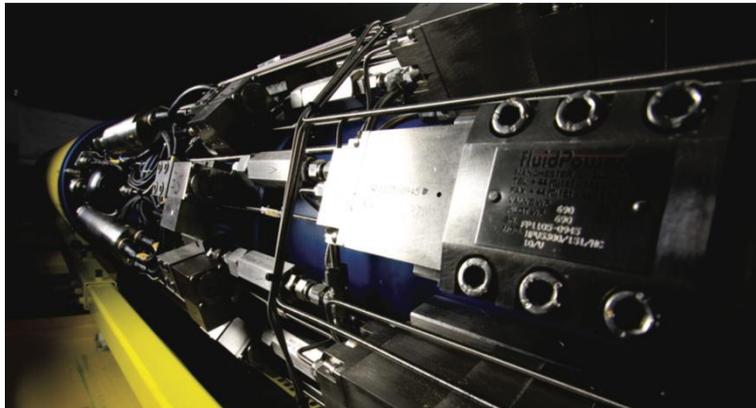
**IWOCS.** Los componentes del IWOCS para la comunicación con los SCM y el LS durante operaciones de instalación e intervención con TBIRS incluyen:

- HPU/MCS homologadas para SIL-2 PSD, ESD y EQD.
  - Uno o varios contenedores, típicamente de 3-10 m. Son contenedores con certificación DNV 2.7-1 y resistencia al fuego A60, con una sección de sala de control y una sección hidráulica.
  - El sistema incluye paneles de paro, PSD/ESD/EQD.
  - El panel de control remoto en la cabina del perforador mostrará la misma información que la HMI de la sala de control MCS.
  - Sistema de seguridad SIL-2.
- Umbilical para SSXT y sistema de carrete para su despliegue con sistema de desconexión del umbilical.
- Umbilical para LS (comunicación electrohidráulica) y sistema de carrete para su despliegue.
- Umbilical para LV (comunicación hidráulica) y sistema de carrete para su despliegue.
- Paneles ESD
- Sistema de jumpers submarinos para SLS/LS
- Equipo de prueba
- LARS

- Acumulador y Sistema de Control del Riser: Corresponde a un sistema de control electrohidráulico que se integra en ELSA para proporcionar rápidos tiempos de respuesta que requieren las embarcaciones DP. Controla las funciones del LS durante operaciones de prueba, evaluación, terminación e intervención de pozos (**Figura 157**).

Utiliza comunicaciones eléctricas como método de control primario. Cumple los requisitos actuales del sector para ESD, logrando el cierre del sistema o el cierre y desconexión del pozo en 15 segundos. Proporciona control hidráulico al LS y un sistema de control totalmente integrado para la funcionalidad del LS e incorpora el funcionamiento de THRT, bola colgadora y funciones de fondo de pozo.

**Figura 157.** Sistema de control EXPRESS



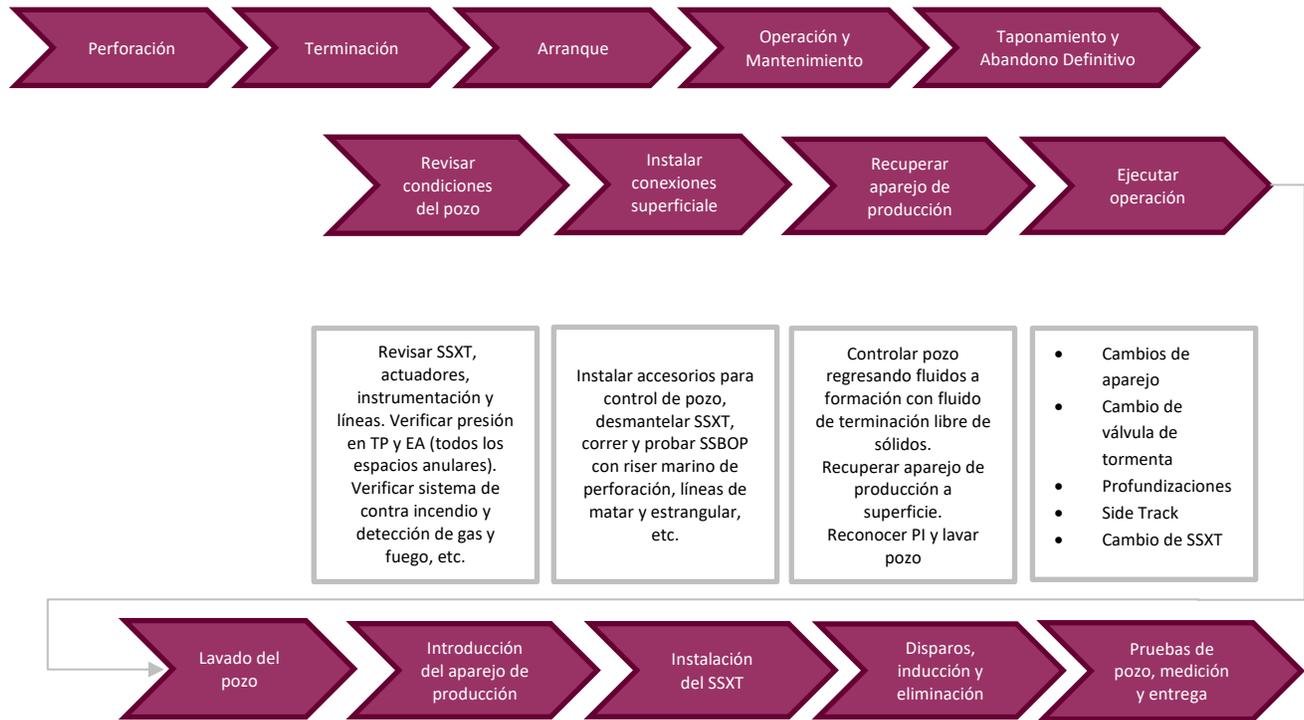
Fuente: EXPRO

Secuencia operativa de intervenciones a través del aparejo utilizando tecnología de LS:

1. Posicionamiento de la plataforma semi-sumergible en la ubicación del pozo
2. Lanzamiento de ROV para inspección de las condiciones en el fondo marino
3. Despliegue e instalación de SSBOP en SSXT asistida por ROV
4. Despliegue de LS
5. SSBOP cierra contra el LS para formar el sello anular
6. Realización de pruebas para verificar sello en la bola colgadora e integridad del LS
7. Introducción, corrida y recuperación de tapón/tapones del SSXT con cable
8. Las válvulas tipo bola del LS se convierten en las barreras de control primario del pozo
9. Se realizan intervenciones a través del aparejo con cable, línea de acero o TF, según las necesidades y objetivos específicos del pozo
10. Recuperación de herramientas de intervención a superficie
11. Instalación y prueba del tapón/tapones del SSXT con cable
12. Recuperación de cable y herramienta de instalación de tapones a superficie
13. Venteo de cualquier presión existente por arriba del tapón de la bola colgadora
14. Recuperación de LS.

Para operaciones que requieren la recuperación del aparejo de producción la secuencia operativa general se ilustra en la **Figura 158**.

Figura 158. Proceso general de intervención pesada



Fuente: Ucha (2022)

### **Caso de Estudio: Historial de daño en la Cuenca de Campos.**

El caso de estudio que se incluye en este capítulo, sus datos y resultados fueron tomados del artículo escrito por Rodrigues, Neumann, Miura, Tinoco, Netto y Daher en 2007, el cual está basado en artículos previamente publicados e información interna de la operadora durante treinta años de operación.

Los autores comienzan por definir el daño, el cual, puede ser cualquier cosa que obstaculiza el flujo regular de los fluidos desde la formación hasta las líneas de exportación.

El daño de formación o efecto skin se refiere especialmente a cualquier obstáculo presente en la matriz rocosa de la zona cercana al pozo. El daño se puede clasificar en pseudodaño, daño natural y daño inducido. El pseudodaño positivo es resultado de la terminación del pozo, provocado por una entrada limitada de flujo, pozos desviados, mal diseño de la perforación, restricciones mecánicas de flujo, sistemas artificiales de producción inadecuados, yacimientos laminados y efectos de velocidad y fase. El pseudodaño puede ser negativo como en el caso de pozos desviados, en los cuales, el pseudodaño se asocia al ángulo de desviación y al espesor de la formación. El daño natural incluye migración de finos, hinchamiento de arcillas, incrustaciones formadas por agua, depósitos orgánicos (parafinas o asfaltenos), depósitos mixtos orgánico/inorgánico y emulsiones. El daño inducido es causado por el taponamiento de partículas acarreadas por los fluidos del yacimiento, cambios de mojabilidad, reacciones ácidas, subproductos ácidos, lodos, bacterias, bloqueos por agua, e incompatibilidad con fluidos de perforación o terminación. Este estudio incluye el daño natural e inducido con mayor impacto en la producción de aceite en la Cuenca de Campos.

La información presentada se centra en los campos maduros, como aquellos que han alcanzado su máximo de producción estimado en el estudio de desarrollo inicial.

Los campos maduros están asociados con producción de agua, disminución de presión y deterioro del aparejo de producción o de las condiciones de las herramientas de fondo de pozo. Esto puede iniciar o agravar varios mecanismos de daño, sin mencionar los problemas de producción de sólidos y la gestión de la producción de agua. En este estudio se considera al campo Namorado como el campo maduro en aguas someras de la cuenca de Campos. Por otro lado, el campo maduro en aguas profundas de la misma cuenca es el Campo Marlim, usualmente conocido como el laboratorio mundial de aguas profundas. Se presenta una descripción general de ambos campos en la sección de historial de incrustaciones. Se hace énfasis en los campos de AP y AUP, ya que han sido los responsables de las principales pérdidas de producción debido al daño en la Cuenca de Campos.

La mayoría de los campos de la Cuenca de Campos cuentan con inyección de agua. La mayor parte de los yacimientos de AP y AUP son arenas turbidíticas no consolidadas de alta permeabilidad y porosidad, por lo que se requiere la instalación de sistemas de control de arena, ya sea en pozos productores o inyectoros. El desarrollo de los campos de AP y AUP se ha logrado utilizando plataformas semi-sumergibles y terminaciones submarinas, asociadas a la compleja configuración submarina. Los pozos evolucionaron de verticales y desviados a horizontales complejos y de alcance extendido. En este caso, la reparación del daño es en general costosa e implica grandes pérdidas de producción. Este artículo provee un resumen de la evolución de la Cuenca de Campos a través de los años, con respecto a: políticas energéticas nacionales, retos tecnológicos, recursos humanos, estructuras de las organizaciones, y la historia de las instalaciones costa afuera. También se presenta una sección sobre la metodología de identificación del daño y su historia considerando el tipo de daño, y finalmente algunas conclusiones.

### **Evolución de la Cuenca de Campos – Treinta años de historia**

En esta sección se presenta una lista cronológica de eventos en la historia de exploración y producción brasileña, enfocada en la Cuenca de Campos, como un antecedente para el análisis del historial de daño.

1. En 1967 el primer descubrimiento costa fuera en Brasil, el campo Guaricema, tuvo lugar en el estado de Sergipe al noreste de Brasil.
2. En 1973 la crisis petrolera mundial tuvo un gran impacto en los países fuertemente dependientes de las importaciones de petróleo, como Brasil. Esto llevó a un incremento en las inversiones en exploración a nivel mundial.
3. A finales de 1974 se descubrió la Cuenca de Campos con el pozo 1-RJS-9A en un TA de 124 m, originando el campo Garoupa. La producción de la prolífica provincia petrolera recién descubierta se convirtió en un aspecto estratégico para la BSSO.
4. El 13 de agosto de 1977, la primera producción en la Cuenca de Campos provino del pozo 3-EN-01-RJS, del primer *Early Production System* o EPS (Sistema de Producción Temprana) costa afuera de Brasil. La terminación se llevó a cabo con SSBOP, SSTT y un árbol de producción seco. El uso del primer EPS se convirtió en el sello de Brasil para desarrollar los campos en AP.
5. En 1979 se instaló un segundo EPS, el cual consistía en cuatro pozos del campo Garoupa, en 120 m de TA, y cuatro pozos del campo Namorado en 160 m de TA. Todos los pozos se terminaron con árboles secos dentro de cámaras submarinas atmosféricas. Las líneas de flujo llegaban a un manifold central igualmente dentro de una cámara atmosférica, el cual estaba conectado a una torre articulada de producción, vinculada a un barco de

procesamiento. El gas era simplemente enviado al quemador y el aceite era bombeado a un tanque anclado a una torre de carga (**Figura 159**).

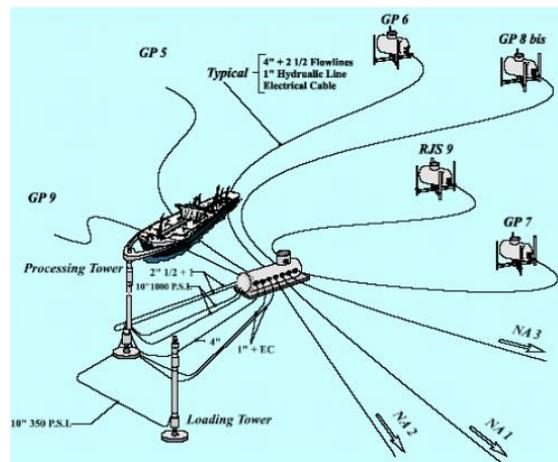
6. También en 1979, se instaló en la Cuenca de Campos la primera terminación submarina en el pozo 4-RJS-38, en un TA de 189 m en el campo Bonito. Esa fue la primera instalación de un SSXT.
7. Desde 1980 se prestó especial atención a la evaluación de la formación en el diseño de producción después de una gran reorganización de la compañía, la cual originó una cultura de prevención, cuantificación y remediación del daño.
8. Desde 1983 se instalaron siete plataformas fijas de manera secuencial en las actuales aguas someras de la cuenca: PNA- 1, PCE-1 (central), PCH-2, PNA-2, PGP-1 (central), PCH-1, y PPM-1 (central). Aunque utilizando tecnología de terminación convencional en superficie, las nuevas plataformas también alojaban pozos submarinos satélites con terminaciones submarinas.
9. En 1984 el gigantesco campo de Albacora fue descubierto, seguido por otro gigante, el campo Marlim, en 1985. Estos estaban localizados en aguas más profundas, desde los 300 m hasta los 1000 m y se convirtieron en fuertes impulsores para el desarrollo y evaluación de nuevas propuestas directamente en campo. Estos campos también se convirtieron en el escenario de ocurrencia de daño por depósito de parafinas, formación de hidratos e incrustaciones.

10. En 1986 un ambicioso programa de investigación y desarrollo (PROCAP) fue implementado por la BSOO, con el fin de mejorar la habilidad técnica de la compañía en producción de aceite y gas en aguas con profundidades de 1000 m. El objetivo fue el desarrollo de los campos Albacora y Marlim. El programa comprendió 109 proyectos interdisciplinarios.
11. Desde 1987 una serie de FPS, plataformas semi-sumergibles y FPSO's, fueron instalados en tirantes de agua que iban desde los 230 m a los 1886 m, con base en la experiencia de los EPS. El FPS con terminación submarina se volvió sello de la ingeniería aplicada en la Cuenca de Campos. Se estableció una secuencia de récords de terminación en diferentes tirantes de agua (**Figura 160**).
12. En octubre de 1987 un importante estudio de la evolución del daño en la Cuenca de Campos fue presentado en un seminario interno de la BSOO.
13. En 1987 el sistema de la primera fase de desarrollo del campo Albacora se puso en producción, 10 años después del primer aceite en la Cuenca de Campos. Este EPS consistió en seis pozos en tirantes de agua que iban desde los 252 m a los 335 m, fluyendo a un manifold submarino de producción asistido por controlador, y de ahí a un FPSO a 230 m en superficie. La ocurrencia de parafinas en las líneas de flujo e instalaciones corriente abajo provocó un gran impacto en la producción. Esto puso en marcha acciones que llevaron a la implementación del *Thermo-Chemical Method* o TCM (Método Termoquímico) para la remoción de parafinas.
14. En 1988 se observó por primera vez el fenómeno de incrustaciones de bario en el aparejo de producción de un pozo del campo Namorado.

15. En 1989 el desarrollo del Polo Noreste, que consistía en tres campos de AP, se realizó utilizando siete plataformas fijas y 120 pozos con bombeo electro-centrífugo (BEC) como sistema artificial de producción.
16. En marzo de 1991 el pozo MRL-3 del campo Marlim fue puesto en producción con un EPS.
17. En 1992 una nueva reestructura organizacional en el departamento de producción, convirtió las áreas especializadas en áreas multidisciplinarias con énfasis en la nueva división de implementación de proyectos, de igual manera se creó una nueva división multidisciplinaria de tecnología. La división de evaluación de formación se disolvió entre estas.
18. De 1992 a 1996 se llevó a cabo el primer programa estratégico de investigación de aseguramiento de flujo en sistemas de explotación en AUP. Su objetivo principal fue proveer métodos de predicción y maneras de prevenir y remover depósitos de parafinas que ocurrían en las líneas submarinas, tuberías y otros equipos. El objetivo secundario fue el desarrollo de herramientas predictivas de formación de hidratos.
19. En 1993 un nuevo programa de investigación y desarrollo, el PROCAP-2000, fue creado con el objetivo de incrementar la capacidad técnica de la BSOO en tirantes de agua de hasta 2000 m. El programa consistió en 20 proyectos y llevó a la creación del PROCAP-3000.
20. También en 1993, se implementó el Programa de Recuperación Avanzada de Aceite (PRAVAP) para mejorar los estándares de desarrollo de campos en el escenario petrolero brasileño.

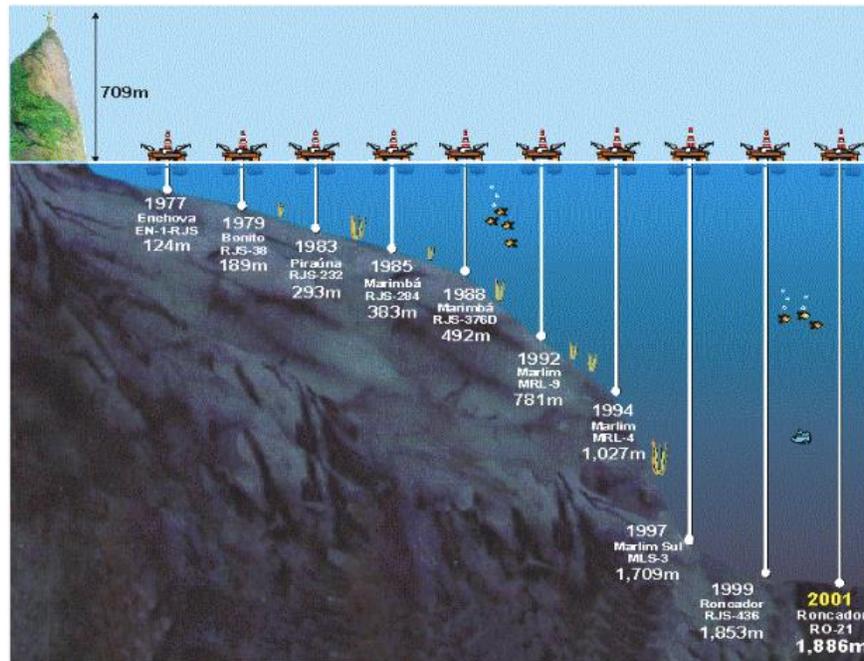
21. En abril de 1994 el EPS Sul Marlim produjo a través del pozo MRL-4, en un TA de 1027 m, estableciendo un récord de producción en AP (**Figura 159**). Durante el comisionamiento de este pozo, se observó la presencia de hidratos en la Cuenca de Campos.
22. Desde 1997 una serie de campos en AP y AUP produjeron por primera vez a través de EPS.
23. En enero de 1998 se formó la Agencia Nacional Brasileña de Petróleo, terminando con el monopolio del estado sobre el gas y el aceite en Brasil.
24. En 2001, una reestructura organizacional en la BSOO dio lugar a unidades de modelo de negocios, unidades de servicio y bienes.
25. En 2005 un ligero reajuste organizacional reforzó el rol corporativo de las disciplinas de exploración y producción, incluyendo la creación de una sección de evaluación de formación.
26. En 2006, Brasil se convirtió en un país autosuficiente energéticamente.

**Figura 159.** EPS en el campo Garoupa-Namorado, instalado en 1979



*Nota:* El manifold y XT secos se introdujeron en cámaras atmosféricas. Fuente: Rodrigues et al. (2007)

Figura 160. Secuencia de récords de terminación en la Cuenca de Campos



Fuente: Rodrigues et al. (2007)

Así entonces, los primeros 10 años de historia de la Cuenca de Campos se caracterizaron por el impacto de su propio descubrimiento, la instalación de EPS, el desarrollo de campos en tirantes de agua de 100-224 m a través de plataformas fijas, y el descubrimiento de los dos campos gigantes de aguas profundas, Albacora y Marlim.

Con respecto al contexto político, la Cuenca de Campos fue descubierta en 1974, mientras Brasil enfrentaba la conmoción creada por la crisis petrolera mundial de 1973. Las importaciones de aceite representaban, en ese momento, una gran parte del desbalance comercial brasileño. Así entonces, la Cuenca de Campos se presentó como la gran oportunidad, tan buscada, de comenzar el camino hacia la autosuficiencia energética. El desarrollo de la recién descubierta y prolífica provincia petrolera era esencial para el estado brasileño y para la BSOO.

En cuanto a aspectos tecnológicos y logísticos, el entorno de la Cuenca de Campos era un gran reto. Los dos primeros campos, Garoupa y Enchova, se ubicaban en un TA de 120 m, lo cual era considerado aguas profundas en ese momento. El uso de plataformas fijas requería bastante tiempo para su planeación, construcción e instalación. Bajo este escenario, nuevas iniciativas y tecnologías, estudios concisos e incremento en el riesgo tuvieron lugar. Lo anterior caracterizó la fase pionera de la cultura organizacional en la BSOO.

El término de daño estaba asociado al daño resultado de la perforación, al depósito mínimo de parafinas que eran fácilmente removibles con tratamientos de solvente en frío, incrustaciones de bario y sulfato en el campo Namorado, y al comienzo de problemas de daño inducido por empaque de grava.

Diez años después llegó el impacto del desarrollo de los gigantescos campos de Albacora y Marlim. Los EPS y las primeras fases de estos desarrollos trajeron consigo sorpresas como depósito de parafinas y muchas lecciones aprendidas.

El descubrimiento de campos cada vez más profundos reforzó la naturaleza profunda y ultra profunda de la Cuenca de Campos. Durante este tiempo, el historial de daño en la Cuenca de Campos se vio afectado por nuevos retos, evolución tecnológica y otros factores.

Los recursos humanos para enfrentar los retos de la Cuenca de Campos fueron constituidos por el mismo personal de la BSOO, en ese momento a cargo del estado y algunos socios externos. Cabe mencionar que AP no era un objetivo para la mayoría de los operadores en ese tiempo.

La estructura organizacional de la BSOO, así como la de otros operadores en el mundo cambio muchas veces. Estos cambios impactaron en las actividades relacionadas al daño.

A finales del 2006, la Cuenca de Campos consistía en 15 plataformas fijas, 28 unidades flotantes (13 semi sumergibles, 14 FPSO y 1 FSO), 492 pozos productores de aceite de 784 alguna vez

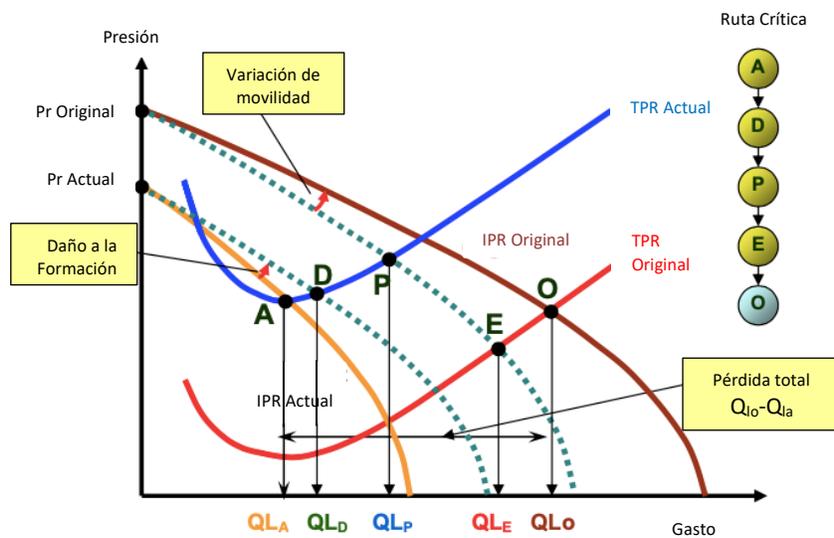
terminados, 16 pozos productores de gas, 143 pozos inyectoros de agua de mar, 5 pozos inyectoros de agua y 13 pozos inyectoros de gas.

### **Disminución de la productividad de los pozos y metodología de identificación del daño**

La producción en la BSOO era administrada por cada yacimiento y cada unidad de producción costa afuera. La diferencia entre el potencial de producción y la producción actual por pozo es el principal parámetro utilizado para priorizar la intervención. Esta diferencia se obtiene utilizando los conceptos de *Inflow Performance Relationship* o IPR (Comportamiento de Afluencia del Pozo) y *Tubing Performance Relationship* o TPR (Comportamiento del Aparejo de Producción). La IPR representa la presión de fondo de pozo y los gastos que un yacimiento en específico, (permeabilidad, espesor, etc.) bajo ciertas condiciones (presión, geometría de flujo), puede aportar en el fondo del pozo. Para cada configuración de aparejo de producción y línea de flujo, se puede calcular la caída de presión a lo largo del patrón de flujo, desde la formación hasta las instalaciones superficiales del sistema integral de producción, en un proceso de análisis nodal. La curva TPR obtenida, permite la estimación de la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) requerida según la presión en cabeza. Combinando la curva TPR, conocida en pozos verticales como *Vertical Lift Performance* o VLP (Curva de Levantamiento Vertical), con una curva IPR se puede conocer la capacidad de afluencia del pozo a determinada  $P_{wf}$ . La **Figura 161** resume la metodología aplicada actualmente en el campo Marlim para un pozo depresionado. En esta figura se asume que el pozo inició su producción en el punto O, produciendo a un gasto  $Q_{10}$  con una terminación altamente efectiva. En el momento del análisis, el pozo estaba produciendo en el punto A, con un gasto  $Q_{1a}$ . El punto A representa el nuevo equilibrio entre la actual IPR y TPR. La IPR fue afectada por la declinación de la presión del yacimiento, variación del flujo y una especie de daño. La curva TPR fue afectada por la variación del corte de agua y la ineficacia del bombeo neumático (BN).

La producción total es  $Q_{Io}-Q_{Ia}$ . Hay varias formas de recuperar las pérdidas de producción, dependiendo las causas. Con base en aspectos tecnológicos y económicos, se escogió la ruta crítica de A-O. Así entonces, el primer paso es ir de A-D al remover los daños de la formación (incrustaciones, depósitos orgánicos, migración de finos, etc.), excepto la variación de flujo. El segundo paso, de D a P, es restaurar la presión del yacimiento al acelerar la inyección de agua en el área del pozo. El tercer paso, de P a E, se logra al restablecer la eficiencia de BN. Se requiere una intervención desde plataforma. El cuarto paso, de E a O, es restaurar la pérdida debido a la variación de flujo, lo cual requiere la aplicación de productos químicos.

**Figura 161.** Método de identificación de pérdidas de producción y daño por pozo

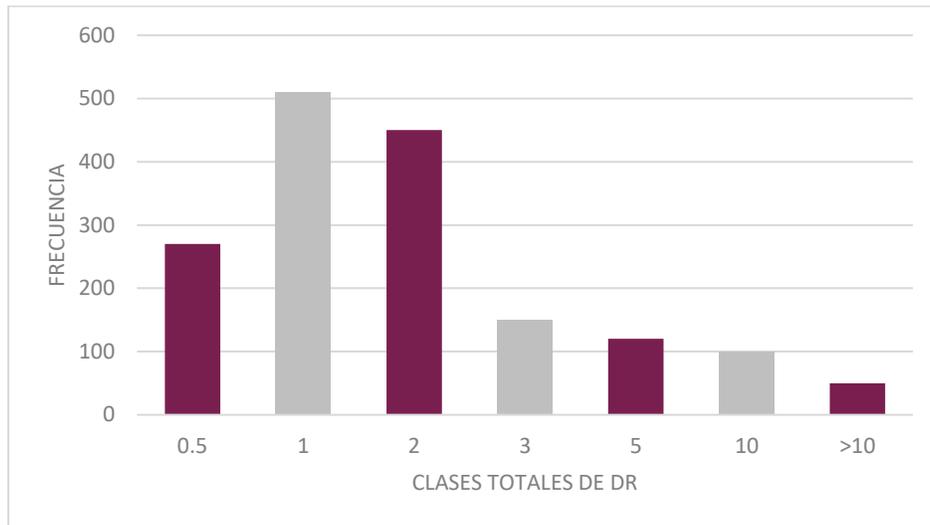


Fuente: Rodrigues et al. (2007)

Para seguir este proceso, es esencial caracterizar los daños y seleccionar los mejores tratamientos para removerlos. En la Cuenca de Campos la mayoría de los pozos son evaluados antes de iniciar la producción o inyección. Las evaluaciones se llevan a cabo durante la fase de terminación, así como en reparaciones, utilizando tanto sensores en modo memoria como *Permanent Downhole Gauges* o PDG (Sensores Permanentes de Fondo de Pozo). Los PDG también se utilizan para monitorear el comportamiento de la presión y temperatura del yacimiento durante toda la vida de los pozos productores o inyectoros. Los datos de pruebas de presión y monitoreo de la producción son analizados por el personal de soporte técnico. Los resultados son expresados en términos de Índice de Productividad (IP), *Skin* o Daño (S) y *Damage Ratio* o DR (Relación de Daño). La DR se define como la relación del  $PI_{ideal}$  y del  $PI_{actual}$ :

$$DR = \frac{PI_{ideal}}{PI_{actual}}$$

La DR ha sido el parámetro mayormente utilizado para guiar el proceso de toma de decisiones que conduce a la aplicación de un tratamiento de remoción de daño o no. En el caso de la Cuenca de Campos, un  $DR > 2$  generalmente indica que un tratamiento de remoción de daño es económicamente atractivo. El histograma de la **Figura 162**, con base en más de 3,000 pruebas de presión, muestra el efecto del daño de formación (incluyendo pseudodaño) en la Cuenca de Campos en términos de DR.

**Figura 162.** Daño a la formación en la Cuenca de Campos en términos de clases de DR

Fuente: Rodrigues et al. (2007)

Para evaluar la calidad de las terminaciones con sistema de control de arena, se han utilizado dos criterios: la eficiencia de la terminación (inversamente proporcional a DR) y la caída de presión adicional causada por la instalación del sistema de control de arena para producir a un gasto de 1,000 m<sup>3</sup>/d.

El daño también se puede identificar o caracterizar de mejor manera en pozos fluyentes utilizando una *Production Logging Tool* o PLT (Herramientas de Registro de Producción). La configuración más utilizada de PLT en la Cuenca de Campos consiste en sensores de presión y temperatura, gradiomanómetro, medidor de flujo y rayos gamma. Estas herramientas permiten la identificación de problemas mecánicos como fugas en el aparejo, defectos en los mandriles de BN y restricciones internas. En pozos horizontales y/o en pozos de flujo multifásico, la retención de agua y gas está incluida. La presencia de incrustaciones con una pequeña cantidad de radio en su estructura puede ser identificada por la herramienta de rayos gamma. La reducción del diámetro interno debido a incrustaciones u otros depósitos puede ser medido con precisión con herramientas de *multicaliper*. Para reconocer aceite no identificado inicialmente, el registro *Pulsed Neutron*

*Capture* o PNC (Registro de Neutrón Pulsado) o el registro de Relación Carbono-Oxígeno (C/O) pueden utilizarse. Estos son especialmente recomendados para pozos con inyección de agua de mar. La **Tabla 21** muestra el número de pruebas de producción y formación realizadas de 2002 a 2006 en la Cuenca de Campos, así como el número de corridas de registros de producción.

**Tabla 21.** Pruebas de producción, pruebas de formación y registros de producción en la Cuenca de Campos por año.

Año	2002	2003	2004	2005	2006
Récord de presión	89	68	44	33	32
Prueba de inyectividad y <i>Fall-off</i>	18	18	11	27	15
Prueba de producción	32	44	45	20	31
Prueba de formación	19	31	35	18	22
<b>Subtotal</b>	<b>158</b>	<b>161</b>	<b>135</b>	<b>98</b>	<b>101</b>
Configuración estándar de PLT	16	29	23	30	20
Registro de neutrón pulsado	17	16	17	7	10
Registro de relación carbono/oxígeno	11	14	06	10	08
<b>Subtotal</b>	<b>44</b>	<b>59</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>37</b>

Fuente: Rodrigues et al. (2007)

### Historial de daño en la Cuenca de Campos

Rodrigues et al. (2007) presentan el historial de daño en la Cuenca de Campos por tipo de daño, siguiendo la cronología de los más importantes a lo largo de la historia de la cuenca. La secuencia es la siguiente:

- a) Depósitos orgánicos
- b) Incrustaciones
- c) Daño inducido por control de arena
- d) Formación y bloqueo de hidratos
- e) Daño en pozos inyectoros de agua
- f) Migración de finos
- g) Incremento en la producción de H<sub>2</sub>S

### ***Depósitos Orgánicos en Campos de Aguas Profundas. Un Cambio Radical en la Cuenca de Campos***

Los depósitos orgánicos consisten en parafinas o asfaltenos, que pueden precipitar en la formación, en la interfaz pozo-formación, aparejo de producción o líneas de flujo.

**Parafinas.** El depósito de parafina es usualmente generado por caída de presión, disminución de temperatura o pérdida de los componentes hidrocarburos de cadena corta (componentes ligeros). De pruebas de laboratorio se puede determinar la *Wax Appearance Temperature* o WAT (Temperatura de Aparición de Parafinas), la cual, de acuerdo con la cuarta edición del estándar *API RP 17A*, es la temperatura a la que se forman los primeros cristales de parafina cuando el fluido se enfría resultado del incremento del intercambio de calor entre el mismo fluido y el exterior. De lo anterior, la WAT es un parámetro crítico en el diseño de los sistemas submarinos de producción. Hoy en día se sabe que, en sistemas de producción instalados en tirantes de agua mayores a 300 m, los depósitos de parafinas pueden ocurrir. Los puntos más susceptibles son las líneas de flujo y la parte cercana a la superficie, donde la temperatura es mínima y la caída de presión es máxima. La mayoría de los depósitos de parafina se funden a menos de 65°C.

En 1987, cuando el sistema piloto de Albacora entro en funcionamiento, el depósito de parafinas de un aceite con gravedad específica en un rango de 18° a más de 30° API, y un bajo contenido de parafina, menos de 5%, no podía esperarse ni siquiera en un ambiente de 300 m de TA. Sin embargo, después de un año de operaciones, el depósito de parafinas en líneas de flujo, planta de proceso y tanques de almacenamiento se convirtió en un problema serio. Este EPS consistía en extensas líneas de flujo, el equipo submarino (manifolds y SSXT) no contaba con las características para prevenir ni para remediar el depósito de parafinas, y las instalaciones no tenían capacidad para calentar los tanques de almacenamiento. Después de tratar de resolver el depósito

de parafinas con tratamientos de solvente en frío sin éxito, la única alternativa era reemplazar las líneas obstruidas. Para abril de 1992, cinco líneas bloqueadas por parafinas tenían que ser reemplazadas. Esta solución provocó retrasos en la producción, fue muy costosa, y ambientalmente riesgosa. El gran impacto que el depósito de parafinas causó a la producción de Albacora detonó en importantes acciones, las cuales llevaron al concepto de aseguramiento de flujo y al desarrollo de un TCM para remover la parafina de las líneas de flujo.

Como se mencionó anteriormente, el concepto de aseguramiento de flujo dio lugar a un programa de cuatro años, lanzado por la BSOO en 1992. El programa incluía herramientas de cálculo termo-hidráulico de tuberías, métodos de laboratorio para determinar la WAT, corrida de diablos, proceso del TCM, inhibidores químicos de parafinas, calentamiento/aislamiento de tuberías, y herramientas magnéticas. Además, también se incluyeron proyectos de investigación enfocados a la formación de hidratos e inestabilidades en el flujo multifásico. De estos, la corrida de diablos y el TCM fueron implementados inmediatamente en los sistemas de producción existentes y nuevos.

Para prevenir y remover los depósitos de parafina desde el punto de vista mecánico, se instalaron *pigging loops* en los SSXT para permitir la corrida ida y regreso de diablos de limpieza en todas las líneas de producción de los SSXT. Así entonces, un diablo sólido de 4" de diámetro podía correrse desde el ducto de gas de BN, hasta la línea de producción. El problema de la corrida de diablos en líneas de producción y servicio de diferentes diámetros se afrontó con diablos de espuma de baja densidad. Esta solución fue exitosa en casos donde el depósito de parafinas era frágil, como era el caso del campo Marlim.

En el aspecto termoquímico, el mencionado TCM consistía en bombear una solución premezclada de sales inorgánicas con un solvente orgánico dentro de la tubería. La reacción química es la siguiente:



La reacción exotérmica produce el suficiente calor como para fundir los depósitos de parafina y la generación de nitrógeno promueve la turbulencia, homogeneización del solvente y la dispersión de la parafina. Este proceso debió ser controlado con el fin de mantener la temperatura bajo los límites permitidos de las líneas de flujo. La primera operación submarina de TCM exitosa, se llevó a cabo en abril de 1992 en una línea submarina del manifold. Tras importantes mejoras, en marzo de 1994 un nuevo procedimiento sin equipo de perforación fue introducido con una enorme reducción de costos operacionales.

En noviembre de 1993, el EPS de Marlim experimentó la aparición de parafinas por primera vez en la línea de producción de un pozo.

Sin embargo, en comparación con Albacora, las características del aceite de Marlim derivaron en menores pérdidas de producción por la aparición de estos depósitos. Además, dos años después, las modificaciones hechas al diseño de la plataforma permitieron el uso de diablos de limpieza de espuma de baja densidad ( $28 \text{ kg/m}^3$ ) a través de las líneas de flujo. Aunque este tipo de diablo tiene menor potencia de limpieza en comparación con un diablo sólido de poliuretano, su rendimiento fue excelente en los frágiles depósitos de parafina de Marlim.

Respecto a las desventajas del TCM; en 1995 aparecieron daños estructurales en líneas de producción después de las operaciones de TCM, lo que incremento el control de la operación termoquímica. Para resolver una excesiva generación de calor, se realizaron modificaciones en los

componentes químicos, incluyendo una solución amortiguadora más eficiente, introducidas en 1996, en algunos casos.

En el ámbito de la prevención, una prueba exhaustiva de diagnóstico para evaluar los inhibidores químicos no determinó ningún producto rentable para el entorno de aguas profundas del campo Albacora en ese momento. La investigación de calentamiento y aislamiento de líneas de flujo reveló que ambos métodos eran técnicamente viables para prevenir el depósito de parafinas, para gastos de aceite y configuración de producción submarina estándar, en los campos Albacora y Marlim. Sin embargo, los fabricantes de tuberías de producción no estuvieron de acuerdo desde el punto de vista técnico, lo que retrasó la implementación de estas tecnologías. El uso de herramientas magnéticas para inhibir el crecimiento de cristales no fue exitoso en dos pruebas de campo a finales de 1999.

Para octubre de 1997, la segunda fase del programa brasileño de aseguramiento de flujo motivado por el avance hacia tirantes de agua de hasta 2000 m se puso en marcha con los siguientes objetivos:

- Definir el rango de aplicación de diablos de espuma y de tamaños múltiples para la limpieza de parafinas en líneas submarinas, cuantificando costos y eficiencia
- Estandarizar la aplicación de TCM para mejor eficiencia, buscando límites técnicos claros y la reducción de costos
- Llevar a cabo estudios teóricos y experimentales para la predicción y control de la formación de hidratos en líneas submarinas de flujo multifásico
- Desarrollar herramientas para localizar y eliminar taponamientos por parafinas e hidratos en las líneas submarinas

Para el primer cuarto del año 2003, más de 80 líneas y tuberías se habían limpiado en la Cuenca de Campos utilizando el TCM. La **Tabla 22** resume las 224 aplicaciones de TCM en la Cuenca de Campos de abril de 1992 a abril de 2001. La disminución del número de operaciones de TCM a solo dos operaciones en 2001 y la disminución de las pérdidas de producción causadas por depósitos de parafina a solo 0.01% de la producción anual bruta en 2002 (de 2.63% en 1994) son evidencias contundentes de los resultados alcanzados en la prevención del depósito de parafinas en la Cuenca de Campos.

**Tabla 22.** Número de aplicaciones de TCM en la Cuenca de Campos

Número de aplicaciones de TCM en la Cuenca de Campos										
Año	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Número de TCM	4	14	24	25	32	37	37	35	15	2
Número de TCM vs TA										
TA	<200		200 a 400		400 a 600		600 a 800		>800	
Número de TCM	16		41		47		79		47	

*Fuente:* Rodrigues et al. (2007)

En 2003 como resultado de 16 años de aprendizaje, las siguientes tecnologías fueron consideradas para prevenir, mitigar y remover depósitos orgánicos e hidratos en los nuevos sistemas submarinos de producción.

1. Colocación de aislamiento térmico en líneas submarinas y risers de producción, para mantener las temperaturas de flujo estacionario 3°C por arriba de la WAT y fuera de la envolvente de formación de hidratos durante toda la vida del campo.
2. Instalación de sistemas para corrida de diablos de limpieza de espuma de media y baja densidad, así como de diablos sólidos de poliuretano.
3. Diseño de las características del umbilical, SSXT y aparejo de producción para permitir la inyección de inhibidores químicos a nivel del SSXT o en el fondo del pozo.
4. Instalación de equipo en el FPS para utilizar TF y realizar intervenciones a risers y líneas de producción.

Desde la elaboración del artículo citado, la tercera fase del programa de aseguramiento de flujo hacia AUP se aproximaba a su fin. El portafolio del programa incluyó los siguientes proyectos de investigación y desarrollo:

1. Desarrollo de diablos de limpieza de varios tamaños.
2. Localización de taponamientos en tuberías y líneas de producción y métodos de remoción.
3. Métodos prácticos y teóricos avanzados para la predicción de depósitos de parafinas.
4. Estudio de la formación de hidratos en sistemas principalmente de aceite, mejorando la comprensión de la cinemática de cristalización en emulsiones y el impacto de la caída de presión en el flujo, así como la influencia de la formación de hidratos en la cristalización de parafinas y viceversa.
5. Comparación de resultados en líneas en las que se corren diablos, líneas con aislamiento y líneas calentadas eléctricamente para sistemas submarinos de producción en AUP.
6. Uso de *pipe in pipe riser* o riser con tubería interna
7. Calentamiento eléctrico de línea de producción y riser.

**Asfaltenos.** Los asfaltenos están compuestos por componentes aromáticos condensados y anillos nafténicos de alto peso molecular. La precipitación tiene lugar debido a la desestabilización de las resinas de malteno, causadas por el contacto con ácidos, desgasificación, esfuerzo de corte en bombas, superficies metálicas cargadas eléctricamente, reducción de temperatura y CO<sub>2</sub>. Los asfaltenos se suavizan con el incremento de temperatura (> 66 C) pero no se funden. La concentración de n-heptano necesaria para iniciar la floculación de asfaltenos (medida en mg/l) ha sido utilizada como el mejor parámetro de correlación para predecir el potencial de precipitación en la Cuenca de Campos. Cuando esta concentración es mayor a 2 mg/l, el crudo es considerado estable. El comienzo de la precipitación de asfaltenos se presume que es de 1 mg/l. Recientemente

en un estudio exhaustivo en el campo Marlim, los análisis de laboratorio revelaron el potencial de precipitación de asfaltenos en un par de pozos. A finales de 2006, la aplicación de tratamientos de xileno bombeado a contrapresión en dos de estos pozos, mostraron incremento en la productividad y evidencias de contenido de asfaltenos en las muestras de fluidos tomadas durante la limpieza.

En resumen, el depósito de parafinas fue un acontecimiento importante que llevo al concepto de aseguramiento de flujo. Esto es considerado por muchos expertos como el factor más importante para el diseño de sistemas submarinos de producción. Las tecnologías preventivas disponibles en la actualidad son capaces de evitar la aparición de parafinas. En caso de depósito de parafinas, los sistemas de producción actuales pueden implementar numerosas técnicas de remediación, como se mostró previamente. El depósito de asfaltenos se enfrentó con tratamientos de solvente en frío.

### ***Historial de Incrustaciones en la Cuenca de Campos***

Como se mencionó previamente, la mayoría de los campos maduros de la Cuenca de Campos se encontraban en la etapa de recuperación secundaria con inyección de agua. Idealmente, la inyección de agua no debería causar efectos perjudiciales, ya sea en el yacimiento o en las instalaciones de producción, incluyendo los pozos. Sin embargo, la inyección de agua, específicamente en pozos submarinos que producen a alto gasto, puede causar muchos problemas, como erosión, corrosión, obstrucciones por finos en los pozos inyectoros, e incrustaciones en los pozos productores. Esta sección se enfoca en las incrustaciones, las cuales son químicos solubles en agua que se precipitan de la solución como respuesta a los cambios en las condiciones de flujo (presión, temperatura, etc.) o a la mezcla de aguas incompatibles. Las incrustaciones pueden presentarse desde la formación hasta las instalaciones de producción en la unidad flotante de proceso. Las incrustaciones más comunes en el campo son las de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ),

sulfato de calcio (yeso) ( $\text{CaSO}_4$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) y estroncio ( $\text{SrSO}_4$ ). Los depósitos de incrustaciones están dentro de los problemas de daño más indeseables. El sulfato de bario ha sido un problema mayor en yacimientos costa afuera con inyección de agua de mar. El sulfato de estroncio es un sustituto común en la red cristalina del sulfato de bario.

El historial de incrustaciones en la Cuenca de Campos puede ilustrarse con un resumen de los casos Namorado y Marlim. El campo Namorado, el primero en enfrentar los problemas de incrustaciones en la Cuenca de Campos, está localizado en un TA de 145 a 175 m. Fue descubierto en 1975 y puesto en producción a través de cuatro pozos con un EPS único en febrero de 1979 (**Figura 159**). El campo tiene una presión promedio de 4,500 psi a 3,000 m, las principales características del yacimiento de arenas turbidíticas bajo saturado son: 15 km<sup>2</sup> de área, profundidad aproximada de 3,000 m, 23% de porosidad, alta permeabilidad (500 md en promedio), aceite de 28° API, con 1.57 cp de viscosidad @ c.y, temperatura de 110 °C @ c.y, presión de saturación de 3,400 psi, 53 m de espesor neto y contacto agua-aceite a 3,100 m. Namorado fue el primer gran campo descubierto en las arenas turbidíticas de la Cuenca de Campos y tiene, entre otros logros, el historial de inyección de agua más antiguo en la cuenca. El EPS, que también incluía cuatro pozos de Garoupa, produjo por cuatro años sin mantenimiento de presión, lo cual provocó la declinación de la presión a 2,800 psi –por debajo de la presión de saturación– generando un casquete de gas secundario. El sistema submarino definitivo, incluyendo la unidad flotante de proceso, fue instalado entre 1983 y 1989, y comprendió 32 pozos productores con terminación seca y tres con terminación submarina, ocho pozos inyectores de agua y uno inyector de gas. La inyección de agua inició en 1984. El pozo típico del campo Namorado produce a un gasto neto de 2,667 BPD con 55% de sedimentos y agua a través de un intervalo disparado de 10 m. La presencia de incrustaciones de bario y estroncio fue detectada en forma temprana con base a los estudios de

la composición química del agua de formación y el agua de mar. A partir de junio de 1988 se obtuvieron evidencias de incrustaciones en el aparejo de producción en pozos que presentaron una producción de agua de 20% compuesta al menos 5% por agua de mar. En octubre de 1988, mediante registros de rayos gamma, se observaron numerosas lecturas anómalas y una muestra recolectada en fondo de pozo reveló una composición con sulfato de bario y estroncio y una pequeña cantidad de radio. Desde entonces, se ha verificado la existencia de incrustaciones con alta dureza que a veces obstruyen completamente el aparejo de producción, lo que provoca una reducción del gasto, y se detectan al revisar el diámetro del aparejo, así como al encontrar resistencia al correr registros de producción.

La principal acción de mitigación en el campo Namorado fue la inyección forzada de inhibidor en el yacimiento, una técnica que inicio en 1989. El inhibidor de incrustaciones es también inyectado en el SSXT para prevenir el depósito de incrustaciones en la instalación de producción. La tecnología en inhibidores de incrustación aplicada en el campo Namorado evolucionó de tratamientos de inyección forzada de ácido poliacrílico a tratamientos de inyección forzada de ácido fosfínico policarboxílico. El inhibidor se precipita en la matriz de la roca con la asistencia de una base de carbonato de calcio. Durante la producción del pozo, el carbonato de calcio es producido junto con el inhibidor. Sin embargo, con esta técnica, la fijación del inhibidor en el yacimiento depende del grado de mezcla de los distintos fluidos (inhibidor y base de carbonato de calcio) inyectados en el pozo. Han existido casos donde la eficiencia de la inhibición es muy baja e incluso se ha identificado daño a la formación relacionado a esta técnica. Otras medidas de mitigación incluyen colocar la tubería de producción lejos de la parte superior de los intervalos disparados, el uso de niple campana en la cola del empacador, incluyendo un tramo de

tubería de producción con agujeros, y el uso de recubrimiento (actualmente epoxi) dentro de la cola del aparejo de producción y del empacador de producción.

Las técnicas comunes de remediación comprenden disparar en la tubería de producción, cuando solo la cola esta tapada, y remplazar la tubería de producción en casos más severos. De 2001 a 2005 hubo cerca de seis inyecciones forzadas de inhibidor de incrustaciones y ocho cambios de tubería de producción por año. Cabe mencionar que el número de inyecciones forzadas de inhibidor es menor que el ideal, ya que existen muchas dificultades para llevar a cabo este tratamiento. Los retos más importantes se deben a cuestiones logísticas y baja efectividad debido al depósito de arena y bario en el fondo del pozo. Algunas operaciones mecánicas de remoción se llevaron a cabo sin resultados económicamente atractivos. Estas técnicas también presentan el problema de manejo de materiales naturalmente radioactivos en la instalación de producción, ya que las incrustaciones contienen pequeñas cantidades de isótopos radioactivos en su estructura.

El campo Marlim, localizado en la parte noreste de la Cuenca de Campos, cerca de 110 km costa afuera del estado de Rio de Janeiro, fue descubierto en enero de 1985. El campo abarca un área de aproximadamente 145 km<sup>2</sup>, en tirantes de agua que van desde los 600 hasta los 1,100 m. La calidad del yacimiento de areniscas del Oligoceno es excelente. Análisis de núcleos de varios pozos indican una permeabilidad promedio de 2,000 md, porosidad promedio de 30% y arenisca altamente frágil. La estrategia de desarrollo del yacimiento de Marlim está basada en la inyección de agua como fuente de mantenimiento de la presión. En el 2007, nueve FPS estaban conectadas a 129 pozos submarinos en operación (83 productores y 46 inyectoras de agua), incluyendo 36 pozos horizontales. La producción total alcanzó su pico de 650,000 BPD en 2002, superando todos los pronósticos de producción realizados con anterioridad. En 2007, la producción de aceite del campo Marlim es de 450,000 BPD, la cual se mantenía al inyectar 760,000 BPD de agua de mar.

El factor de recuperación correspondía a 22.9%. La producción de agua era de 217,150 BPD (corte de agua de 33%) y RGA igual a la Rs,  $83 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . La inyección de agua se realizaba en la base de los disparos ubicados en el contacto agua aceite, y la producción estaba concentrada en las partes superiores del yacimiento, para retrasar el avance del agua.

El perfil de bajas temperaturas en AP favorece el depósito de incrustaciones. El pronóstico de incrustaciones en el campo Marlim se confirmó en septiembre de 2002, cuando cedazos de arena removidos de una terminación instalada nueve años antes, mostraron un alto grado de obstrucción por incrustaciones. (**Figura 163**). La incrustación estaba compuesta por 57% de  $\text{BaSO}_4$ , 25% de  $\text{SrSO}_4$ , 7.7% de  $\text{CaCO}_3$  y 10.3% de otros. Se realizaron operaciones de re-disparos y *frac-packing* para restaurar la producción del pozo, la cual se incrementó de 3,000 a 4,500 BPD. Esta intervención representó un cambio radical que modificó los programas de intervención de pozos del campo Marlim. Las incrustaciones eran un problema real que estaba afectando la producción de aceite y amenazando el potencial del campo. Para enfrentar este reto, la BSOO implementó un programa de investigación y desarrollo.

Para la adquisición de datos para este programa, se escogió un pozo típico para intervenir. Este pozo, terminado con un *Internal Casing Gravel Pack* o ICGP (Empaque Interno de Grava de TR Ranurada) y bajo la influencia de tres pozos inyectoros de agua, mostró una disminución gradual del gasto después del avance del agua.

**Figura 163.** Incrustaciones de bario y estroncio en cedazos de arena



*Fuente:* Rodrigues et al. (2007)

La intervención se llevó a cabo a inicios del 2002, proporcionando la siguiente información y conclusiones:

- Altas lecturas de rayos gamma y la ausencia de bario en el agua producida evidenciaron la ocurrencia de incrustaciones.
- El incremento de aceite (1,500 BPD) y cambios en las lecturas de rayos gamma después de la remoción de incrustaciones revelaron que la mayoría de las incrustaciones habían sido removidas.
- La divergencia del tratamiento representó un problema, tal y como se reveló en las lecturas de rayos gamma.
- Los futuros tratamientos deben utilizar productos con base de potasio.
- El volumen del tratamiento debe proveer un radio de invasión de un metro.
- Se debe adoptar un enfoque preventivo.

En 2002, el primer tratamiento de remoción de incrustaciones fue realizado en un pozo submarino en la Cuenca de Campos. En 2004, después de 52 tratamientos de incrustaciones, incluyendo intervención a cinco pozos horizontales, fue posible estructurar un nuevo proyecto de gestión de incrustaciones. Entre otros aspectos importantes, este proyecto se enfocaba en:

1. Conformar el programa para estudiar las incrustaciones, lo que permitió guiar el proceso de diagnóstico, evaluación de riesgo e intervención a los pozos faltantes
2. Mejorar procedimientos de monitoreo del agua producida
3. Mejorar procedimientos de tratamientos de incrustaciones
4. Seleccionar las composiciones químicas para la prevención y remediación de incrustaciones
5. Mejorar métodos para colocación de tratamientos
6. Determinar la compatibilidad química entre fluidos de tratamiento, las instalaciones del FPS, líneas y pozos
7. Mejorar el modelado de incrustaciones, incluyendo la precipitación

En 2006, después de 67 tratamientos de inyección forzada efectuados a partir del 2002, un estudio, incluyendo una intervención en un pozo horizontal para adquisición de datos, concluyó que, mientras en pozos verticales/desviados terminados con control de arena, las incrustaciones ocurren solo en los cedazos, en pozos horizontales, las incrustaciones fueron encontradas tanto en cedazos como en el aparejo de producción. El depósito de incrustaciones en el aparejo de producción (disminución del diámetro interior) es la razón principal de la baja de producción en pozos horizontales. Los resultados de registros de producción mostraron la importancia del control de la divergencia para mejorar el tratamiento de remoción de incrustaciones en pozos horizontales. Se obtuvieron evidencias de depósito de asfaltenos, taponamiento del empaque de grava por

migración de finos y de comunicación hidráulica entre el aparejo y la TR, además del depósito de incrustaciones en un par de pozos. Esto ha reafirmado la importancia de la identificación del daño y la adecuada selección del tratamiento en la Cuenca de Campos.

Las lecciones aprendidas en los campos de aguas someras y en las fases iniciales de los campos en AP, asociadas al incremento de costos y la complejidad de la remoción de incrustaciones en AP y AUP, llevaron a la BSOO a adoptar un enfoque proactivo, incorporando la evaluación de incrustaciones en el diseño de ingeniería básica y conceptual o FEED. Así entonces, se han evaluado varias alternativas, como la utilización de una planta de reducción de sulfato, combinar la desulfatación con tratamientos de inyección forzada, y la búsqueda de fuentes alternativas de salmuera de inyección, la desulfatación del agua de mar utilizando membranas de nanofiltración que remuevan los iones sulfato, por ejemplo, ha sido la alternativa ganadora en varios proyectos de AP y AUP en Brasil.

Resumiendo el historial de incrustaciones en la Cuenca de Campos:

1. La presencia de incrustaciones de bario y estroncio en la Cuenca de Campos comenzó en 1988 en el campo Namorado, dando lugar a un gran esfuerzo en investigación y desarrollo, el cual proporcionó las tecnologías para enfrentar este problema en el escenario de aguas someras, plataformas fijas y XT secos.
2. Las incrustaciones de bario y estroncio surgieron en los campos en AP en el 2001 trayendo consigo nuevos retos que dieron lugar a un nuevo programa de investigación y desarrollo para proveer soluciones de remediación en el sistema de producción existente y soluciones proactivas para los sistemas a instalar.
3. Se requieren mejoras en tratamientos preventivos y correctivos, principalmente en las técnicas de transporte y colocación en el fondo del pozo.

4. La desulfatación del agua de mar utilizando membranas de nanofiltración se implementó en varios campos nuevos en AP y AUP en la Cuenca de Campos.

### ***Historial de Daño Inducido por Control de Arena en la Cuenca de Campos***

La mayoría de los yacimientos de aceite y gas en la Cuenca de Campos son turbiditas no consolidadas que corresponden al Terciario y al Cretácico Superior, las cuales requieren de un método de control de arena, ya sea para maximizar la producción sin arena o para asegurar la inyección de agua. Las principales fuentes de daño en los sistemas de control de arena son la incorrecta ubicación del empaque de grava, daño por geles sin romper o partículas de la formación, invasión de materiales del fluido de control, residuos de resinas y polímeros, tamaño inadecuado de grava o tamaño inadecuado de las ranuras del cedazo, lo cual conlleva a invasión del empaque de grava por la formación de finos o bloqueo del cedazo por finos durante la producción.

A continuación, se presenta una lista de acontecimientos relacionados a los métodos de control de arena y el daño asociado en la Cuenca de Campos:

1. El primer pozo terminado en la Cuenca de Campos, el 3-EN-01-RJS1, incluyó una terminación sencilla en una arenisca turbidítica sin sistema de control de arena. Esto establecería el primer récord mundial brasileño de una terminación a 120 m de profundidad. Además de producir más de 35 MMBBL de aceite hasta febrero de 1998, el comportamiento de este pozo impuso el límite de contenido de arena, el cual se utilizaría por muchos años en otros pozos para decidir si requerían de control de arena o no. Lo anterior, del hecho de que el EN-01 produjo por mucho tiempo con un contenido de arena cerca del 0.01% sin que se reportara algún problema de producción que no se pudiera manejar.

2. El primer pozo submarino terminado en la Cuenca de Campos en marzo de 1979 estableció el segundo récord mundial brasileño a 189 m de profundidad. Esta terminación incluía el primer ICGP desde una MODU en el mundo, iniciando la historia del control de arena en pozos submarinos en la Cuenca de Campos.
3. En 1989, una nueva metodología para evaluar el empaque de grava fue presentada. Esta metodología se basaba en la caída de presión adicional causada por la instalación del mismo empaque para producir a un gasto de 6,000 bpd. Para calcular la caída de presión adicional causada por la instalación del empaque de manera precisa, los pozos eran puestos a producir antes y después de la instalación del empaque de grava. Esta metodología fue introducida debido a que el cálculo del IP, después de la instalación del empaque de grava, condujo en un gran número de pozos a una incorrecta evaluación de la calidad de los empaques de grava. Para este momento, el daño por empaque de grava se había convertido en un gran problema en la Cuenca de Campos. La posibilidad de altas pérdidas de producción debido a los empaques de grava en los pozos de AP que se iban a perforar era una gran preocupación.
4. En 1990 los indicadores de calidad del empaque de grava fueron introducidos, enfocándose en la eficiencia de control de arena, la caída de presión adicional causada por la instalación del empaque, costos y salud, seguridad y ambiente.

5. En enero de 1992 se terminó el primer pozo en el campo Marlim con un ICGP. Se utilizaron tres juntas de cedazos a 8 m de un *liner* de 7" disparado. La técnica de colocación fue el *slurry pack*. Las herramientas de empacamiento de grava disponibles en Brasil en ese momento obligaron a un límite de longitud de intervalo disparado de aproximadamente 10 m, que generalmente provocaba pseudodaño por penetración parcial.
6. En octubre de 1993 se introdujo un nuevo método de evaluación del empaque de grava, el cual no requería poner en producción el pozo previo a la instalación. Este método es adecuado para pozos sin daño antes de la instalación. Se aplicó en 16 pozos del campo Marlim, lo cual presentó una caída de presión adicional causada por la instalación del empaque de media a alta.
7. En enero de 1995 el primer pozo horizontal en areniscas no consolidadas se perforó en la Cuenca de Campos. Este pozo de inyección de agua de mar se terminó con cedazos pre-empacados independientes de 3 ½" en agujero descubierto de 6 ½", perforado con salmuera.
8. En 1996 el primer pozo horizontal productor de aceite en arenisca no consolidada fue perforado en la Cuenca de Campos. Este pozo se terminó de igual manera con cedazos pre-empacados independientes, los cuales experimentaron falla inmediata.

9. En septiembre de 1996 se realizó un estudio con información de 24 pruebas de pozo del campo Albacora. El objetivo era calcular y tratar de separar los componentes del daño total, i.e, el daño por empaque de grava y el pseudodaño. 14 pozos fueron terminados con empaque de grava y siete fluyeron en pruebas de formación antes y después de la instalación del empaque de grava. El DR en los 14 pozos antes de la instalación del empaque de grava varió de 0.5 a 1.0, sin considerar el efecto por penetración parcial. El DR total vario de 0.5 a 3.0 y el IP varió de 17.2 (m<sup>3</sup>/d) (kgf/cm<sup>2</sup>) a 109.8 (m<sup>3</sup>/d) (kgf/cm<sup>2</sup>), con un valor promedio de 61.4 (m<sup>3</sup>/d) (kgf/cm<sup>2</sup>). La DR provocada por la instalación del empaque de grava fue de 1.7 a 14.0, con un valor promedio de 4.7 (m<sup>3</sup>/d) (kgf/cm<sup>2</sup>). El IP después del empaque de grava varió de 2.0 (m<sup>3</sup>/d) (kgf/cm<sup>2</sup>) a 26.7 (m<sup>3</sup>/d) (kgf/cm<sup>2</sup>) con un valor promedio de 10.5 (m<sup>3</sup>/d) (kgf/cm<sup>2</sup>). La caída de presión adicional causada por la instalación del empaque de grava varió de 352 psi a 2,298 psi, con un valor promedio de 1,177 psi. Solo dos pozos con empaque de grava mostraron valores aceptables de caída de presión adicional (< 300 psi). Los otros pozos fueron tratados con ácido con buenos resultados.
10. En abril de 1996 el primer frack-pack fue instalado en la Cuenca de Campos en el campo Marlim. Esto representó una evolución importante para la prevención del daño en la Cuenca de Campos. Un estudio presentado tres años después, reveló que mientras la caída de presión adicional promedio en los pozos con empaque de grava fue de 1,231 psi, el valor promedio para pozos con frack-pack fue de 496 psi.
11. En 1998 se instaló el primer *Open Hole Gravel Pack* u OHGP (Empaque de Grava en Agujero Descubierta) en la Cuenca de Campos, en un pozo de Marlim.

12. En agosto de 1998 se perforó el primer pozo multilateral en la Cuenca de Campos. Estas dos ramas inyectoras de agua se terminaron con cedazos estándar para control de arena.
13. En octubre de 1998 el primer frack-pack dual de la Cuenca de Campos fue instalado en un pozo del campo Roncador. Este pozo establecería el noveno récord de terminación en aguas profundas de Brasil a una profundidad de 1,853 m.
14. En enero de 2000 se implementó el primer frack-pack triple en la Cuenca de Campos, también en Roncador en un TA de 1,853 m.
15. En octubre de 2000 el primer cedazo expandible se implementó en la Cuenca de Campos, en un pozo inyector de agua.
16. En 2002, se presentó un artículo de lecciones aprendidas de 100 frack-packs en la Cuenca de Campos con enfoque en los procedimientos utilizados y los resultados alcanzados.
17. En 2006 el número de OHGP instalados en pozos horizontales en la Cuenca de Campos alcanzó los 200.

Las terminaciones de los pozos de inyección de agua en la Cuenca de Campos, incluyendo los pozos en los campos de AP, no incluían sistemas de control de arena. Para mitigar golpes de ariete causados por cierre de pozos, se incluían válvulas de tormenta. Sin embargo, estas terminaciones mostraron casos de pérdidas totales y repentinas de inyección y de colapso de agujero debido a la producción de arena. Estas fallas llevaron a una nueva estrategia de instalación de frack-pack en pozos verticales y desviados y OHGP o cedazos estándar (incluyendo expandibles) en pozos horizontales.

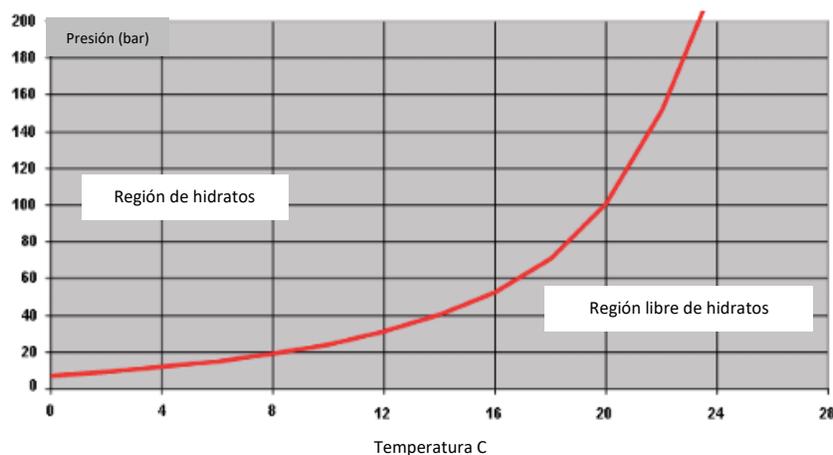
Resumiendo el historial de daño inducido por control de arena en la Cuenca de Campos:

1. En los años ochenta e inicios de los noventa, el método de control de arena en pozos verticales y desviados era el ICGP. La decisión de instalar un sistema de control de arena o no, estaba basada en el contenido de arena medido en los periodos de flujo de las pruebas de pozo. La cuantificación del daño inducido por la instalación del sistema de control de arena era un problema, llevando al desarrollo de métodos específicos para eso.
2. A partir de 1996, la técnica de OHGP reemplazó la de ICGP en pozos verticales y desviados y se convirtió en el método estándar para estos pozos debido a mejores resultados en cuanto a daño inducido.
3. Desde 1998, la técnica OHGP se convirtió en el método estándar para pozos horizontales.
4. La reducción de daño inducido fue la motivación para la evolución de los sistemas de control de arena, una vez que todos fueron efectivos para controlarla.
5. El daño por migración de finos y el deterioro son dos grandes problemas actuales relacionados con los sistemas de control de arena en la Cuenca de Campos.
6. Nuevos escenarios como yacimientos geológicamente complejos, pozos de aguas más profundas con bajo gradiente de fractura y pozos horizontales de alcance extendido en campos submarinos de aceite pesado, representaron un reto en cuanto a control de arena en la Cuenca de Campos en el momento de la redacción de este artículo.

### *Formación de Hidratos en Pozos de Aguas Profundas y Ultraprofundas en la Cuenca de Campos*

Los hidratos de gas natural son estructuras sólidas compuestas por agua y gas. Dependiendo de las condiciones termodinámicas, las moléculas de agua pueden entrapar moléculas de gas formando hielos. A inicios de 1990, la preocupación de la formación y bloqueo por hidratos en Brasil se limitaba a tuberías de gas. Aunque los ingenieros de producción habían advertido sobre el riesgo de formación de hidratos en pozos de aguas profundas, este fenómeno se volvió real en abril de 1994. El pozo que rompió el récord mundial de profundidad de agua, el 3-MRL-4-RJS, en un TA de 1,027 m, no fluyó en el primer intento durante el comisionamiento. La razón fue: bloqueo por hidratos de gas en el aparejo de producción y SSXT. La despresurización e inyección de metanol resolvieron el problema. Desde entonces, conforme el desarrollo de campos avanzó hacia aguas cada vez más profundas, asociadas a baja temperatura, alta presión y perfil BS&W en aumento, la formación y bloqueo de hidratos se convirtió en el fenómeno de daño más importante en la Cuenca de Campos.

En el entorno de la Cuenca de Campos, los hidratos se formaron en tirantes de agua mayores a 300 m con temperaturas cercanas a 13°C, incluso con pequeñas cantidades de agua y gas. En tirantes de agua de 500 m la temperatura del fondo marino alcanza 8.5°C y de 1,000 m a 2,000 m varía de 3.5°C a 4.5°C. La envolvente de formación de hidratos (ver ejemplo en la **Figura 164**) se construye para cada campo de la cuenca con base en simulaciones.

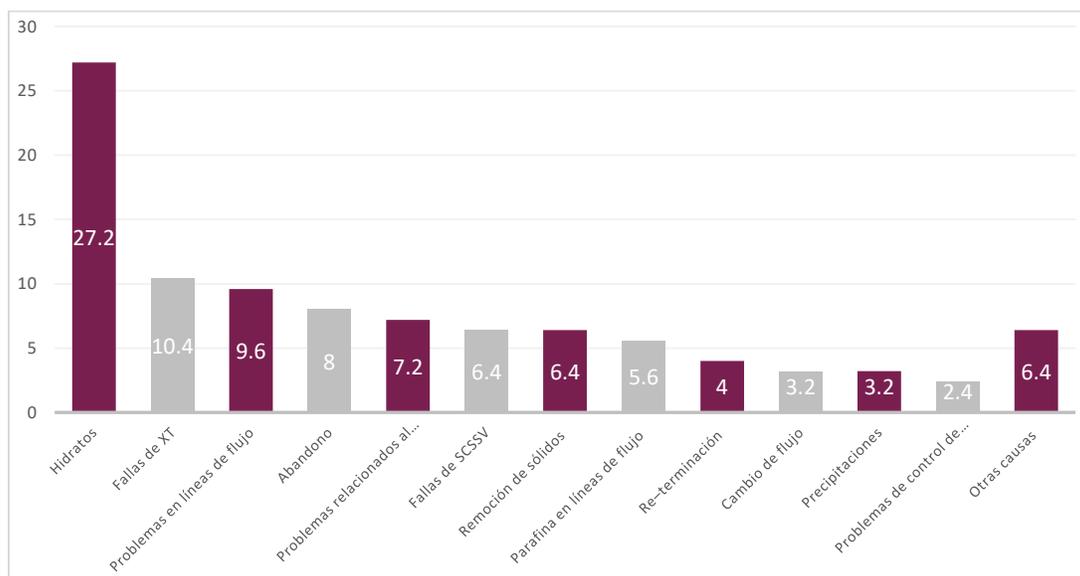
**Figura 164.** Curva de formación de hidratos de un campo de aguas profundas en la Cuenca de Campos

Fuente: Rodrigues et al. (2007)

Los bloqueos por hidratos usualmente ocurren durante operaciones de cierre y rearranque, terminación e intervención de pozos. Analizando el historial de hidratos de un campo típico en AP de la Cuenca de Campos, se observó que la mayoría de los sucesos se daban de manera simultánea en el SSXT y en las líneas de producción. También ocurrieron en las líneas de control de la SCSSV, tapón corona del SSXT y tubería de producción. En marzo de 2001, el primer suceso de formación de hidratos durante la perforación fue reportado en un pozo de AP en la Cuenca de Espirito Santo, cerca de la Cuenca de Campos. La formación de hidratos se debió principalmente a influjos de gas por el fenómeno de fractura por expansión y contracción de la formación.

Los bloqueos o taponamientos por hidratos provocan pérdidas de producción, y pueden requerir de costosas intervenciones, incluso comprometer la seguridad del sistema de producción y el ambiente. Lo anterior debido a que el bloqueo por hidratos puede ocurrir en las válvulas del SSXT y en las líneas de control de la SCSSV. Para evidenciar el problema de los hidratos en la Cuenca de Campos, 27.2% de las intervenciones en un campo típico de AP en el periodo de 1991-2006 resultaron de bloqueos por hidratos (**Figura 165**).

Figura 165. Número de intervenciones por origen (1991 a 2006)



Fuente: Rodrigues et al. (2007)

Cabe destacar que la experiencia en la Cuenca de Campos reveló la importancia del surfactante natural en la composición del aceite crudo, el cual estabiliza las emulsiones de agua en aceite, evitando el bloqueo por hidratos de varias líneas de producción con flujo multifásico. La estabilización de la emulsión evita el bloqueo por hidratos incluso durante cierres y operaciones de re arranque. La formación y bloqueo por hidratos pudo haber sido un factor muy importante para el cierre de pozos en la Cuenca de Campos si los aceites no tuvieran estos surfactantes naturales.

La estrategia de la BSOO para enfrentar el problema de los hidratos fue similar a la utilizada para resolver los problemas generados por depósito de parafinas en el campo Albacora. La compañía realizó fuertes inversiones en investigación y desarrollo de métodos para predecir, prevenir y controlar la formación de hidratos en los entornos cada vez más difíciles de la Cuenca de Campos. Desde 1994 hasta 2002 se tomaron diversas acciones para prevenir la ocurrencia de

hidratos, incluyendo cursos de entrenamiento básico para personal operativo e implementación de procedimientos estándar.

Estos esfuerzos resultaron en una mejora muy importante, pero los problemas de hidratos aún persistían, impactando de gran manera en la producción y el incremento de la demanda de las plataformas para intervenir pozos. En enero de 2003 se creó un equipo de trabajo con el fin de promover una iniciativa de cambio que pudiera erradicar los problemas de hidratos en la Cuenca de Campos. El análisis reveló que los problemas recurrentes residían en las numerosas interfaces de los complejos SPS. Se desarrolló un programa de entrenamiento multidisciplinario, que relacionó personal de todas las áreas, incluidas yacimientos, aseguramiento de flujo, perforación y terminación, producción, equipo submarino y embarcaciones, todos involucrados en la planeación, mantenimiento y control de los SPS. De 2003 a 2006 este programa se aplicó a 12 grupos, entrenando cerca de 500 personas. Aunque se evalúa como una muy buena acción para hacer frente a varios problemas como fallas de SCSSV, PDG de presión y *Temperature Pressure Transmitters* o TPT (Transmisores de Presión y Temperatura), no fue suficiente para erradicar la ocurrencia de hidratos. Un análisis mostró que la falta de atención al detalle en la planeación de las operaciones y programa de seguimiento y falta de buenas prácticas, son las principales causas de los problemas actuales de hidratos.

Las siguientes técnicas pueden aplicarse para la prevención y remediación de bloqueo por hidratos.

1. Colocación de aislamiento térmico de las líneas submarinas y riser de producción, manteniendo las temperaturas de flujo estacionario fuera de la envolvente de formación de hidratos durante toda la vida del campo.
2. Calentamiento eléctrico de líneas de flujo y risers.
3. Diseño de FPS, umbilical, SSXT y aparejo de producción para permitir la inyección de inhibidores químicos a nivel del SSXT y fondo de pozo.
4. Diseño y ejecución de intervenciones con TF.
5. Deshidratación de gas mediante unidades de regeneración de glicol para la prevención de hidratos en las líneas de gas.
6. Diseño y construcción de instalaciones para la completa despresurización corriente abajo dentro de 2 horas después del cierre.
7. Diseño y construcción de instalaciones para el remplazo de fluidos en las líneas de producción por diésel u otro fluido adecuado antes de restablecer la producción.
8. Inyección de metanol y MEG para prevención y remediación de hidratos de gas.

En resumen, el bloqueo por hidratos en la Cuenca de Campos fue la principal causa de intervención a pozos en campos de AP y AUP (**Figura 165**). Es un fenómeno bien conocido con técnicas probadas para su predicción, prevención y remediación. Las razones de su recurrencia se deben en mayor medida a falta de atención al detalle en la planeación de operaciones y programa de seguimiento, así como falta de buenas prácticas operativas.

### ***Historial de Daño en Pozos Inyectores de Agua en la Cuenca de Campos***

La inyección de agua como método de recuperación secundaria se asocia con varios problemas como el taponamiento inducido por partículas, corrosión y erosión. El taponamiento inducido por partículas ocurre en la vecindad del pozo, bloqueando los poros de la formación, taponando disparos y llenando fracturas naturales o hidráulicas. Las partículas inducidas pueden estar conformadas por una variedad de materiales. El daño a la formación en pozos de inyección de agua ha sido un problema en la Cuenca de Campos desde finales de los años ochenta en el campo Namorado. Se implementaron acidificaciones matriciales y limpieza de disparos para restaurar la inyectividad. Como el campo Marlim presentó el mismo problema, una intervención, incluida la adquisición de datos para la identificación del daño, fue realizada en un pozo submarino inyector en el primer cuarto de 1999.

El programa de intervención consistía en lo siguiente:

1. Revisar el diámetro interno del aparejo de inyección y tomar muestras de sedimentos en fondo.
2. Llevar a cabo la primera prueba de inyectividad y *fall-off*.
3. Tomar muestras del agua de inyección en la parte superior, SSXT y a nivel del intervalo disparado.
4. Correr registro de imagen de corrosión ultrasónico.
5. Correr registro de producción para verificar el perfil de inyectividad a lo largo del intervalo disparado.
6. Recuperar muestras de fluidos de fondo de pozo y sólidos.
7. Reconocer profundidad de fondo del pozo y realizar una segunda prueba de inyectividad y *fall-off*

8. Realizar un nuevo flujo de retorno con una gran diferencial de presión y tomar muestras con desarenador y por circulación inversa.
9. Recuperar aparejo de inyección a superficie, inspeccionarlo cuidadosamente y tomar muestras para análisis de laboratorio.
10. Llevar a cabo la tercera prueba de inyectividad y fall-off.
11. Disparar un intervalo adicional (2,722.2-2,764.0 m) incrementando la longitud del intervalo disparado.
12. Correr registro de producción para verificar el perfil de inyectividad a lo largo del intervalo disparado.
13. Llevar a cabo la cuarta prueba de inyectividad y fall-off.
14. Terminar el pozo para inyección con agua de mar.
15. Reiniciar inyección de agua de mar

Las principales conclusiones de la intervención y el análisis de laboratorio fueron las siguientes:

1. La reducción de inyectividad (70% después de 38 meses de inyección) fue causada exclusivamente por la obstrucción de los poros de la roca cerca del agujero, frente al intervalo disparado.
2. Se identificaron subproductos de bacterias en algunos fragmentos de roca de la formación, removidos por el segundo flujo de retorno
3. El uso de flujo de retorno fue un método eficiente para remover el daño en la formación y en el intervalo disparado. Sin embargo, fue necesario adaptar la plataforma, lo cual resulto ser muy costoso.
4. La eficiencia de la remoción del daño indicó que el daño no era profundo.

5. La muestra de agua recolectada reveló degradación de la calidad, de arriba hacia al subsuelo.
6. Había pérdida de material en el aparejo de inyección debido a corrosión por oxígeno; esto era más notorio en la parte superior de la tubería, disminuyendo hacia la parte inferior.
7. El material producido por la corrosión fue acarreado por el agua de inyección hasta los disparos.
8. Los disparos adicionales contribuyeron al incremento del índice de inyectividad.
9. No se detectó arena en el liner o en el aparejo.

Estas conclusiones son representativas para todos los pozos inyectores de agua de mar de la Cuenca de Campos. Respecto a los tratamientos para restaurar la inyectividad, ya que el flujo de retorno no es eficiente en pozos submarinos y los tratamientos ácidos a través de intervención desde plataforma son muy costosos, la BSOO invirtió en operación remota. En abril de 2000 la primera operación remota se llevó a cabo desde una plataforma fija de producción de manera exitosa. En diciembre de 2001 la primera operación remota de tratamiento ácido desde una plataforma semi-sumergible en un pozo submarino inyector de agua se llevó a cabo en el campo Marlim. Estos tratamientos presentaron buenos resultados. Sin embargo, existieron limitaciones como divergencia en pozos horizontales y corrosión en líneas de flujo. En cuanto a prevención, la calidad del agua de mar inyectada es controlada utilizando un indicador basado en contenido de sólidos, contenido de aceite y grasa, número de partículas con tamaño mayor a 5 micras/ml, gas disuelto ( $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $S_2$ ) y la presencia de bacterias. La calidad de cada pozo inyector es controlada por el índice de inyectividad, lo cual lleva a las mismas conclusiones del gráfico de Hall ( $\Sigma \Delta P \times$  gasto).

Resumiendo, el daño inducido en pozos inyectoros de agua de mar continúa siendo un problema en la Cuenca de Campos.

### ***Otros Mecanismos de Daño y Problemas de Producción en la Cuenca de Campos***

Esta sección aborda diversos problemas menores, centrándose especialmente en la migración de finos y el *souring*. Las partículas de roca del yacimiento pueden desprenderse y migrar a través del medio poroso. Cuando estas partículas pasan por las gargantas de los poros en la región cercana al pozo, pueden restringir la productividad, lo que se conoce como daño por migración de finos.

Los finos más comunes son las arcillas (con tamaño menor a 4  $\mu\text{m}$ ) y los limos (con tamaño de 4 a 64  $\mu\text{m}$ ). Entre las arcillas problemáticas se encuentran las arcillas *autígenas*, los cementos arcillosos expuestos y los detritos de arcilla en los límites de los poros. Las arcillas autígenas que se acumulan en las gargantas de poro, ya sea como relleno o recubrimiento, están especialmente expuestas al contacto con los fluidos. La mayoría de los detritos de arcilla no se exponen a volúmenes suficientes de fluidos reactivos para causar problemas significativos. Sin embargo, los cementos arcillosos o aglutinantes, al entrar en contacto directo con fluidos (como ácidos), pueden reaccionar y disgregar la formación. Para evaluar el potencial de daño de las arcillas, se requieren análisis como el de Rayos X dispersivos, microscopía electrónica de barrido (SEM), espectrometría dispersiva (EDS), análisis de láminas delgadas y pruebas de flujo en núcleos. Las arcillas potencialmente dañinas incluyen la caolinita, la esmectita, la ilita y la clorita. Las evidencias de migración de finos pueden ser el contenido de arcillas autígenas, la reducción esporádica del gasto, resultados variables en las pruebas de gasto y la presencia de finos en los fluidos producidos. Los tratamientos posibles incluyen el control de arcillas para prevenir la

migración y el uso de ácidos retardados para su eliminación. En casos extremos, puede ser necesario limitar el gasto o realizar tratamientos de fracturamiento.

Aunque la migración de finos no ha representado un gran problema en la Cuenca de Campos, ha existido preocupación por la posibilidad de que estos finos obstruyan los cedazos de control de arena. Este problema se ha observado en Marlim, donde la presencia de minerales de caolinita en los poros y el aumento en el corte de agua han agravado la retención de finos en los cedazos del empaque de grava y del frac-pack. En diciembre de 2006, se investigaban diez casos de posible daño por migración de finos en el campo Marlim. Un artículo sobre tratamientos de inhibición de incrustaciones en dos campos de aguas profundas de la Cuenca de Campos también mencionó el riesgo de taponamiento por finos en cedazos preempacados subdimensionados. Sin embargo, hasta la fecha del presente estudio, la magnitud real del daño por migración de finos en la Cuenca de Campos aún no se había verificado.

El souring surgió como un problema inesperado en la Cuenca de Campos a finales de 2002. Las primeras evidencias de souring se detectaron en el sistema de compresión de gas de un FPS. En mayo de 2003, un análisis detallado mostró que el contenido de H<sub>2</sub>S había aumentado de 40 ppm a 200 ppm en tres pozos. Se realizó una intervención en uno de estos pozos para recolectar datos, y los resultados revelaron corrosión solo en la tubería de producción, mientras que la integridad de la TR/liner de explotación y del SSXT se mantenía intacta. La BSOO lanzó un programa de investigación y desarrollo para crear un modelo de generación de souring, con el objetivo de entender sus causas y proporcionar métodos de prevención y remediación. El origen más probable del souring en la Cuenca de Campos es biogénico, debido a la baja temperatura del yacimiento (30°C en los pozos inyectoros y 70°C en los pozos productores), la presencia de sulfato en el agua de inyección, la abundancia de nutrientes y la presencia de bacterias. Existen evidencias

contundentes de que los eventos de souring no se han extendido por todo el campo. El método principal de remediación en los pozos con alto contenido de H<sub>2</sub>S ha sido la circulación de secuestrante de H<sub>2</sub>S en las líneas de BN y en el anular del aparejo de producción, además de la inyección forzada de nitrito en el yacimiento.

A continuación, se resaltan las conclusiones más importantes del artículo:

1. Los daños más importantes corresponden a: depósitos orgánicos, incrustaciones de sulfato de bario y estroncio, daño inducido por control de arena y formación y bloqueo por hidratos.
2. Existe una relación entre el TA y el inicio o incremento de ciertos daños, como depósitos orgánicos, incrustaciones y la formación y bloqueo por hidratos.
3. El futuro apunta a:
  - a. Escenarios más desafiantes, como AUP, aceite extrapesado y yacimientos de gas de baja permeabilidad.
  - b. Problemas ya conocidos, agravados por aguas aún más profundas y los efectos típicos de la maduración de los yacimientos.
  - c. Nuevos problemas, como el incremento en las acidificaciones a la matriz y la necesidad de instalar terminaciones inteligentes en ambientes con fuerte presencia de incrustaciones.
4. Los diferentes tipos de daño han sido uno de los de los impulsores más importantes del desarrollo tecnológico de la Cuenca de Campos y existe gran potencial de incremento del FR a través de la evolución tecnológica y los avances en la disciplina de evaluación del daño.

## Conclusiones

El sector de AP y AUP ha tenido el mayor índice de crecimiento de producción por año comparado con otros recursos petroleros y se espera que para 2030 represente el 8% de la producción mundial, lo cual evidencia la importancia del sector para la industria petrolera. Aunque en México el sector no ha experimentado un crecimiento importante, se espera que el desarrollo de Trion y Lakach continúen sentando las bases del desarrollo de campos en aguas profundas del país.

Para alcanzar el máximo beneficio económico de los proyectos de desarrollo de campos en AP y AUP, la filosofía de terminación debe garantizar el menor número de intervenciones posibles, mientras que la filosofía de intervención debe garantizar la restauración de la integridad de los pozos y/o el incremento o mantenimiento de la producción minimizando el NPT, los costos y el impacto ambiental. La filosofía de intervención debe elaborarse desde las etapas tempranas de diseño del SPS y no debe limitar la selección de los sistemas de intervención.

La intervención es una herramienta clave para hacer frente a un mundo que demanda cada vez más energía y que está comprometido a alcanzar el escenario de cero emisiones de carbono. La intervención proactiva ha probado su valor al incrementar la producción con una menor huella de carbono en comparación con la perforación de nuevos pozos. Dentro del sector de la intervención a pozos submarinos, la RLWI se ha convertido en una pieza clave para lograr el incremento de la producción de manera sostenible, pues en comparación con los métodos de intervención mediana y pesada, se calcula un 80% menos de emisiones de CO<sub>2</sub> y a veces más del 50% de reducción de costos al llevar a cabo las operaciones con una embarcación de intervención ligera en vez de una MODU. Por lo que en los últimos años el sector se ha enfocado en la mejora y desarrollo de las tecnologías RLWI, pues la mayor parte del trabajo de intervención corresponde

a la categoría ligera/ mediana: registros de producción y estimulaciones. El sector busca enfrentar retos actuales de la RLWI como el uso de TF sin riser, la fabricación de cables que permitan desplegar paquetes más grandes desde embarcaciones ligeras y minimizar el número de líneas descendentes.

Actualmente, se identifican tres métodos de intervención: Intervención Ligera, Intervención Mediana e Intervención Pesada. Cada uno tiene aplicaciones claramente definidas, según la capacidad y complejidad de los sistemas utilizados para llevar a cabo las operaciones: RLWI, OWIRS o TBIRS. Se espera que las aplicaciones cambien con el tiempo a medida que se desarrollen las capacidades de los sistemas más ligeros. La capacidad de un sistema de intervención se traduce en la amplitud del rango de operaciones que puede ejecutar. De manera general, un sistema de mayor capacidad es más complejo, con mayor número de componentes de mayor peso y mayores dimensiones, las cuales inducen mayores cargas sobre el equipo submarino ya instalado y que requieren más tiempo para su despliegue, incrementando el tiempo total de la operación y, por ende, el tiempo de renta de la embarcación. Un sistema más complejo requiere de una embarcación más especializada, lo que representa un incremento sustancial de costos. La complejidad del sistema también impacta en la seguridad operativa, al manejar hidrocarburos en superficie se debe poner especial atención a los procedimientos de ESD.

El funcionamiento del sistema de intervención y todas sus interfaces – embarcación de intervención, el sistema de cabezal submarino, el SSXT (HXT o VXT), IWOCS y ROV– debe comprenderse totalmente para diseñar y ejecutar intervenciones de manera exitosa. Conocer los componentes de los sistemas de intervención, sus mecanismos y modos de funcionamiento para determinar sus capacidades y limitaciones resultantes permitirá identificar, evaluar y seleccionar adecuadamente los equipos y sistemas de acuerdo con los objetivos de intervención.

Las habilidades técnicas de los ingenieros petroleros para participar en la identificación, evaluación y diagnóstico de problemas en el pozo que ameriten una intervención, elección del enfoque de aproximación del problema, y el diseño y ejecución de la intervención, son de suma importancia para alcanzar el máximo beneficio de los proyectos de desarrollo de campos submarinos.

## ANEXO 1. Misceláneos

### Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Las emisiones de alcance 1 corresponden a emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) que se producen a partir de fuentes que son controladas o propiedad de una empresa (por ejemplo, emisiones asociadas a la quema de combustibles en calderas, hornos y vehículos), mientras que las emisiones de alcance 2, corresponden a emisiones indirectas de GEI asociadas a la compra de electricidad, vapor, calor o refrigeración. Aunque las emisiones de alcance 2 se producen físicamente en las instalaciones donde se generan, se contabilizan en el inventario de GEI de una empresa porque son el resultado del uso de energía de esta de acuerdo con la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos.

### Sociedades Clasificadoras

Las sociedades clasificadoras son organizaciones que desarrollan y aplican normatividad técnica para el diseño, la construcción y la inspección de barcos.

Actualmente, la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación (IACS) se conforma por 13 miembros, cada uno con un conjunto único de reglas, esquemas de clasificación y notaciones. A continuación, se presentan cuatro de las sociedades clasificadoras más importantes, junto con su símbolo:

*Sociedades Clasificadoras*

Sociedad	Abreviación	Símbolo
American Bureau of Shipping	ABS	✠A1
Bureau Veritas	BV	I
Lloyd's Register of Shipping	LR	✠100A1
Det Norske Veritas	DNV GL	✠1A1

## Posicionamiento Dinámico

Según la Guardia Costera de Estados Unidos, un sistema de posicionamiento dinámico es un sistema controlado por computadora que se utiliza para mantener automáticamente el rumbo y la posición de una embarcación sin necesidad de utilizar cabos de amarre y/o anclas.

Las sociedades clasificadoras establecen las normas para las clases de sistemas DP. En general, las normas establecidas por las principales sociedades de clasificación son similares y se basan en la Guía MSC 645 de la Organización Marítima Internacional (IMO). Según DNVGL-RP-E306, existen tres clases de DP:

- Clase 1: Control automático y manual de posición y rumbo. Sin redundancia – Pérdida de posición en caso de falla única.
- Clase 2: Control automático y manual de posición y rumbo. La pérdida de posición no debe producirse por falla única de un componente o sistema activo como generadores, propulsores, paneles de control, válvulas de control remoto, etc. Sin embargo, la pérdida de posición puede producirse tras el fallo de componentes estáticos como cables, tuberías, válvulas manuales, etc.
- Clase 3: Control automático y manual de la posición y del rumbo. La pérdida de posición no debe producirse por ningún fallo aislado. Componentes redundantes y separados.

*Equivalencias de clasificación DP de sociedades clasificadoras*

IMO Clase Equipo	LR	DNV	ABS	GL	BV	KR
No equivalente	DP (CM)	No equivalente	DPS-0	No equivalente	Dynapos SAM	
No equivalente	No equivalente	DYNPOS AUTS	No equivalente	No equivalente	No equivalente	
Clase 1	DP (AM)	DYNPOS AUT	DPS-1	DP-1	Dynapos AM/AT	DPS (1)
Clase 2	DP (AA)	DYNPOS AUTR	DPS-2	DP-2	Dynapos AM/AT R	DPS (2)
Clase 3	DP (AAA)	DYNPOS AUTRO	DPS-3	DP-3	Dynapos AM/AT RS	DPS (3)

Fuente: DNV

### Niveles de Integridad de Seguridad

De acuerdo con DNV la integridad de la seguridad se mide por la correcta ejecución de las funciones de seguridad que se utilizan para regresar el sistema a un estado seguro. Este estado puede cuantificarse mediante niveles de integridad de seguridad (SIL). El nivel de integridad de seguridad es una medida del funcionamiento requerido de un sistema instrumentado de seguridad para mantener o alcanzar el estado de seguridad.

*Niveles de Integridad de Seguridad.*

SIL	Probabilidad de falla a demanda	Factor de reducción de riesgo
SIL 4	$10^{-5} \geq \text{PofD} < 10^{-4}$	100,000 to 10,000
SIL 3	$10^{-4} \geq \text{PofD} < 10^{-3}$	10,000 to 1,000
SIL 2	$10^{-3} \geq \text{PofD} < 10^{-2}$	1,000 to 100
SIL 1	$10^{-2} \geq \text{PofD} < 10^{-1}$	100 to 10

*Fuente: DNV*

### Referencias

- Abu Zeid, H., y Elshahawi, H. (2023). Advances in ROV y AUV Capabilities and Tooling for Energy Applications. *Offshore Technology Conference*.
- Aihevba, L. O. (2004). *Well Intervention Management in Oman Fields. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*.
- American Petroleum Institute. (2022). *API RP 17A. Design and Operation of Subsea Production Systems-General Requirements and Recommendations (6ta ed.)*.
- Avery, M., Morris, D., Morgan, T., Manson, G., y Gillespie, D. (2021). Transitioning from Rig to Vessel Based Interventions to Maximize Economic Recovery. *SPE/ICoTA Well Intervention Conference*.
- Bai, Y., y Bai, Q. (2019). *Subsea Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing. 2023, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812622-6.00001-4>
- Baker Hughes. (2021, Febrero 4). *Baker Hughes 7" Riser-less Well Intervention System*. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=2KIgVZy1S0Y&t=4s>
- Batista, J., y Carr, D. (2017). The Next Generation of the Purpose Built Intervention Semi-Submersibles: Delivering Subsea Well Intervention Cost Reduction Through the Increase of the Operational Efficiency. *Offshore Technology Conference*.

- Bay, L. S. (2019). From Prospect to Life of Field Service – The Role and Impact of Well Installation/ Intervention from a Subsea EPC Contractor’s Point of View. *Offshore Technology Conference*.
- Beaubouef, B. (2012, Junio 1). *Industry responds to growing well intervention market*. Offshore Magazine. <https://www.offshore-mag.com/rigs-vessels/article/16760088/industry-responds-to-growing-well-intervention-market>
- Bosworth, P., y Willis, O. (2013). Rigless Intervention Case Studies, UK and Africa. *Offshore Technology Conference* .
- C-Innovation. (n.d.). *Island performer*. C-Innovation. <https://c-innovation.com/wp-content/uploads/IslandPerformerInternational.pdf>
- Carpenter, S. (2018, septiembre 20). *EDP/LRP. Drill Safe*. <https://www.drillsafe.com.au/wp-content/uploads/2018/11/Ichthys-Subsea-Tree-Runing-Summary-Lessons-Learned-Simon-Carpenter.pdf>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022, abril). *Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Exploración Contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018*. Comisión Nacional de Hidrocarburos.  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/743640/II.2\\_Presentacion\\_Mod\\_Plan\\_Expl\\_G05\\_VP.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/743640/II.2_Presentacion_Mod_Plan_Expl_G05_VP.pdf)
- Crawford, N., y Still, I. (2010). Riserless Subsea Well Intervention: Technology and practice. *Proceedings of Offshore Technology Conference*.

Crumpton, H. (2018). *Well control for completions and interventions*. Gulf professional publishing.

Defining coiled tubing. SLB. (n.d.). <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-coiled-tubing>

DNV. (2017, May 21). Terminology explained: What is Safety Integrity Level (SIL)?. DNV. <https://www.dnv.com/article/terminology-explained-what-is-safety-integrity-level-sil--207747/>

Edison Chouest Offshore. (2022a, Junio 21). *Island Performer*. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=8VPyoaVwY-M>

*Energy Outlook 2023*. British Petroleum. (2023, July).

*Equinor to drop Mexican offshore leases*. Journal of Petroleum Technology. (2021, Agosto 1). <https://jpt.spe.org/equinor-to-drop-mexican-offshore-leases>

Expro . (2024). *Expro Landing String System*. Expro. <https://explorexpro.exprogroup.com/Content/SubPresentation/Subsea/index.html>

Expro Group. (2016, Agosto 31). *Subsea Landing String*. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=kJYu6gTKGiY&t=125s>

Expro. (2024a). *Completion & Intervention Horizontal Tree Systems*. Expro. <https://www.expro.com/products-services/subsea/subsea-test-tree-assemblies/horizontal-tree-systems>

Expro. (2024b). *Completion & Intervention Vertical Tree Systems*. Expro.

<https://www.expro.com/products-services/subsea/subsea-test-tree-assemblies/vertical-tree-systems>

Expro. (2024c). *Intervention Riser System*. Expro. <https://www.expro.com/products-services/subsea/intervention-riser-system>

Expro. (2024d). *Intervention riser system*. Expro. <https://www.expro.com/products-services/subsea/intervention-riser-system>

Expro. (2024e). *Lubricator valve*. Expro. <https://www.expro.com/products-services/subsea/prt-offshore/lubricator-valve>

Farquhar, R., Rodriguez, J., y MacPherson, R. (2019). Evolution of Bacchus Subsea Well Interventions Using Rig and Light Well Intervention Vessels. *SPE/ICoTA Well Intervention Conference*.

Fiameni, A., Borra, S., Pasquali, P., Flamminio, D., Leo, G., Vitale, G., Lazzari, A., y Mastrocola, C. (2021). Gas Lift Valves Replacement in Norway Field Using Riserless Light Well Intervention Vessel. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*.

Fjærtøft, L., y Sønstabø, G. (2011). Success From Subsea Riserless Well Interventions. *Offshore Technology Conference*.

Ford, J. D., McDaniel, R., y Barbee, G. P. (2011). *HWO/Snubbing Unit Used Effectively for Subsea Flowline Fishing and Cleanout at Nansen Spar*.

Friedberg, R., Jøssang, S., Gramstad, B., y Dalane, S. (2010). Experiences from Operating New Generation Riserless Light Well Intervention (RLWI) Units in the North Sea, Challenges and Future Opportunities. *Proceedings of Offshore Technology Conference*.

Garrett, M. G., y Rodríguez, M. (2021). *Análisis Predictivo para la determinación de deposición de parafinas en pozos no convencionales*. IAPG.

[https://www.iapg.org.ar/petrotecnica\\_notas/321/AnalisisPred.pdf](https://www.iapg.org.ar/petrotecnica_notas/321/AnalisisPred.pdf)

Ghiselin, D. (2013). Technology trends seek to reduce the cost of subsea well interventions. *Offshore Magazine*. <https://www.offshore-mag.com/subsea/article/16761340/technology-trends-seek-to-reduce-the-cost-of-subsea-well-interventions>

Harrold, D., y Saucier, B. (2003). Design of Well Completion and Intervention Systems for Deployment from Dynamically Positioned Vessels. *Offshore Technology Conference*.

Helix Energy Solutions. (n.d.). *Well Intervention Overview*. Helix Energy Solutions.

<https://helixenergysolutionsgroupinc.gcs-web.com/static-files/f044b7b5-bca2-4ef1-bd76-16c691f0da46>

Helix Energy Solutions. (2020). *Q7000 - DP3 well intervention vessel*. Helix Energy Solutions.

<https://helixesg.com/downloads/Helix-Well-Ops-Q7000-LTR-02-04-2020-FINAL.pdf>

Helix Energy Solutions. (2024a). *15k Intervention Riser System (IRS)*. Helix Energy Solutions.

<https://helixesg.com/our-assets/intervention-riser-system-irs/>

Helix Energy Solutions. (2024b). *Q4000*. Helix Energy Solutions. <https://helixesg.com/our-assets/q4000/>

Helix Energy Solutions. (2024c). *Q5000*. Helix Energy Solutions. <https://helixesg.com/our-assets/q5000/>

Helix Energy Solutions. (2024d). *Q7000*. Helix Energy Solutions. <https://helixesg.com/our-assets/q7000/>

Helix Energy Solutions. (2024e). *Triton XLS ROV*. Helix Energy Solutions. <https://helixesg.com/our-assets/triton-xls-rov/>

Helix Energy Solutions. (2024f). *Well Enhancer*. Helix Energy Solutions. <https://helixesg.com/our-assets/well-enhancer/>

Helix. (2022b, Enero 13). *Helix Well Ops Riserless Light Well Intervention (RLWI) Animation*. YouTube. [https://www.youtube.com/watch?v=tJsm7s\\_qDkI](https://www.youtube.com/watch?v=tJsm7s_qDkI)

IADC. (n.d.-a). *Definition of: Completion/Workover (C/WO) Riser Systems*. Oil and Gas Drilling Glossary - IADCLexicon.org. <https://iadclexicon.org/completionworkover-cwo-riser-systems/>

IADC. (n.d.-b). *Definition of: Landing string*. Oil and Gas Drilling Glossary - IADCLexicon.org. <https://iadclexicon.org/landing-string/>

IADC. (n.d.-c). *Definition of: LMRP*. Oil and Gas Drilling Glossary - IADCLexicon.org. <https://iadclexicon.org/lmrp/>

IADC. (n.d.-d). *Definition of: Top tensioned riser*. Oil and Gas Drilling Glossary -

IADCLexicon.org. <https://iadclexicon.org/top-tensioned-riser/>

IADC. (n.d.-e). *Definition of: Wax Appearance Temperature*. Oil and Gas Drilling Glossary -

IADCLexicon.org. <https://iadclexicon.org/wax-appearance-temperature/>

*Introducing riserless light well intervention stack, systems to monitor subsea production*. World

Oil - Upstream News. (2015, Abril). <https://www.worldoil.com/magazine/2015/april-2015/technology-at-otc/introducing-riserless-light-well-intervention-stack-systems-to-monitor-subsea-production/>

Johnston, C. (2003). Subsea well intervention operations from a dedicated vessel - cost and performance analysis. *Offshore Technology Conference*.

Karlsen, O., Morrison, B., y Maciel, P. (2013). Improved Recovery Rate in Brownfield Subsea Wells Using Riserless Light Well Intervention. *Offshore Technology Conference* .

Khurana, S., DeWalt, B., y Headworth, C. (2003). *Well Intervention Using Rigless Techniques*.

Klever, D., y Halvorsen, E. (2015). A Journey to Multi-Functionality - From Customized to Independent Well Access Systems. *Offshore Technology Conference*.

Larimore, D., Fehrmann, G., & White, S. (1997, April 14). Field cases of cost efficient well interventions performed with advanced Slickline technology. OnePetro.

<https://doi.org/10.2118/38097-MS>

Lindland, H. J., Inderberg, O., y Braut, A. (2003). New well intervention technology that will enable increase in recovery rate. *All Days*.

Long Ge, M., Vick, M., Reed, M., Ramnarine, A., Kelley, M., y Boheimer, A. (2023). Enhancing Riserless Light Well Intervention Operability from Operator Perspective. *SPE/ICoTA Well Intervention Conference*.

Løver, T. A., y Bjerkvik, O. (2015). Riserless Light Well Intervention Operations in Harsh Environment - A Case Study from West of Shetland. *Offshore Technology Conference*.

Mariano, E. (2023, abril 18). *Aprueban a Eni Perforación de Pozo tlazotli-1exp en Aguas Ultraprofundas*. Energy & Commerce. <https://energyandcommerce.com.mx/aprueban-a-eni-perforacion-de-pozo-tlazotli-1exp-en-aguas-ultra-profundas/>

Mathiassen, E., y Skeels, H. (2008). Well intervention in Deep Waters. *Proceedings of Offshore Technology Conference*.

May, L. (2017). *MV Island Performer a First in Australia*.

[https://www.aimpe.asn.au/files/Island\\_Performer\\_vessel\\_report\\_Lloyd\\_May\\_October\\_2017.pdf](https://www.aimpe.asn.au/files/Island_Performer_vessel_report_Lloyd_May_October_2017.pdf)

McCoy, B., MacInnes, P., Angelidis, D., Collins, R., Sosa, J., y Rauf, Z. (2021). Optimizing Deepwater Rig Operations with Advanced Remotely Operated Vehicle Technology. *Offshore Technology Conference*.

McKay, F. (2022, noviembre 24). *Global deepwater production to increase 60%*. Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/news/opinion/global-deepwater-production-to-increase-60/>

*Mexico deepwater: five years after the last licensing round*. Wood Mackenzie. (2022, Junio 30). <https://www.woodmac.com/reports/upstream-oil-and-gas-mexico-deepwater-five-years-after-the-last-licensing-round-150045867/>

More, D. (2003). Advances in landing string technology for completion and intervention operations in Deep Water. *Offshore Technology Conference*.

Mujahed, E., Abu Zeid, H., Eser, H., y Morris, D. (2020). *Innovative Features Added to the Subsea Control System, to Enable a Safer Execution of the Intervention Operation*.

Munkerud, P. K., e Inderberg, O. (2007). *Riserless Light Well Intervention (RLWI)*.

Nava, D. (2024, April 4). *¿Por qué Lakach se convirtió en el Proyecto Imposible de Pemex? Expansión*. <https://expansion.mx/empresas/2024/04/04/por-que-lakach-se-convirtio-proyecto-imposible-pemex>

Nelson, M., y McLeroy, P. (2014). *Subsea Well Intervention: Recent Developments and Recommendations to Increase Overall Project Returns*.

Numbere, O., Nwagu, C., y Ugochukwu, O. (2016). Subsea Well Intervention Challenges, OML 126 Wells – A Case Study. *SPE Nigeria Annual International Conference*.

Oceaneering. (2024). *Intervention Workover Control Systems (IWOCs)*. Oceaneering.

<https://www.oceaneering.com/workover-control-systems/iwocs/>

Parks, W., Smith, J., y Weathers, G. (1995). Deepwater Completion/Workover Riser and Control System. *Offshore Technology Conference*.

*Pemex gets go-ahead for Lakach deepwater project*. Offshore Magazine. (2022a, Noviembre 3).

<https://www.offshore-mag.com/regional-reports/latin-america/article/14285227/pemex-gets-goahead-for-lakach-deepwater-project>

*Pemex y CNH chocan por campo Lakach en aguas profundas*. Forbes México. (2022, septiembre

13). <https://www.forbes.com.mx/lakach-en-aguas-profundas-de-pemex-es-desaprobado-por-la-cnh/>

*Prospectos exploratorios en Aguas Profundas y Ultraprofundas*. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2021, noviembre 9).

<https://hidrocarburos.gob.mx/media/4659/analisis-prospectivo-prospectos-en-aguas-profundas.pdf>

Quinn, C. (2022, Agosto 24). *Shell to drill in Mexico's Ultra-Deepwater*. Mexico Business.

<https://mexicobusiness.news/oilandgas/news/shell-drill-mexicos-ultra-deepwater>

Raabe, G., y Jortner, S. (2021). Chapter Six - Subsea well control. In *Universal Well Control* (pp. 485–546). essay, Gulf Professional Publishing. Retrieved 2024, from

<https://doi.org/10.1016/C2020-0-03930-7>.

Rodrigues, V., Neumann, L., Miura, K., Tinoco, F., Netto, J., y Daher, J. (2007). Formation damage history in the mature fields of Campos Basin Offshore Brazil. *Proceedings of European Formation Damage Conference*.

Rudnik, A., Torres, C. A., Ottolina, R. A., Rourke, J., y Barber, D. (2014). Coiled Tubing Operations on a Multi-Service Vessel for Deep Water Well Interventions in the Gulf of Mexico: A Decade of Experience. *SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference*.

Sbordone, A., Morrison, B., Karlsen, O., Sten-Halvorsen, V., Neumann, B., y Bjerkvik, O. (2015). Riserless Light Well Intervention: Taking the North Sea Experience to Deeper Water and Higher Efficiency. *Offshore Technology Conference*.

*Scope 1 and Scope 2 Inventory Guidance*. Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos. (n.d.). <https://www.epa.gov/climateleadership/scope-1-and-scope-2-inventory-guidance>

Scott, A. (2001). Multi-Service Vessels for Deepwater Subsea Well Interventions. *Offshore Technology Conference*.

SENER. (2022). *Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos*. Gobierno de México.

[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/757767/PQ\\_Agosto\\_22.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/757767/PQ_Agosto_22.pdf)

*Shell in Mexico: Bringing change to the energy scene*. The Energy Year. (2022, Agosto 16).

<https://theenergyyear.com/articles/shell-in-mexico-bringing-change-to-the-energy-scene/>

Snubbing. SLB Energy Glossary. (n.d.). <https://glossary.slb.com/en/terms/s/snubbing>

Stawaisz, R., Muff, D. A., y Skeels, B. (2014). API 17G Specification for Subsea Well Intervention Equipment. Offshore Technology Conference.

Suresh, D., Manikandan, S., y Rajashree, S. (2015). *Technology Challenges in Deep Water Subsea Well Intervention - a Focus on Equipment Design Advancements*.

Tapia, P. (2022, febrero 24). *PC Carigali renuncia parcialmente a área petrolera en aguas profundas*. Forbes México. <https://www.forbes.com.mx/pc-carigali-renuncia-parcialmente-a-area-petrolera-en-aguas-profundas/>

Technip FMC. (2017, August 9). Increased Safety & Efficiency from a Dedicated Light Well Intervention Vessel on Deepwater Subsea Wells. [https://www.sut.org/wp-content/uploads/2016/07/Bevan-Morrison-v2-20170809\\_SUT-LWI-Introduction-web-approved.pdf](https://www.sut.org/wp-content/uploads/2016/07/Bevan-Morrison-v2-20170809_SUT-LWI-Introduction-web-approved.pdf)

Technip FMC. (2017, Mayo 24). *Riserless Light Well Intervention*. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=CnXRIVGb2qQ>

Technip FMC. (2018a). *Intervention Workover Control Systems*. Technip FMC. [https://www.technipfmc.com/media/rakf034t/intervention-workover-control-systems-brochure\\_digital.pdf](https://www.technipfmc.com/media/rakf034t/intervention-workover-control-systems-brochure_digital.pdf)

Technip FMC. (2018b). *Riserless light well intervention*. Technip FMC. [https://www.technipfmc.com/media/fmwmxe42/ss0025-brochure\\_rlwi\\_digital.pdf](https://www.technipfmc.com/media/fmwmxe42/ss0025-brochure_rlwi_digital.pdf)

Thom, I. (2019, Diciembre 5). *Deepwater rising: The state of the global deepwater industry*.

Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/news/feature/deepwater-rising-the-state-of-the-global-deepwater-industry/>

*Trion*. Woodside Energy. (n.d.). <https://www.woodside.com/what-we-do/developments-and-exploration/trion>

*Trion FEED completed; cost review underway*. Offshore Magazine. (2022b, Agosto 30).

<https://www.offshore-mag.com/regional-reports/us-gulf-of-mexico/article/14281992/trion-feed-completed-cost-review-underway>

*Trion Oil Field, Gulf of Mexico*. Offshore Technology. (2020, Junio 20). <https://www.offshore-technology.com/projects/trion-oil-field-gulf-of-mexico/>

*Trion Project Offshore Mexico nears FID*. Offshore Magazine. (2023, Enero 25).

<https://www.offshore-mag.com/regional-reports/us-gulf-of-mexico/article/14288744/trion-project-offshore-mexico-nears-fid>

Ucha, L. G. (2022). *Notas de Clase: Terminación y Mantenimiento de Pozos*. Facultad de Ingeniería.

Ucha, L. G. (2022). *Notas de Clase: Perforación de Pozos en Aguas Profundas*. Facultad de Ingeniería.

Vallejo, V., Olivares, A., Saavedra, O., Lopez, J., y Torres, M. (2014). *Drilling Evolution of the Ultra Deepwater Drilling Campaign in Mexico, Perdido Fold Belt*.

Varhaug, M. (2016). The Defining Series: Subsea Infrastructure. *Oilfield Review*.

<https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-subsea-infrastructure>

Varne, T., Jorgensen, E., Gjertsen, J., Osugo, L., Friedberg, R., y Halvorsen, E. (2017). Sustained Intervention Campaigns Over a 10-Year Period with Riserless Light Well Intervention Vessels Enables North Sea Operator to Improve Operational Efficiency and Increase Recovery from its Subsea Fields. *SPE Bergen One Day Seminar*.

Von Flatern, R. (2015, Septiembre 9). *The Defining Series: Well Intervention—Maintenance and Repair*. Oilfield Review. <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-intervention>

Wu, X., Yuan, B., y Wood, D. (2018). Chapter Eleven - A Special Focus on Formation Damage in Offshore and Deepwater Reservoirs. In *Formation Damage During Improved Oil Recovery* (pp. 417–446). essay, Gulf Professional Publishing. Retrieved 2023, from <https://doi.org/10.1016/C2017-0-00219-7>.

Zijderveld, G., Tiebout, H., Hendriks, S., y Poldervaart, L. (2012). *Subsea Well Intervention Vessel and Systems*.