



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Tecnología al Límite: bombeo
electrocentrífugo para
enfrentar las condiciones
extremas de aguas profundas**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Tania Valentina Mejía Bautista

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Luis Guillermo Ucha Gómez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**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 TECNOLOGIA AL LIMITE: BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO PARA ENFRENTAR LAS CONDICIONES EXTREMAS DE AGUAS PROFUNDAS que presenté para obtener el título de INGENIERA 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.

TANIA VALENTINA MEJIA BAUTISTA
Número de cuenta: 317083909

Resumen

La tesis analiza los retos y soluciones tecnológicas para la producción de hidrocarburos en aguas profundas, con énfasis en el Golfo de México. Se estudian las condiciones extremas de presión, temperatura y profundidad, así como la compleja geología de la región, que incluye formaciones salinas y yacimientos de difícil acceso.

El trabajo se centra en el bombeo electrocentrífugo (ESP) como sistema de levantamiento artificial, evaluando su eficiencia, confiabilidad y ventajas frente a otros métodos. Se detallan los componentes principales del ESP, sus brechas de confiabilidad, avances tecnológicos en materiales, diseños de cables y sistemas de control remoto, además de su capacidad para reducir costos y optimizar la producción en ambientes hostiles.

Asimismo, se presenta un caso de estudio en Brasil (Parque das Conchas, BC-10), donde la implementación de ESP en sistemas submarinos permitió superar desafíos de flujo, separación multifásica y transporte mediante risers y manifolds. Este ejemplo demuestra la viabilidad de aplicar la tecnología en México, siempre que se realice una adecuada selección de materiales, un estudio detallado del yacimiento y una caracterización precisa de los sistemas de producción.

La investigación concluye que el bombeo electrocentrífugo es una alternativa viable para la explotación de yacimientos en aguas profundas del Golfo de México, ya que combina eficiencia energética, confiabilidad y capacidad de adaptación a condiciones extremas. Su implementación, bajo un diseño y selección cuidadosa, contribuiría a maximizar la recuperación de hidrocarburos y garantizar la rentabilidad de proyectos futuros.

Abstract

This thesis analyzes the technological challenges and solutions for hydrocarbon production in deepwater environments, with a particular focus on the Gulf of Mexico. It examines the extreme conditions of pressure, temperature, and depth, as well as the complex geology of the region, which includes salt formations and reservoirs that are difficult to access.

The study focuses on Electric Submersible Pumps (ESP) as an artificial lift system, evaluating their efficiency, reliability, and advantages compared to other methods. It discusses the main ESP components, reliability gaps, technological advances in materials, cable designs, and remote control systems, as well as their potential to reduce costs and optimize production in hostile environments.

A case study in Brazil (Parque das Conchas, BC-10) is presented, where ESP technology was successfully implemented in subsea systems to overcome flow assurance challenges, multiphase separation, and hydrocarbon transport through risers and manifolds. This example demonstrates the feasibility of applying ESP technology in Mexico, provided that proper material selection, detailed reservoir studies, and accurate production system characterization are carried out.

The research concludes that electric submersible pumping is a viable alternative for the exploitation of deepwater reservoirs in the Gulf of Mexico, as it combines energy efficiency, reliability, and adaptability to extreme conditions. Its implementation, under careful design and selection, would contribute to maximizing hydrocarbon recovery and ensuring the profitability of future projects.

Agradecimientos

Que viva yo, mi ama y la chona...

Pero hablando en serio quiero agradecer a tantas personas, aunque se hayan quedado o se hayan ido, todo lo que ha pasado ha sido por algo, y si no hubiera pasado exactamente como fue... quizá yo no estaría aquí.

Gracias a mis papis y a mi gordito... Podría hacerles una tesis completa de porque los amo y de cuánto les agradezco ser mi familia.

Mamá cuando leas esto quiero que sepas que lamento haberte considerado mi enemiga durante muchos años cuando en realidad solo querías protegerme de las maldades de este mundo, que eres la mujer más fuerte, valiente, bondadosa y resiliente que conozco, a la que admiro y en la que desearía convertirme algún día; que te agradezco por haberme enseñado, guiado, regañado y hasta castigado, pues gracias a ti soy quien soy; estudiosa, una gran persona, con un corazón bondadoso, humilde, fuerte y cariñosa. Gracias por todo, por tus abrazos fuertes, por tus excelentes consejos, por tu visión y oraciones, pues ahora sé que no solo has sido una super mamá, también una gran hija, una gran esposa y buena amiga. Gracias por dedicarte a mí y a mi hermano, siempre serás una la mejor mamá del mundo, a quien no cambiaríamos por nada. Por último, quiero que sepas que no tuvo que llegar el Cáncer (a tu vida, a nuestras vidas) para que yo te amara, que siempre lo he hecho y lo haré; que deseo verte bien y que cuidare de ti siempre. Aunque ahorita no pueda darte todo lo que desearía, prometo hacerlo un día. Te dedico a ti este logro mío, que también es todo tuyo.

Papá sé que no hablamos el mismo lenguaje del amor, pero las gracias que te debo son infinitas y llenas de todo mi amor, pues llevarme a la escuela, verme llorando por las tareas, levantándome de la cama, preparando mi ropita, mi huevito en tostada y muchas cosas más, son la expresión más grande que puedes darme de tu cariño. Que ese -También yo- después de escuchar que Te amo, significa un -también te amo, hija-. Te admiro mucho y te agradezco por sostenerme siempre, por alcahuetearme con mami, por regañarme en privado y por estar ahí, para todos nosotros, tu familia. Igual que a mami, aunque ahorita no pueda darte todo lo que desearía, prometo hacerlo un día y haz de ti este logro mío, como tuyo.

Gordito, hermanito, todo chiquito y a la vez grandotote. Seguramente recordarás más las peleas que teníamos de niños, que todas las cosas buenas que hemos pasado actualmente, pero yo aún recuerdo cuando tenías pesadillas de noche y tenías que dormir conmigo, o al revés, o cuando nos peleábamos por ver la tele y aun así veíamos ambos canales, cuando te juntabas conmigo y mis amigas en el recreo, cuando elegía milanese con papás y pedías lo mismo... hoy recuerdo todo lo anterior y me llena de nostalgia saber que hemos crecido... pero solo éramos tú y yo contra nuestros papás, que nos cubríamos los regaños, que nos reíamos juntos hasta no poder respirar, que nos defendíamos el uno al otro y ahora que lo veo, eres mi mayor regalo, créeme que jamás te cambiaría por nada, aunque estemos enojados siempre tendrás mi riñón e incluso mi corazón si lo necesitas.

Y con esto quiero decirte que tienes todo el potencial para ser lo que desees, solo falta que tú lo veas en ti mismo; quiero que sepas que te admiro, que eres alguien super inteligente y fuerte, por lo que te pido comiences el recorrido que más te de miedo, el que te haga crecer para bien, el que te saque de tu zona de confort y te haga ser mejor de lo que hoy ya eres. Deseo con todo mi corazón verte triunfar, hermano; porque fuiste hecho para cosas grandes. Y quiero que sepas que si yo (tu hermana la mensita) tuvo que machetearle y logro terminar su carrera, tu sin duda serás capaz de

muchísimas cosas más. Deja de dudar de ti, deja de pensar en los demás antes que en ti y comienza a trabajar en tus sueños, pues esta es tu vida y solo tú tienes el control sobre ella. Sé que es difícil ver la línea de meta cuando no has comenzado el recorrido, pero créeme que una vez avanzando, se verá con más claridad. Te amo gordito chulo, prometo ser tu apoyo, quien te celebre y te aconseje; este logro también es tuyo.

A mis abuelas y abuelos; un beso al cielo y otro hasta la Ramos. Que este logro mío sea también suyo. Que, aunque no sé qué le hubiera gustado ser a mis abuelas en otra vida, esto también es por y para ellas, por su entrega, su amor y valentía. Para mis abuelitos muchas gracias por la crianza que me dieron, ha sido la mejor parte de mi vida convivir con ustedes y ser la luz de sus ojos, esperamos (mi hermanito y yo) seguirlo siendo. A mi abue Celia que Dios la tenga en su gloria, gracias por tanta paciencia, escucha y amor en forma de comida, por dejarme estar más cerquita de ti en tus últimos días y aunque no sé qué día deje de llorar al recordarte; prometo llevarlos a todos en mis pensamientos y en mi corazón a donde sea que vaya.

A Charo, Milla, Tavo, Lety, Lulú, Luis, Genaro y Vivi; a Carmen, Bere, Luis, Ale, Santi, Sofi y Fer; a Carito, Celia y Dante; a Francisco y Lalo; a Karol y Matías; y a mis tíos y tías políticos que ahora son familia. Gracias por su amor, por ser mi familia, la que se cuida y tiene diferencias, pero que aun en la tormenta demuestra amor. Son y siempre serán mi centro, a donde querré regresar siempre. Que Dios siempre los bendiga y atienda sus inquietudes. Los amo muchoo.

A mis amigas de la Secundaria, quienes no tienen que amarme, pero deciden hacerlo a pesar de todos mis cambios a lo largo de estos 10 años. Que Mariana, Fernanda, Patricia y Jaqueline me duren toda la vida, que esta amistad crezca cada vez más y que sin importar la distancia, el amor y la amistad se desborde. Que todas logren sus sueños y metas, pues recuerden que son unas mujeres fuertes y valientes, de quienes he aprendido muchísimo. Las amo muchísimo, y donde sea que yo o ustedes estemos, siempre tendrán una parte de mi corazón.

A mis amigas de la Uni quienes hicieron de ella la mejor etapa, donde podíamos salir de fiestita y estudiar al mismo tiempo, las que podían regañarme, aconsejarme, hacerme reír e incluso apoyarme aun cuando estaba mal. A mi Miau, Are, Dani, Yael, Bran y Lalo. De ustedes he aprendido bastante y por eso agradezco su amistad, quiero que sepan que su existencia está grabada en mi memoria y en mi corazón; que son excelentes personas y que sé que llegarán muy lejos. Donde sea que este yo, prometo estar para ustedes. Los amo.

A Princesa quien me acompañó desde la primaria y termino conmigo la universidad, pero no pudo ver este logro, gracias, por su amor, paciencia y energía, pues cada noche de tarea y estudio intenso solo me pedía que ya nos fuéramos a dormir, a ella quien siempre me recibió de regreso de la escuela con muchos ladridos de felicidad y golpes con su colita de tanto que se emocionaba; a Gato que desde CCH me acompaña y mima, que con su cara de seria me pedía que durmiéramos, a la que se sentaba en mi cuaderno en forma de protesta para irnos a descansar. Gracias por acompañarme.

Al amor de mi vida, a mi divino Ingeniero precioso, el que me ha demostrado que los sueños se hacen realidad, que el universo, la vida y Dios escuchan y actúan en sintonía con nosotros. Al hombre que ha sido para mí desde el primer día, al que he visto convertirse en su mejor versión a cada segundo, al que agradezco compartir su existencia con la mía, al más hermoso; mi hombre, Irvin Adan. Tú que desde el día uno me has apoyado y has creído en mí, este trabajo es también para ti, pues cargaste en tus hombros mi ansiedad, estrés, llanto, sudor y dolor... tu, que te sentaste conmigo

a explicarme las materias que no entendía, a prepararme para los exámenes, quien gastaba su dinero, tiempo y energía en mí solo para verme feliz, solo para verme sonreír cada día.

A ti, que solo sabes amarme con tanta intensidad, gracias. Pues, aunque inherentemente obtendría este logro, has sido mi fortaleza, mi refugio, mi guía y apoyo. Prometo nunca dejar que dudes de la gran, maravillosa e inteligente persona que eres, así como tampoco permitiré que dudes de mi amor ni de lo fan #1 que soy de ti, pues corazón, alma o cerebro como los tuyos, no hay 2. Así que gracias, mi cielo, incluso por romperte la cabeza entendiendo la mía, por dejarme ser tu princesa; prometo amarte, cuidarte y protegerte, incluso darte mi vida. Te amo y lo hare siempre, y aunque he aprendido que las palabras nunca alcanzan para describir lo que siento, intento dejar en ellas un reflejo de lo que eres para mí. No importa la distancia ni las circunstancias, porque lo que compartimos se ha convertido en algo que ya trasciende el tiempo y el espacio, como me sueles decir. Hoy sé que, aunque los caminos cambien, lo que sembraste en mí permanecerá toda la vida. Tu presencia se volvió parte de mi esencia, y eso nadie podrá arrancarlo. Y si algún día la vida nos lleva por senderos distintos, siempre guardaré tu recuerdo en lo más profundo de mí, porque ahora eres parte inseparable de mi alma, estés o no a mi lado.

A mis sinodales, al Dr. Paredes, Mtro. Ucha, Mtro. Sánchez, Mtro. Cruz e Ing. Chavez, quienes me apoyaron y brindaron su tiempo. Que Dios les compense lo gran maestros que son, que la universidad se los premie y que nunca duden que su trabajo y enseñanzas no quedaron en los corazones y memorias de quienes tomamos sus clases. Gracias a mi hermosísima facultad de Ingeniería, prometo regresarte tantas sonrisas, estrés y diversión con trabajo honesto; prometo elevar tu nombre a dónde quiera que vaya.

A mí, por ser fuerte, valiente, exigente, dura conmigo misma; a mí, quien no se dejó vencer, quien, a pesar de sus pensamientos negativos, con ansiedad y mucho miedo, decidió no dejar de moverse. Decidió darle a la Tanis de 6 años su sueño, a la de 10 un motivo de orgullo, a la de 15 un logro tan grande y a la de 18 un título. A cada etapa de mi le debo un abrazo y un gracias, porque el esfuerzo, las lágrimas y dudas que tuvo no fueron en vano, porque aun con millones de "no", decidió siempre ir por su propio "SI". Hoy reconozco mis debilidades y fortalezas, siendo que las primeras no me hacen menos, pero sigo trabajándolas. Me arrepiento de todo lo malo que he hecho, pero de lo cual he aprendido y de lo que he hecho bien, me lo aplaudo y reconozco, pero he de prometerme a mí misma salir de mi zona de confort y ser mejor cada día. Que el día de mañana yo regrese a ver este trabajo, este logro y siempre recuerde que tan fuerte y resiliente soy.

A la Tanis ansiosa, le ruego que se abrace siempre, que logrando todos sus sueños recuerde que detrás hubo dudas, los reconozca y viendo sus resultados, suelte todo lo que ata a esa cabecita a mostrar su verdadera grandeza. Y si un día piensa que no podrá, que regrese a ver este SU logro. Que no olvide de donde viene y a donde va, que recuerde siempre que con Dios todo se puede.

Este es un recordatorio de que la vida no es injusta, y siempre que piense así, recuerde que tiene familia, amigos y un hombre maravilloso a su lado. Sería injusto decir que la vida fue mala conmigo cuando fue esta misma vida la que me hizo dar este gran paso, tener amor, amistad, a mis papás sanos y poder despertar cada día para intentarlo una vez más. Deja de matar al futuro antes de que llegue.

Gracias Dios.

Tabla de contenido

LISTA DE ACRÓNIMOS	12
INTRODUCCIÓN	17
1. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS EN MÉXICO	19
Figura 1. Tendencia del Terciario Inferior (en tierra y costa afuera del Golfo de México)	19
1.2. <i>Aguas Profundas del Golfo de México</i>	20
1.3 <i>Adquisición y procesamiento sísmico</i>	22
1.4 <i>La geología como un análogo</i>	23
1.5 <i>Evolución geológica del norte de aguas profundas del Golfo de México</i>	24
1.6 <i>Provincias de exploración y tectónica.</i>	27
Figura 2.	28
(A) Perfil sísmico regional a través de las estructuras del cinturón de pliegues Trion y Perdido en las aguas profundas del noroeste del Golfo de México. Se muestran las ubicaciones de los pozos Trion, Maximino y Supremus.	28
(B) Mapa que muestra la ubicación del perfil sísmico en (A). De oeste a este, azul claro = plataforma; gris = talud superior; verde claro = talud medio; morado = talud inferior con sal alóctona somera; blanco = estructura Trion; verde y azul claro = llanura abisal no diferenciada.	28
(C) Mapa de contorno estructural del cinturón de pliegues Perdido y la estructura Trion del Eoceno inferior. El gradiente de profundidad va de rojo (somero) a azul (profundo). Morado = talud inferior con sal alóctona somera. Tomado de Colmenares (2014). Reimpreso con permiso de AAPG.	28
1DL = 1 delimitación; GR = rayo gamma; MEX = México; Plio = Plioceno; RT = resistividad; TD = profundidad total.	28
1.6.1 Rocas generadoras	29
Figura 3. Mapa que muestra la distribución de diferentes edades de rocas generadoras y el depósito del Cretácico Superior de Chicxulub (según Denne et al., 2013) se muestran mediante círculos numerados.	30
1.7 <i>Evolución de los Plays de exploración y resultados</i>	30
Figura 4. El gráfico muestra el número de descubrimientos en el norte del Golfo de México por año para profundidades de agua mayores a 200 m (650 ft), las edades de los reservorios y el momento de cinco principales plays de exploración. Mio = Mioceno; Plio = Plioceno.	31
Figura 5. El gráfico muestra el volumen de reservas en el norte del Golfo de México descubierto por año para profundidades de agua mayores a 200 m (650 ft). Los descubrimientos más grandes incluyen Mars (1989, provincia de Cuencas), Thunder Horse (1999, provincia Subsal del Mioceno), y Tiber (2009, provincia Subsal del Eoceno).	33
1.8 <i>Tamaños de campos</i>	33
Figura 6. Gráfico que muestra la distribución de los 50 campos más grandes por reservas en las aguas profundas del norte del Golfo de México. El gráfico inferior muestra la profundidad de agua de cada descubrimiento. Nótese que solo 16 campos son de 300 millones BOE o mayores. Figura proporcionada por IHS.	34
1.9 <i>Calidad de las rocas almacén</i>	34
1.9.1 Rocas Almacén Neógenas	35
1.9.2 Rocas almacén del Paleoceno superior–Eoceno inferior	36
1.9.3 Roca almacén del Jurásico Superior	37
2. DESAFÍOS EN POZOS DE AGUAS PROFUNDAS	38
2.1 <i>Aguas Profundas</i>	38
2.1.1 Operaciones en Aguas Profundas	39
2.1.2 Plataformas de Perforación en Aguas Profundas	40
2.2 <i>Desafíos en Aguas Profundas</i>	41

Figura 7. Progresión de las capacidades de profundidad del agua para actividades de producción en alta mar.	42
2.2.1 Sistema árbol seco	43
2.2.2 Sistema árbol submarino	44
2.3 <i>Perforación de formaciones salinas.</i>	44
2.3.1 Hidratos de gas	45
Figura 8. Diagrama de fases típico de las zonas de estabilidad de hidratos	46
3. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	47
3.1 <i>Definición de un Sistema Artificial de Producción</i>	47
Figura 9. Clasificación de los sistemas artificiales de producción	50
3.2 <i>Aplicaciones actuales de los sistemas artificiales de producción</i>	50
3.3 <i>Evaluación y selección de sistemas.</i>	51
3.4 <i>Diseño, Instalación y operación</i>	52
3.4.1 BOMBEO NEUMÁTICO (BN)	53
Figura 10. Esquema representativo del bombeo neumático	54
3.4.2. BOMBEO MECÁNICO (BM)	54
Figura 11. Esquema del bombeo mecánico y sus componentes.	55
3.4.3. BOMBEO HIDRÁULICO	56
Figura 12. Bombeo hidráulico tipo pistón, esquematizado en su proceso de carrera ascendente (izquierda) y proceso de carrera descendente (derecha)	57
Figura 13. Bombeo hidráulico tipo jet, esquematizado con sus componentes	58
3.4.4. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	59
Figura 14. Esquema del bombeo de cavidades progresivas con componentes superficiales y subsuperficiales.	60
3.4.5. BOMBEO DE EMBOLO VIAJERO	60
3.4.6. SISTEMAS HÍBRIDOS	61
3.4.7. BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC)	62
3.4.7.1 Fundamentos Operativos de las Bombas Centrífugas	63
Figura 15. Partes del motor ESP	66
Figura 16. Instalación convencional del ESP, incluyendo partes superficiales	70
Figura 17. Construcción del separador de gas	71
3.4.7.1.5.1 Equipo de superficie	75
Cabezal de Pozo	75
4. BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO EN AGUAS PROFUNDAS	79
4.1 <i>Brechas de confiabilidad en la tecnología ESP para aplicaciones en aguas profundas</i>	81
4.1.1 Tiempo medio hasta el fallo (MTTF)	81
Figura 18. Curvas de tiempo de funcionamiento para MTTF de 3 y 4 años	82
4.1.2 Diferencias de aplicación	82
4.1.3 Principales componentes de incertidumbre con respecto a la confiabilidad de los componentes del ESP	84
4.1.3.1 Cable	84
4.1.3.2 Motor	85
4.1.3.3 Sección de la cámara de sellado	86
4.1.3.4 Bomba	87
4.2 <i>Ventajas Técnicas</i>	87
4.2.1 Eficiencia Energética	87
4.2.1.1 Pruebas del ESP	88
4.2.1.1.1 Pruebas del Caisson	89
4.2.2 Avances Tecnológicos	91
4.2.2.1 Materiales avanzados	91

4.2.2.1.1 Slugging	93
4.2.2.1.2 Inyección química	94
4.2.2.2 Diseños mejorados	94
4.2.2.2.1 Consideraciones sobre la selección de cables y el tendido eléctrico	95
Figura 19. Ejemplos de configuración de cables. De izquierda a derecha: Cable de alta tensión con trébol real, configuración de triada de alta tensión no helicoidal y disposición de triada dispersa.	97
4.2.2.2.2 Sistemas de control remoto	100
4.2.2.3 Comparación con otros sistemas	101
4.2.2.3.1 Opciones viables con el sistema ESP	104
4.2.2.4 Reducción de costos	106
5. CASO DE ESTUDIO	113
5.1 Historia	114
Figura 20. Descripción general del diseño del campo BC 10	114
5.2 Panorama del desarrollo y desafíos	115
5.2.1 Descripción del Subsuelo	117
5.2.1.1 Pozos	117
5.3 Avances tecnológicos	118
5.4 Separación y sistema de impulso submarino	119
Figura 21. Subsea Boosting System que se puede traducir como un sistema de impulso submarino que permite incrementar la presión de la producción de hidrocarburos	119
5.5 Diseño de Subsea Boosting System -ESP y Control de Procesos	120
5.5.1 Caisson separador	120
Figura 22. Esquema de flujo detallado del sistema separado Caisson ESP	121
5.5.2 Caisson B-oeste	125
Figura 23. Caisson con orificios de protección en la parte superior para regular el flujo de gas	126
5.6 Pruebas en la planta piloto de Gasmer	126
5.6.1 Garantía de flujo/Soluciones químicas	127
5.6.1.1 Hidratos	127
5.6.1.2 Slugging	128
5.6.1.3 Inyección química	129
5.7 Diseño e instalación de ductos submarinos de recolección, FL's y Risers de producción	129
5.7.1 Diseño del SLWR (Steel Lazy Wave Riser)	129
5.7.2 Interfaz del SLWR con el FPSO	130
5.7.3 Fabricación de risers y líneas de flujo (flowlines)	131
5.7.3.1 Soldadura	131
5.7.4 Instalación de Manifolds	132
Figura 24.- Instalación del Manifold de elevación artificial Ostra.	133
5.7.5 Instalación de flowlines, risers y umbilicales	134
5.7.6 Configuración previa a instalación	134
Figura 25.- Seven Oceans Installation Vessel	135
Figura 26.- Pipe Spooling	135
Figura 27.- Plet Initiation	136
Figura 28.- Buoyancy Installation	136
Figura 29.- VIV Fairing Installation	137
Figura 30.- Flexible Joint Installation	137
Figura 31.- Riser Transfer to FPSO	138
5.7.7 Desafíos durante la instalación	138
5.8 Instalación flotante de producción o FPSO	140
5.8.1 Historia	140
Figura 32. Instalación FPSO "Espíritu Santo"	140
5.8.2 Descripción general del FPSO Espíritu Santo	141

5.9 Selección del sistema de anclas.	141
5.10 La elección de los risers de acero	143
5.11 Características principales de una torreta interna montada en la parte superior (TMIT) típica que admite risers flexibles	144
Figura 33. TMIT típico basado en un MBBS.	144
5.12 Sistemas submarino del Parque das Conchas (BC-10)	145
5.12.1 Sistema de árboles	145
Figura 34. Árbol submarino BC-10 y disposiciones del módulo de Flujo	146
5.12.2 Sistema de terminación de diámetro interior delgado.	146
5.12.3 Empleo de una instalación con compensador de oleaje (HCLS)	146
5.12.4 Carrete espaciador	147
Figura 35. Sistema HCLS (despliegue de un árbol submarino)	148
5.12.5 Medidor de flujo multifásico (MPFM)	148
Figura 36. Módulo de flujo con el MPFM	149
5.12.6 Descripción general del Manifold de Producción (PM)	149
Figura 37. Manifold de producción: PM#1	150
5.12.7 Elevación artificial	150
Figura 38. Manifold de Elevación Artificial	151
5.12.8 Manifold de elevación artificial (ALMs)	151
Figura 39. ALM y pozos submarinos del BC-10	153
5.12.9 Sistema de módulo de refuerzo.	153
Figura 40. Disposición general del BC-10 ALM #1	154
Figura 41. Mostrando todo el caisson y el ALM (parte superior izquierda); la estructura de soporte, conductores de 42" y el manifold encima (parte superior derecha); ALM con 4 MOBOs instalados (parte inferior derecha); vista de cerca del TEA mostrando su conexión al caisson de 32" de diámetro interno – esto comprende el MOBO (parte inferior izquierda).	154
5.12.10 Ensamble superior del Caisson o Top End Assembly	155
5.12.11. Árbol vertical mejorado de aguas profundas (EVDT)	155
5.12.12 Herramientas para Intervención en Pozos	158
5.12.13 Distribución umbilical	160
5.12.13.1 Descripción del sistema de distribución de alta tensión y umbilical	160
Figura 42. Sección transversal umbilical final del BC-10	161
5.12.13.2 Consideraciones sobre la selección de cables y el tendido eléctrico.	161
5.12.13.3 Selección del tipo de cable de alta tensión	161
5.12.13.4 Configuración umbilical dinámica	163
5.12.13.5 Comentarios posteriores a la instalación	164
Finalización del colgado	164
5.12.14 Controles e instrumentación submarina	164
5.12.14.1 Controles	164
5.12.14.2 Instrumentación Submarina	166
6. CONCLUSIONES	167

LISTA DE ACRÓNIMOS

<i>Acrónimo</i>	<i>Significado en inglés</i>	<i>Significado en español</i>
AHV	Anchor Handling Vessel	Embarcación para manejo de anclase/barco abastecedor
ALM	Artificial Lift Manifold	Manifold de sistema artificial de producción
API	American Petroleum Institute	
B/D BPD	ó Barrels per-Day	Barriles por Día
BEC	Electric Submersible Pump	Bombeo Electro centrífugo.
BOP	Blow Out Preventer	Preventor de reventones de superficie
BSLM	Bend Stiffener Locking Mechanism	Mecanismo de Bloqueo del Refuerzo de Flexión
CA	Alternating Current	Corriente Alterna
CAPEX	Capital Expenditures	Gastos de Capital
CFD	Computational Fluid Dynamics	Simulación numérica de flujos: El objetivo de este método de simulación es imitar computacionalmente flujos y patrones de flujo. De este modo, es posible visualizar y analizar las trayectorias y progresiones del flujo sin realizar una medición real del mismo.
DAS	Downhole Automation System	Sistema de Automatización en Fondo de Pozo
DOD	Dead Oil Displacement	Desplazamiento de Petróleo Muerto
DP	Dynamic Positioning System	Sistema de posicionamiento

			dinámico
ECD	Equivalent Density	Circulating	Densidad efectiva del lodo
EPR	Ethylene Propylene Rubber		Material de aislamiento elastomérico
ESP	Electric Submersible Pump		Bomba Eléctrica Sumergible
EVDT	Enhanced vertical deepwater trees		Árboles Verticales Mejorados para Aguas Profundas
FEED	front-end engineering-design		Diseño de Ingeniería Preliminar o Diseño de Ingeniería Inicial
FHF	Floating Host Facility		Instalación Flotante de Producción
FLJ	Flowline jumpers		Ducto o línea de producción que conecta dos manifolds. Es diferente al WJ.
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading Vessel		Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga
GLCC	Vertical Gas-Liquid Cylindrical Cyclonic		Separador cilindrico vertical de gas-liquido
GLR	Gas-Líquido Ratio		Relación Gas-Líquido
GoM	Golfo de México		Golfo de México
GOR	Gas-Oil Ratio		Relación Gas-Petróleo
GVF	Gas Volume Fraction		Fracción de Volumen de Gas
HCLS	High Capacity Lifting System		Sistema de aterrizaje con compensación de oleaje
HIPPS	High Integrity Pressure Protection System		Sistema de Protección de Alta Presión
HOC	Hot Oil Circulation		Circulación de Petróleo Caliente
HPU	Hydraulic Power Unit		Unidad de Potencia Hidráulica

HV	High Voltage	Alto Voltaje
LCO	Liquid Carryover	Arrastre de Líquido
MBBS	Multibogie Bearing System	Sistema de Cojinetes Multibogie
mD	Milidarcy	Unidad de medida de permeabilidad utilizada principalmente en la industria petrolera y geología para cuantificar la capacidad de un medio poroso (roca) de permitir el flujo de fluidos
MLE	Motor Lead Extension	Extensión del cable del motor
MMS	Minerals Management Services	Minerals Management Service fue una agencia federal de los Estados Unidos
MODU	Mobil Offshore Drilling Unit	Unidad movable de perforación costa afuera
MOBO	Multiphase Booster Module	Módulo de Bombeo Multifásico
MPFM	Multiphase Flow Meter	Medidor de flujo multifásico
MTTF	Mean Time To Failure	Tiempo Medio hasta el fallo
NAF	Non-Aqueous Fluids	Fluidos no acuosos
SBM Offshore		Empresa multinacional especializada en el diseño, construcción, instalación y operación de sistemas flotantes para la producción y almacenamiento de petróleo y gas en alta mar
ONGC	Oil and Natural Gas Corporation	Compañía estatal india que participa como socio minoritario en Parque das Conchas (BC-10) en la cuenca de Campos, Brasil
OPEX	Operating Expenditures	Gastos Operativos

Pipeline ó FL	Flowline		Ducto submarino o línea de recolección de hidrocarburos
PM	Production Manifold		Manifold de Producción
PVT	Pressure, Temperature	Volume,	Propiedades de Presión-Volumen-Temperatura de los fluidos del yacimiento
RGD	Rapid Gas Decompression (en materiales elastoméricos)		Descompresión rápida de gas en elastómeros
ROV	Remotely Operated Vehicle		Minisubmarino de control remoto
RPD	Rapid Gas Decompression		Descompresión Rápida de Gas
RTD	Resistance Temperature Detector		Dispositivos térmicos resistivos
SAC	Conventional Artificial Lift System		Sistema Artificial Convencional
SAP	Artificial Lift System		Sistema Artificial de Producción
SBOP	Surface Blowout Preventer		Preventor de Reventones de Superficie
SBS	Subsea Boosting system		Sistema de impulso submarino que permite incrementar la presión de la producción de hidrocarburos
SH	Hybrid System		Sistema Híbrido
SID	Subsea Interface Device		Dispositivo de Interfaz Submarino
SLED	SLED		Estructura submarina para interconexión de FL's. SLED no tiene traducción al español
SLWR	Steel Lazy Wave Riser		Riser de acero con sistema de flotación que permite que el riser tome una forma de arco que se diseña para absorber el movimiento del FPU generado por el oleaje.

SCR	Steel Catenary Riser		Riser de acero en forma de catenaria
TCF	Trillion Cubic Feet		Billones de pies cúbicos
TEA	Top End Assembly		Ensamble superior del Caisson
THD	Tubing Hanger Deck		Dispositivo de Suspensión de Tubing
THP	Tubing Head Pressure		Presión en Cabeza del Pozo
THS	VXT - Tubing Head Spool		Carrete de cabezal de producción submarino
TMIT	Top-mounted internal turret		Torreta Interna Montada en la Parte Superior
TP	Production Tubing		Tubería de producción
TR-XLPE	Thermo-Responsive Cross-Linked Polyethylene		Material aislante para cables eléctricos
TVD	True Vertical Depth		Profundidad Vertical Verdadera
VSD	Variable Speed Drive		Variador de Frecuencia
WL	Well Jumpers		Ducto o línea de producción conectado a los árboles submarinos. Well jumper no tiene traducción al español

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo aborda los múltiples desafíos y soluciones que han implementado los ingenieros petroleros a nivel mundial para extraer petróleo de manera eficiente y económica en aguas profundas, con un enfoque específico en el Golfo de México (GoM). Esta región presenta una combinación única de desafíos, tales como profundidades de hasta 10,000 pies [3048 m], alta presión superior a 10,000 psi [690 bar], temperaturas elevadas que superan los 195 °C en el fondo del pozo, formaciones complejas como zonas de sal y alquitrán, yacimientos profundos con más de 30,000 pies [9145 m] de profundidad vertical real, arenas estrechas (< 10 mD) y fluidos con problemas extremos de garantía de flujo.

El objetivo general de este estudio es analizar la eficiencia del levantamiento artificial mediante bombeo electro-centrífugo (ESP) en pozos de aguas profundas para optimizar la producción de hidrocarburos, con la finalidad de implementar esta tecnología en el GoM. Ya que las áreas de exploración en aguas profundas de México abarcan profundidades entre 4,000 pies [1220 m] y 10,000 pies [3048 m], ubicándose principalmente en ambientes sub-salinos con cubiertas de sal que oscilan entre 7,000 pies [2134 m] y 20,000 pies [6096 m] de espesor, y objetivos a profundidades verticales verdaderas de 25,000 pies [7620 m] a 35,000 pies [10668 m].

Entre los objetivos específicos, se analizarán los desafíos presentes en estos yacimientos para seleccionar adecuadamente el sistema de levantamiento artificial. También se evaluarán las consideraciones sobre los componentes y el diseño del ESP en el GoM. Además, se estudiará un campo de aplicación real para conectar la teoría con la práctica en la ejecución del proyecto BC-10, destacando la importancia de los sistemas artificiales de producción en campos de aguas profundas debido al agotamiento de la energía natural de los yacimientos, donde los métodos tradicionales de extracción suelen ser ineficientes.

Este trabajo sostiene la tesis de que el bombeo electro-centrífugo podría ser una alternativa adecuada e imprescindible como método de sistema artificial en pozos de aguas profundas del GoM, permitiendo la explotación de nuevos yacimientos. Para sustentar esta propuesta, se presentará una contextualización sobre aguas profundas y sistemas artificiales de producción, enfocándose posteriormente en el ESP. Asimismo, se analizará un caso de éxito en Brasil, donde el bombeo electro centrífugo permitió la producción de hidrocarburos en aguas profundas, demostrando el potencial de replicar este logro en México.

Es fundamental equilibrar la energía natural del pozo con el método artificial adecuado para maximizar la recuperación de los pozos de manera rentable. Las tecnologías de levantamiento artificial deben adaptarse a cambios significativos en la producción, optimizando el uso de energía y mejorando la confiabilidad en entornos hostiles. Además, los recientes avances tecnológicos han ampliado los límites de los sistemas artificiales, permitiendo el uso simultáneo de más de un método en el mismo pozo. Esto evita interrupciones en la producción durante reparaciones, reduciendo pérdidas económicas significativas.

En conclusión, la industria petrolera avanza hacia pozos cada vez más profundos en aguas más profundas, respaldada por desarrollos tecnológicos que permiten enfrentar condiciones extremas. No obstante, es esencial considerar factores críticos al planificar estos pozos. En este contexto, el bombeo electro centrífugo se analiza como el principal método de producción artificial para aguas profundas, tomando como referencia el caso de estudio del yacimiento Parque das Conchas en el bloque BC-10 en Brasil.

1. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS EN MÉXICO

En este capítulo hablaremos sobre el comportamiento y los estudios que se le han hecho al GoM para entender un poco mejor la geología de esta zona, la cual; aunque sea del Golfo de México en territorio estadounidense, se ocupa para entender los yacimientos mexicanos, usándolos como análogos. Recordando que el costo de la perforación de pozos a mayor profundidad no es lineal con respecto a la profundidad, si no que, aumenta exponencialmente, sin olvidar que el riesgo también aumenta. Por lo que la tecnología necesaria para perforar, registrar y terminar los pozos es otro factor que aumenta los costos. Ya que actualmente se invierte tiempo y dinero para perforar en estas condiciones. El principal factor es descubrir nuevas y vastas reservas.

En diciembre de 2006, un artículo de agebcua US Minerals Management Services, reveló una estimación de la tendencia del Terciario Inferior que se muestra en la figura 1, en el Golfo de México contenía alrededor de 15 mil millones de barriles de petróleo en reservas potenciales (New Discoveries: The Lower Tertiary Trend, 2006).

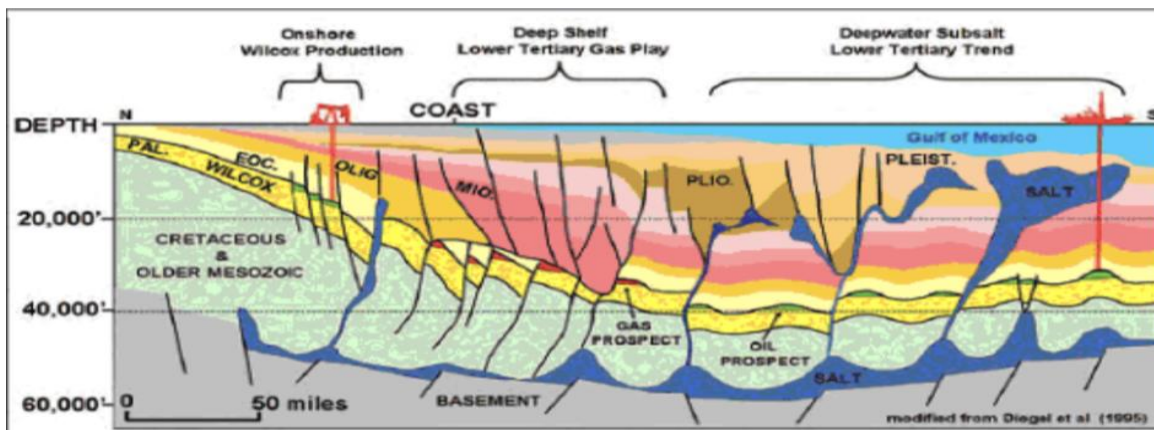


Figura 1. Tendencia del Terciario Inferior (en tierra y costa afuera del Golfo de México)

Esta tendencia, depositada hace más de 25 millones de años, ha estado produciendo hidrocarburos en las costas de Texas y Luisiana durante muchos años. Varios pozos recientes perforados en el Golfo de México en tirantes de agua superiores a los 5,000 pies presentaban la misma tendencia, lo que ha permitido a los geólogos correlacionar la presencia en tierra con los estratos de aguas profundas. El documento de la MMS reveló 11 descubrimientos de tendencias del Terciario Inferior anunciados públicamente en los bloques de Alaminos Canyon, Walker Ridge y Keathley Canyon. El último de estos alcanzó una profundidad de 32,500 pies y encontró 800 pies de arenas con hidrocarburos. Ese año, otro operador anunció una prueba de pozo exitosa de uno de sus descubrimientos del Terciario Inferior, demostrando que se trataba de un yacimiento producible (Nuevos descubrimientos: La tendencia del Terciario Inferior, 2006).

Varios operadores siguen anunciando descubrimientos y en 2009 dos importantes anuncios fueron los prospectos Tiber y Buckskin. Tiber fue perforado a una profundidad total de 35,055 pies (10,685 m), lo que lo convierte en el pozo más profundo jamás perforado por la industria del petróleo y el gas, según el operador (Lima y Pals, 2009). A medida que los operadores sigan explorando y desarrollando la tendencia del Terciario Inferior, los pozos seguirán superando regularmente los 30,000 pies y algunos ya se están acercando a los 40,000 pies. Estos pozos desafiaron el límite de la tecnología actual de perforación y producción. El documento de la MMS sobre el potencial de esta área deja claro que definitivamente se requiere seguir invirtiendo en el desarrollo de proyectos para recuperación de los hidrocarburos de esta región.

1.2. Aguas Profundas del Golfo de México

El norte de aguas profundas del Golfo de México (es decir, >457 m [1,500 ft] de profundidad de agua) es una de las áreas de aguas profundas más activas del mundo para la exploración y el desarrollo de petróleo. La geología del área es extremadamente compleja, compuesta por sedimento cenozoico grueso (>15,000 m [50,000 ft]) y un marco estructural que incluye sistemas de sal alóctona multinivel,

fallas extensionales y contraccionales, y grandes cinturones de pliegues con núcleo de sal. A principios de la década de 1980, solo unos pocos pozos en esta área habían sido perforados en profundidades mayores a 457 m (1,500 ft); 30 años después, existen 226 descubrimientos y campos en estas profundidades.

El norte de aguas profundas del Golfo de México es notable por tres razones.

1. Su petróleo es una parte importante del suministro energético de Estados Unidos. En 2015, la Administración de Información Energética de EE. UU. predijo una producción diaria de petróleo de 1.52 millones de barriles, aproximadamente el 16% de la producción diaria en Estados Unidos (Yen, 2016). Se esperaba que la producción aumentara a aproximadamente 1.9 millones BOE/día para 2016 y luego se mantuviera en ese nivel durante los siguientes 5 años Beaubouef; Yen (2015, 2016; citado en Weimer et al., 2017).
2. El norte de aguas profundas del Golfo de México sirve como un análogo geológico para ayudarnos a comprender otras cuencas de aguas profundas.
3. Su complejidad geológica impulsó muchos avances tecnológicos; los investigadores tuvieron que inventar nuevas técnicas en imagen sísmica, perforación y desarrollo.

Es decir, esta gran cantidad de perforación en el norte de aguas profundas del Golfo de México ha llevado a varios logros récord en exploración y producción.

La perforación exploratoria se está volviendo más común en aguas ultra-profundas, donde se han perforado 40 campos y descubrimientos en profundidades de agua mayores a 2,135 m (7000 ft). Por lo que, los sistemas de conexión submarina de larga distancia, siendo una tecnología desarrollada por primera vez en el Mar del Norte, ahora son comunes en algunas áreas del norte de aguas profundas del Golfo de México; 143 de los 226 campos y descubrimientos están siendo o serán producidos mediante subsea tiebacks, y esta tecnología se usará cada vez más. El

sistema submarino más profundo es el campo Tobago en 2,945 m (9656 ft) de agua para el centro SPAR Perdido en Alaminos Canyon; dos campos separados han sido conectados a una sola instalación de producción. Con el desarrollo continuo, estos récords de profundidad de agua para desarrollo se rompen cada pocos años. La mayor profundidad de agua para perforación exploratoria en el Golfo de México fue de 3,300 m (10,010 ft) en Alaminos Canyon 951 en 2003.

1.3 Adquisición y procesamiento sísmico

Las mejoras en la adquisición como en el procesamiento sísmico han sido cruciales para el éxito continuo de la exploración y el desarrollo en el norte de aguas profundas del Golfo de México. Ya que esta mejora en cuanto a la imagen sísmica ha permitido una definición más precisa de la estructura y la estratigrafía debajo de la sal alóctona somera y ha abierto una nueva provincia de exploración completa.

La sal alóctona somera presenta grandes desafíos para la imagen sísmica, principalmente porque las señales sísmicas de gran desplazamiento no penetran a través de la sal. El ángulo crítico se alcanza en ángulos de incidencia relativamente bajos, típicamente poco más de 30° , en la parte superior de la sal. Por lo que, la energía sísmica se refracta a lo largo de la interfaz sal-sedimento. Y con el conocimiento impreciso de la profundidad de la base de la sal también resulta en problemas de imagen. Resultando en un rango limitado de receptores de ondas sísmicas que han pasado a través de la sal. Menos reflexiones activas resultan en datos más ruidosos.

Debido al fuerte contraste de velocidad de la sal ($\sim 14,600$ ft/s [4790 m/s]) con los sedimentos subyacentes y suprayacentes (6000 – 8000 ft/s [1970 – 2625 m/s]), el frente de onda sísmico viaja casi el doble de rápido en la sal que en el sedimento circundante; provocando que el tren de ondas cambie de forma conforme viaja a través de la sal. Diferentes trayectorias de rayo a través de la sal, según lo demandado por diferentes ubicaciones de disparo y receptor, hacen que la señal salga de la base de la sal en diferentes tiempos y en diferentes lugares. A menos

que las señales se corrijan perfectamente para las diferentes trayectorias de rayo, lo cual requeriría conocimiento previo de la geometría del cuerpo de sal, ondas de diferentes formas y tiempos se suman entre sí. El resultado es interferencia destructiva, lo que se traduce en una reducción de altas frecuencias y, por lo tanto, menor resolución.

1.4 La geología como un análogo

Worral et al., (2001, citado en Weimer et al., 2017) habla sobre como sirve el norte de aguas profundas del Golfo de México, como un análogo geológico crucial para la exploración y el desarrollo de muchas otras cuencas de aguas profundas. Siendo hasta la fecha, aproximadamente el 70% de las reservas de aguas profundas en el mundo donde se encuentran; en cuencas sedimentarias, con sustratos móviles (es decir, sal, lutitas), similares al Golfo de México. Estas cuencas tienen cuatro características sobresalientes:

1. Numerosas estructuras extensionales y contraccionales que crean trampas potenciales.
2. Drenaje de áreas moderadas a grandes de los continentes, de modo que hay abundante sobrecarga y vastos volúmenes de arena de roca almacén.
3. Arenas de roca almacén apiladas que se depositan en cuencas intra-talud o en la base del talud.
4. Un sistema petrolero caracterizado por rocas generadoras más antiguas y profundas, cuya generación y migración son un fenómeno relativamente reciente en términos geológicos.

Dos factores son críticos para comprender la geología del norte de aguas profundas del Golfo de México y los controles sobre sus sistemas petroleros:

1. La sedimentación siliciclástica mayor durante el Cenozoico.
2. La tectónica compleja causada por altas tasas de sedimentación y los sustratos móviles.

Según McBride et al., (1998, citado en Weimer et al., 2017) la interacción de estos dos factores ha creado sistemas petroleros complejos, donde las trayectorias de migración están en constante evolución y cambio debido a la deformación continua.

1.5 Evolución geológica del norte de aguas profundas del Golfo de México

La evolución geológica del norte de aguas profundas del Golfo de México se ilustra en perfiles sísmicos regionales, una serie de gráficos cronoestratigráficos y tectónicos, y siete mapas secuenciales que muestran la distribución regional de rocas almacén en campos productores y descubrimientos según sus edades.

Durante la comunicación personal que cita Weimer et al., 2017 con Worrall, 2012, el rifting se desarrolló durante el Bajociano–Batoniano, y la Sal Louann se depositó durante el Jurásico Medio (Calloviano). Durante el Jurásico Tardío, el moderno Golfo de México profundo del norte se hundió rápidamente durante la expansión del fondo oceánico. Localmente, en el noreste del Golfo de México de aguas profundas, la Formación Norphlet, una arenisca eólica, se desarrolló a través del arco Middle Ground antes de la subsidencia regional. Dos de las principales rocas generadoras en aguas profundas se depositaron durante este período: rocas generadoras de edad Oxfordiano y Tithoniano. La primera sal alóctona fue inicialmente emplazada durante el Kimmeridgiano en el noroeste, en el área actual del cinturón de pliegues Perdido.

Durante el Berriasiano–Valanginiano, una tercera posible roca generadora se depositó localmente en el este del Golfo de México. Hudec et al., (2013, citado en Weimer et al., 2017) desde el Valanginiano tardío hasta el Barremiano, una capa mayor de sal alóctona fue trasladada hacia la cuenca y transportó los estratos originales del Jurásico Superior y del Cretácico Inferior más bajo. Los pliegues contraccionales iniciales en los cinturones de pliegues Keathley–Walker y Mississippi Fan se desarrollaron dentro de las partes más profundas de esta capa

de sal alóctona. El emplazamiento de esta capa de sal en el Cretácico Temprano es significativo, porque gran parte de la tectónica salina cenozoica posterior estuvo relacionada con su deformación inicial. Regionalmente, es probable que este emplazamiento de sal alóctona continuara más tarde en el tiempo, posiblemente hasta el Cretácico Tardío.

Los estratos del Cretácico Superior están dominados por lutitas de grano fino y carbonatos interestratificados hacia el noreste; son más ricas en lutitas en la parte central y hacia el noroeste. Una unidad mayor de arenisca, el equivalente más profundo de la productiva arenisca Tuscaloosa somera-marina, fue depositada durante el Cenomaniano hasta el Turoniano más temprano. Esta arenisca ha sido penetrada en dos pozos: Tiber y Baha 2; según Horn, 2011; Scott et al., 2012, 2014 los cuales fueron citados en Weimer et al., 2017.

Durante el Paleoceno, hubo un marcado incremento en las tasas de sedimentación en el norte del Golfo de México de aguas profundas. Los sedimentos siliciclásticos fueron derivados de las tierras altas creadas por la orogenia Laramide en las Montañas Rocosas hacia el noroeste y depositados en una serie de líneas de costa ricas en arena durante el Paleógeno. Dos depósitos principales de rocas almacén de aguas profundas son equivalentes a las areniscas someras-marinas productivas de petróleo. Enlistándolas.

1. La Formación Wilcox (Paleoceno superior–Eoceno inferior) forma la roca almacén en 23 campos y descubrimientos en Estados Unidos y 5 descubrimientos adicionales en México.
2. La Formación Frio (Oligoceno) forma la roca almacén en dos campos en Estados Unidos (Great White, Silvertip) y uno en el área mexicana (Supremus).

Al inicio del Mioceno, dos eventos significativos afectaron la sedimentación regional. Comenzando por el área de drenaje para sedimentos que se expandió hacia el este

e incluyó las Montañas Apalaches occidentales. Estos drenajes adicionales causaron que los centros de depósito somero-marinos se desplazaran hacia el este, hacia el Golfo de México central. Para después considerar que las tasas de sedimentación aumentaron considerablemente, causando que grandes volúmenes de sedimento se depositaran sobre la sal más profunda. Esta carga extensa de sedimento impactó significativamente la tectónica de dos maneras:

1. El alóctono del Cretácico Inferior comenzó a deformarse, creando el emplazamiento de las características de sal somera presentes en el talud, como extensas series de diapiros de sal y cuencas intra-talud desarrolladas, donde se depositaron muchas arenas de roca almacén.
2. La migración asociada de la sal hacia abajo resultó en un aumento de la deformación en los cinturones de pliegues Keathley–Walker y Mississippi Fan.

Durante el Mioceno medio a tardío, se desarrollaron numerosas estructuras de cinturón de pliegues, y los flancos de los pliegues se empinaron considerablemente, aumentando los cierres estructurales que ahora están siendo explorados y desarrollados. Para finalmente con la continua carga de sedimento a altas tasas de depósito a lo largo del Neógeno–Pleistoceno creó la batimetría irregular en el talud que vemos hoy en las características de sal alóctona somera (altos batimétricos) y cuencas intra-talud (bajos batimétricos). La ubicación de los campos y descubrimientos es solo un indicador general de la ubicación de los centros de depósito marino profundo.

Durante el Mioceno temprano, el centro de depósito somero-marino estaba en la parte norte-central del Golfo de México, las arenas de las rocas almacén equivalentes más profundas se encuentran principalmente en el sur de Green Canyon. Durante el Mioceno medio a tardío, el principal centro de depósito somero-marino se desplazó hacia el este, y las rocas almacén equivalentes más

profundas se encuentran principalmente en Mississippi Canyon, Green Canyon oriental, Viosca Knoll y las áreas de proyección orientales de DeSoto Canyon.

Durante el Plioceno temprano, el centro de depósito somero-marino se desplazó hacia el oeste, hacia la parte central del norte del Golfo de México, y las rocas almacén de aguas profundas se encuentran principalmente en Green Canyon, Garden Banks occidental y las áreas de proyección occidentales de Mississippi Canyon. Durante el Plioceno tardío, el centro de depósito somero-marino continuó desplazándose hacia el oeste, con las rocas almacén de aguas profundas encontrados en East Breaks, Garden Banks y Green Canyon. Durante el Pleistoceno temprano, las arenas se encuentran principalmente en East Breaks, Garden Banks y Green Canyon. Solo unas pocas rocas almacén producen de los sedimentos del Pleistoceno superior.

1.6 Provincias de exploración y tectónica.

Zarra (2007a), citada en Weimer et al., (2017) definió cuatro provincias principales basadas en las edades de las estratas y los estilos de deformación: Cuencas, Subsal, Cinturón de pliegues y Planicie abisal. La geología de cada provincia se sintetiza aquí, incluyendo un resumen de los campos, las edades de las rocas almacén, el tipo de trampa de cada campo, y perfiles sísmicos representativos (Figura 2). Al clasificar las trampas, es importante dar a conocer que casi todos los campos en el norte del Golfo de México de aguas profundas tienen un componente estratigráfico en su trampa, incluyendo aquellos campos con cierre en cuatro direcciones.

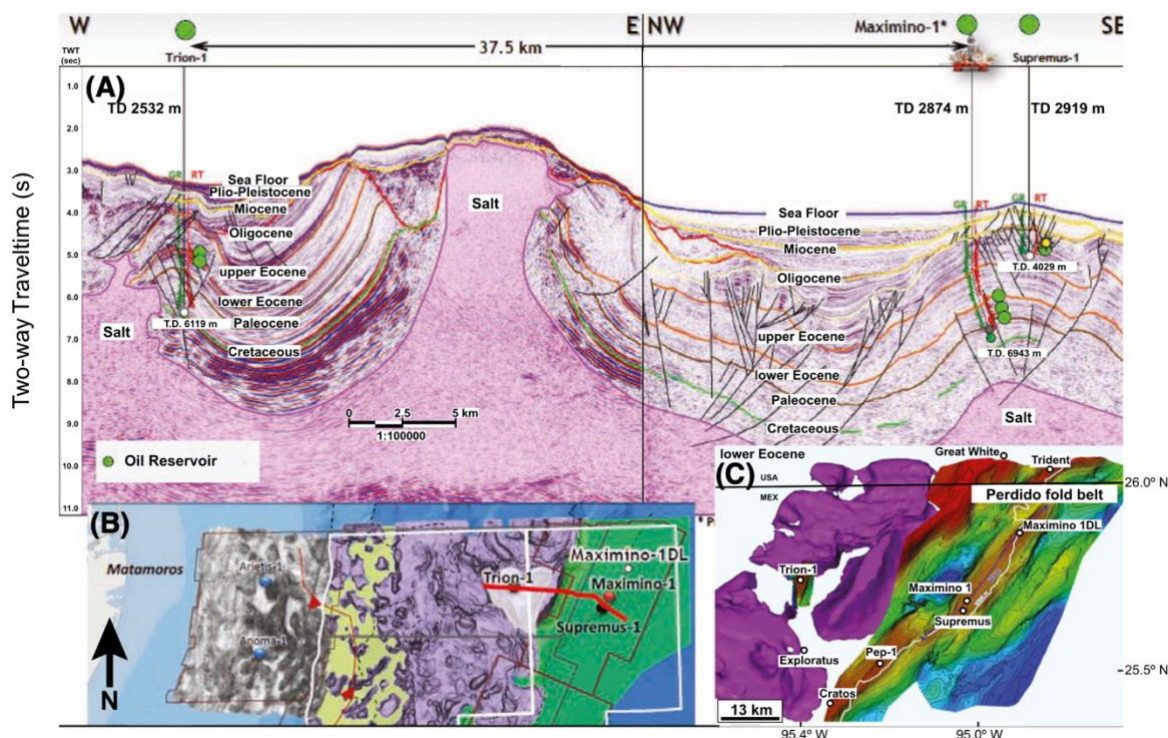


Figura 2.

(A) Perfil sísmico regional a través de las estructuras del cinturón de pliegues Trion y Perdido en las aguas profundas del noroeste del Golfo de México. Se muestran las ubicaciones de los pozos Trion, Maximino y Supremus.

(B) Mapa que muestra la ubicación del perfil sísmico en (A). De oeste a este, azul claro = plataforma; gris = talud superior; verde claro = talud medio; morado = talud inferior con sal alóctona somera; blanco = estructura Trion; verde y azul claro = llanura abisal no diferenciada.

(C) Mapa de contorno estructural del cinturón de pliegues Perdido y la estructura Trion del Eoceno inferior. El gradiente de profundidad va de rojo (somero) a azul (profundo). Morado = talud inferior con sal alóctona somera. Tomado de Colmenares (2014). Reimpreso con permiso de AAPG.

1DL = 1 delimitación; GR = rayo gamma; MEX = México; Plio = Plioceno; RT = resistividad; TD = profundidad total.

Además, debido a la complejidad estructural, algunas de estas provincias se superponen, lo que hace difícil esta clasificación. Por ejemplo, el cinturón de pliegues Mississippi Fan se extiende debajo de la sal en el sureste de Green Canyon, donde están presentes cuatro campos. En este caso, incluimos estos campos en la provincia del Cinturón de pliegues. En contraste, todos los

descubrimientos en el cinturón de pliegues Keathley–Walker se incluyen en la provincia Subsal, excepto los campos Chinook y Cascade, que se encuentran más hacia la cuenca, fuera de la provincia Subsal. Aquellos campos que se encuentran debajo de la sal, pero inmediatamente adyacentes a la provincia de Cuencas se incluyen en la provincia Subsal.

1.6.1 Rocas generadoras

Las rocas generadoras en el norte del Golfo de México de aguas profundas se encuentran a grandes profundidades del subsuelo, comúnmente suprayacidas por más de 13,000 m (30,000 ft) de estratas. En consecuencia, solo 26 pozos han penetrado las rocas generadoras, principalmente alrededor del margen noreste y en características estructurales someras (Figura 3; Weimer et al., 2016a). Así, las relativamente pocas penetraciones significan que la distribución regional de las rocas generadoras se interpreta principalmente con base en la composición del petróleo y datos de biomarcadores de yacimientos o por filtraciones en el talud (Wenger et al., 1994; Cole et al., 2001a, b; Colling et al., 2001; Hood et al., 2002; Jacques y Clegg, 2002; citados en Weimer et al., 2017).

Se interpretan dos intervalos de roca generadora como coetáneos a estratas equivalentes somero-marinas hacia arriba:

1. Calizas y margas somero-marinas oxfordianas (equivalente Smackover), encontradas principalmente hacia el noreste.
2. Lutitas titonianas (equivalente Cotton Valley), que son ampliamente distribuidas.

Teerman et al., (2010, citado en Weimer et al., 2017) habla de un tercer posible intervalo de roca generadora, Cretácico Inferior, que se interpreta como presente por algunos autores. La distribución de área de estas rocas generadoras se muestra en la Figura 3. Las rocas generadoras oxfordianas tienen querógenos tipo I y las rocas generadoras titonianas tienen querógenos tipo II y tipo IIS; que fueron depositadas durante la historia temprana posterior al rifting según Cole et al.,

(2001b, Weimer et al., 2017). El intervalo del Cretácico Inferior se considera un querógeno tipo II. Un área en el talud norte tiene aceites que se producen de una mezcla de estos intervalos de roca generadora (Figura 3). Las características de registros eléctricos para estas rocas generadoras se muestran en Weimer et al. 2016a.

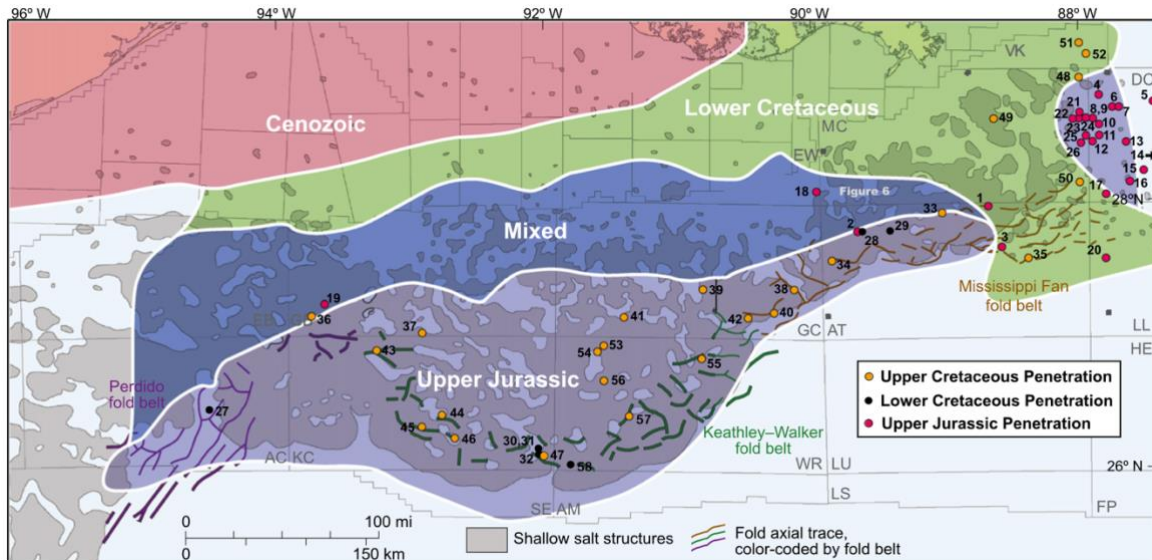


Figura 3. Mapa que muestra la distribución de diferentes edades de rocas generadoras y el depósito del Cretácico Superior de Chicxulub (según Denne et al., 2013) se muestran mediante círculos numerados.

1.7 Evolución de los Plays de exploración y resultados

Una parte importante del éxito que se sigue dando en la exploración en el norte del Golfo de México de aguas profundas es que los conceptos de play de exploración han evolucionado con el tiempo, lo que ha resultado en un crecimiento sustancial de reservas. Zarra, (2007, citado en Weimer et al., 2017) habla sobre los cinco plays principales de exploración (Figura 4), relacionados con las cuatro provincias tectónicas, que se han desarrollado durante los últimos 25 años: el *flex trend*, minicuecas, cinturón de pliegues, subsal y plays mesozoicos. También se muestran en la Figura 4 el número de descubrimientos por año y el momento y transición de los plays de exploración.

Por ejemplo, en 1975, el campo Cognac fue el primer descubrimiento en profundidades de agua mayores a 200 m (660 ft) (Figura 4); 2001 fue el año con el mayor número de descubrimientos, sin descubrimientos en 1978, 1979 y 1992. Es necesario mencionar que el incidente de Macondo en abril de 2010 condujo a un aumento en la acción regulatoria de este ámbito y a una disminución subsecuente en los descubrimientos.

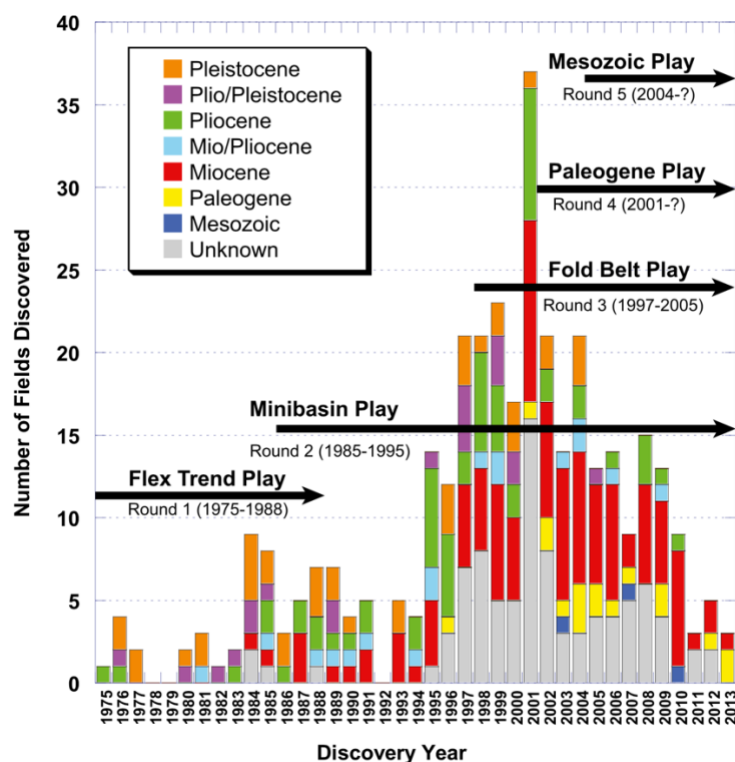


Figura 4. El gráfico muestra el número de descubrimientos en el norte del Golfo de México por año para profundidades de agua mayores a 200 m (650 ft), las edades de los reservorios y el momento de cinco principales plays de exploración. Mio = Mioceno; Plio = Plioceno.

Los dos primeros *plays* de exploración en aguas profundas —*flex trend* y minicuenas— ocurrieron en la provincia de Cuencas. A principios y mediados de la década de 1980, las compañías de exploración comenzaron a perforar en profundidades de agua mayores a 1,500 ft (457 m), enfocándose en perforar en el *flex trend*, que es el talud superior hacia la cuenca del actual borde de la plataforma. Los descubrimientos generalmente tenían reservas pequeñas en rocas almacén que comprendían sedimentos de relleno de canal y capas delgadas en diques.

Debido a las reservas relativamente pequeñas y a la mejora en la tecnología de perforación, la actividad de exploración luego se trasladó a las aguas profundas del talud medio, donde se descubrieron campos más grandes, como Mars (800 millones BOE), Ursa (500 millones BOE) y Mensa (1.2 TCF), todos campos notables por su desarrollo pionero.

El tercer play de exploración fue en los cinturones de pliegues de aguas profundas. Un pozo de exploración fue perforado en este cinturón de pliegues Mississippi Fan (aunque 8 años antes) antes del primer descubrimiento (Neptune: AT 575; en 1995. En el cinturón de pliegues Perdido, se perforaron tres pozos antes del primer descubrimiento comercial (Great White: Alaminos Canyon 857 en 2002, citado en Weimer et al., 2017). El cuarto play de exploración fue el subsal; los descubrimientos subsal se hicieron inicialmente en la plataforma, y luego lentamente la exploración se trasladó al talud medio a inferior durante la década de 1990, con más pozos de exploración perforados desde 2000. Los descubrimientos iniciales se hicieron en áreas donde la sal sobre colgaba parcialmente los prospectos. Los descubrimientos posteriores se hicieron donde la sal alóctona somera se extendía a través de todo el campo prospectivo. Finalmente, el play mesozoico tuvo su primer éxito de exploración en 2004; desde entonces, ha habido tres descubrimientos adicionales, así como varios descubrimientos no comerciales y pozos secos. Cinco pozos de exploración fueron perforados antes de que se hiciera el primer descubrimiento comercial en 2009 de acuerdo con Rojas, (2015, citado en Weimer et al., 2017).

La evolución continua en los plays de exploración ha tenido un efecto importante en el crecimiento sostenido de reservas por año (Figura 5) y acumulativamente. Las reservas crecieron a las tasas más altas entre 1995 y 2001 y han continuado creciendo más lentamente desde entonces. Un desafío en la compilación de estos datos es que los tamaños de los campos subsal no han sido anunciados.

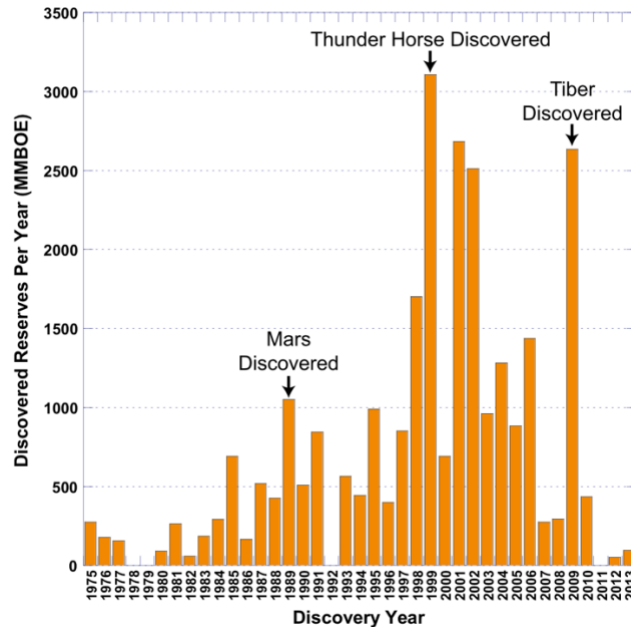


Figura 5. El gráfico muestra el volumen de reservas en el norte del Golfo de México descubierto por año para profundidades de agua mayores a 200 m (650 ft). Los descubrimientos más grandes incluyen Mars (1989, provincia de Cuencas), Thunder Horse (1999, provincia Subsal del Mioceno), y Tiber (2009, provincia Subsal del Eoceno).

Los resultados de exploración resumidos en las Figuras 2, 3, 4 y 5 indican varios aspectos importantes del play de aguas profundas para el norte del Golfo de México de aguas profundas; por analogía, estos hallazgos también son importantes para muchas cuencas de aguas profundas globales. Ya que la tecnología de perforación y la obtención de imágenes sísmicas han mejorado, se han desarrollado nuevos plays. Junto con la apertura de nuevas provincias de perforación, el crecimiento de reservas se ha mantenido alto. Finalmente, la exploración continúa hoy en todas estas provincias.

1.8 Tamaños de campos

Los tamaños de las reservas de los 50 campos y descubrimientos más grandes en el norte del Golfo de México de aguas profundas se muestran en la Figura 6. Señalando que solo 24 campos tienen reservas mayores a 300 millones BOE, y 38 campos tienen más de 200 millones BOE en reservas; los 186 campos restantes son menores a 200 millones BOE. El tamaño promedio de las reservas para los

campos en el norte del Golfo de México de aguas profundas es de 77 millones BOE de acuerdo con Beaubouef, (2015, citado en Weimer et al., 2017). Un tema común en muchos campos es que, aunque existen arenas presentes en múltiples secuencias deposicionales, comúnmente solo algunas de las arenas están cargadas. Así, muchas estructuras podrían potencialmente contener considerablemente más petróleo si estuvieran completamente cargadas.

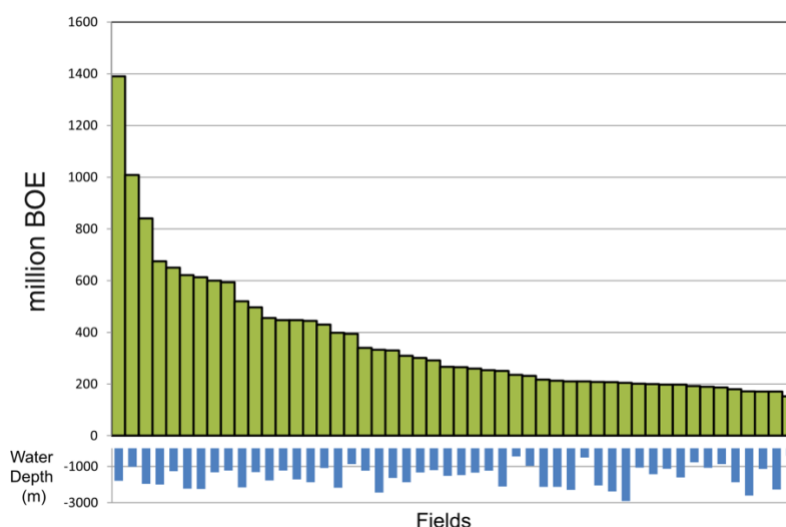


Figura 6. Gráfico que muestra la distribución de los 50 campos más grandes por reservas en las aguas profundas del norte del Golfo de México. El gráfico inferior muestra la profundidad de agua de cada descubrimiento. Nótese que solo 16 campos son de 300 millones BOE o mayores. Figura proporcionada por IHS.

1.9 Calidad de las rocas almacén

La roca almacén en yacimientos de aguas profundas es fundamental, ya que actúa como el medio poroso donde se acumulan los hidrocarburos. En estos entornos, las rocas almacén provienen principalmente de depósitos turbidíticos del Cenozoico, aunque también pueden incluir carbonatos del Mesozoico. Para funcionar adecuadamente, deben presentar porosidad y permeabilidad suficientes que permitan contener y facilitar el flujo de los hidrocarburos.

En aguas profundas, la calidad de la roca almacén está condicionada por factores como el ambiente de depósito, los procesos diagenéticos, la mineralogía y la heterogeneidad interna del sistema. Las arenas turbidíticas de piso de cuenca y de relleno de canal son particularmente favorables, ya que suelen tener una alta

relación neto-bruto, lo que las convierte en excelentes rocas generadoras de buenos yacimientos.

1.9.1 Rocas Almacén Neógenas

Los campos neógenos fueron los primeros yacimientos descubiertos y desarrollados en el norte del Golfo de México de aguas profundas. En la provincia de Cuencas, las arenas del Mioceno y Plioceno tienen relativamente alta porosidad y permeabilidad, resultado de menor compactación y diagénesis y, localmente, gradientes geotérmicos más bajos. La sobrepresión se desarrolla en el subsuelo somero, ayudando a preservar la porosidad y permeabilidad mediante tasas reducidas de compactación. Además, los gradientes geotérmicos bajos en la región contribuyen a la disminución de las tasas de diagénesis; hoy, las temperaturas de las rocas almacén son menores a 80°C (176°F) y, por lo tanto, no están afectadas de manera adversa por la cementación de cuarzo y otros tipos. Desde el fondo marino hasta 4,500 m (14,764 ft) de profundidad en el subsuelo, la compactación mecánica, como función del esfuerzo vertical efectivo, es el principal control sobre la porosidad de la arena.

Para la calidad de las rocas almacén del mioceno en la provincia Subsal, Taylor et al. (2010, citado en Weimer et al., 2017) discutieron el efecto de la sal alóctona en el gradiente geotérmico del subsal y en las tasas de diagénesis. Debido a que la sal suprayacente es altamente conductiva, extrae calor del sedimento inferior, disminuyendo así el gradiente geotérmico del sedimento. Para llegar a esta conclusión, Taylor et al. (2010) compararon la calidad de la roca almacén de dos pozos subsal a la misma profundidad en el subsuelo—Tahiti (Green Canyon 640) y Poseidon (Mississippi Canyon 727). Taylor et al. (2010) encontraron que la roca almacén de Tahiti estaba aproximadamente 30°C (86°F) más frío que el gradiente geotérmico regional, mientras que la roca almacén de Poseidon estaba 40°C (104°F) más alto que Tahiti, más cercano al gradiente geotérmico medido. La roca almacén de Tahiti también pudo haber sido afectado por su proximidad al alimentador de sal que forma la trampa del campo (Figura 15). La mayor

temperatura de la roca almacén de Poseidon favoreció el desarrollo de sobrecrecimientos de cuarzo, causando efectivamente que la calidad de la roca almacén se degradara significativamente. Taylor et al. (2010) concluyeron que el momento del emplazamiento, el espesor de la sal, la profundidad de entierro de la roca almacén y la separación vertical son probablemente factores importantes en el control de la magnitud de la supresión térmica sobre la cementación de cuarzo.

1.9.2 Rocas almacén del Paleoceno superior–Eoceno inferior

La calidad de las rocas almacén Wilcox de aguas profundas del Paleoceno superior–Eoceno inferior es, en general, considerablemente menor que la de las arenas neógenas. Hasta la fecha, seis campos están produciendo del Wilcox en pares: Great White–Tobago, Cascade–Chinook y Jack–St. Malo.

Eikrem et al. (2010, citado en Weimer et al., 2017) resumieron la calidad de las rocas almacén Wilcox de aguas profundas en el campo Great White, un campo suprasal, con valores promedio de porosidad en las areniscas de rocas almacén productoras más someras de 25%–30% y permeabilidades de 50–250 md. Más profundo, las arenas de las rocas almacén no productoras tienen porosidades menores (<15%) y permeabilidades (promedio de 2 md). En contraste, los campos subsal tienen valores de porosidad y permeabilidad más bajos en los yacimientos Wilcox que los del campo Great White.

También, a medida que aumentan las profundidades de los yacimientos, la cantidad de cementación de cuarzo también es un factor importante. En general, los pozos más profundos tienen temperaturas de fondo más altas y pueden tener más cementación. En algunos casos, los efectos de mayor temperatura pueden mitigarse por la proximidad a cuerpos de sal adyacentes o suprayacentes, que tienden a extraer parte del exceso de calor.

Sullivan et al. (2014) señalaron que los valores de porosidad y permeabilidad dependen de los elementos de la roca almacén y de la profundidad, e identificaron

tres agrupaciones. Primero, las rocas almacén de relleno de canal de la unidad Wilcox 1A, la unidad de arenisca más joven de Zarra (2007a), tienen la mejor porosidad y permeabilidad, hasta 400 mD. Segundo, las rocas almacén de relleno de canal Wilcox 2, ligeramente más profundos, tienen valores de porosidad más bajos que el relleno de canal de la unidad 1A y permeabilidad ligeramente menor. Tercero, los lóbulos Wilcox 1A tienen valores de permeabilidad y porosidad más bajos debido a la mayor presencia de turbiditas con *debrites* vinculados (depósitos de flujo transicional) en toda la sección, especialmente en los lóbulos medios a externos. Kane y Ponton (2012, citado en Weimer et al., 2017) señalaron que un depósito individual de flujo transicional típicamente tiene de 1 a 10 cm de espesor, con algunos conjuntos de capas amalgamadas más gruesas de hasta 3 m (10 ft); sin embargo, solo la parte turbidítica de la arena tiene porosidad y permeabilidad efectivas. Como consecuencia, la roca almacén potencial es posiblemente 50%–70% del depósito.

1.9.3 Roca almacén del Jurásico Superior

La calidad de la roca almacén en el Jurásico Superior (Oxfordiano), en los yacimientos eólicos Norphlet en el noreste del Golfo de México de aguas profundas también es motivo de preocupación para el desarrollo de campos. Con base en análisis de núcleos de tres pozos, Douglas (2010) identificó siete litofacies en el Norphlet, dos de los cuales forman las facies de la roca almacén: depósitos de flujo de granos y ondulaciones de viento. Con base en la profundidad y edad de las rocas almacén, los modelos diagenéticos habrían sugerido baja porosidad y permeabilidad efectivas. Sin embargo, las rocas almacén Norphlet en el Golfo de México de aguas profundas tienen una historia diagenética única donde recubrimientos de granos de clorita se han desarrollado autigénicamente alrededor de los granos individuales de arenisca (Douglas, 2010; Godo, en prensa según Weimer et al., 2017). La presencia de la clorita inhibió el desarrollo de cuarzo autigénico y microcuarzo, ambos los cuales obstruyen la porosidad y permeabilidad, manteniendo abiertos los conductos de poro al evitar que el cuarzo nucleara sobre las superficies de los granos de arena. Relaciones petrográficas similares han sido

descritas en los campos Norphlet tanto en tierra como en la plataforma somera del norte del Golfo de México, aunque hay más clorita presente en los campos de aguas someras, y consecuentemente tienen valores de porosidad más bajos.

2. DESAFÍOS EN POZOS DE AGUAS PROFUNDAS

2.1 Aguas Profundas

Las aguas profundas se definen arbitrariamente como aquellas con una profundidad superior a 1600 pies. El término aguas ultra profundas se utiliza a menudo de manera arbitraria para referirse a profundidades mayores a 5000 pies, aunque esta clasificación está sujeta a cada interpretación y reevaluación.

En general, el término aguas profundas hace referencia a yacimientos que se ubican en el mar, a profundidades importantes pero la realidad es que no existe una definición clara sobre la profundidad exacta que constituye aguas profundas. Básicamente, en algún momento, las tecnologías de uso común se consideraron tecnologías convencionales en alta mar, mientras que aquellas tecnologías de vanguardia que amplían las capacidades de producción de la industria se clasifican como de aguas profundas.

Otras veces, el término aguas profundas se usa para describir las profundidades en las que actualmente se están perforando pozos exploratorios, pero donde la tecnología de producción disponible apenas es factible o empieza a ser viable. Como se ha mencionado antes, actualmente se están desarrollando yacimientos en profundidades superiores a 6500 pies en el Golfo de México, incluso por mencionar algunos otros lugares; en la costa occidental de África y la costa de Brasil, lo que se considera al menos producción en aguas profundas, sino también ultra aguas profundas.

Se estima que el 40% de los recursos no descubiertos en aguas profundas se encuentran a profundidades entre 6500 y 10,000 pies, mientras que el 30% se encuentra entre 10,000 y 13,000 pies. Más allá de los 13,000 pies, el potencial de recursos de petróleo y gas es en gran medida desconocido y, por el momento, especulativo. (Speight, 2015).

2.1.1 Operaciones en Aguas Profundas

Sin embargo, las operaciones en aguas profundas, que representan un gran potencial de recursos, plantean muchos desafíos técnicos y de ingeniería, además de implicar costos muy elevados, los cuales solo serían viables para yacimientos altamente prolíficos. Se espera que la tendencia hacia la explotación de recursos en aguas profundas y ultra aguas profundas continúe, permitiendo así, el acceso a zonas aún más profundas y lo que es más importante, reduciendo los altos costos de perforación y producción actuales.

Actualmente es un hecho que los avances tecnológicos han permitido que acumulaciones más pequeñas en aguas menos profundas se vuelvan viables económicamente, a medida que el límite de aguas profundas se extiende más lejos de la costa. El descubrimiento de grandes yacimientos en aguas más profundas ha justificado el desarrollo de infraestructura sobre la cual yacimientos más pequeños pueden aprovecharse. (Speight, 2015)

Las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural se han centrado cada vez más en prospectos de aguas profundas, como aquellos situados a más de 1650 pies de profundidad. Estos yacimientos, que anteriormente estaban fuera del alcance de las plataformas convencionales, ahora pueden ser explotados gracias al uso de instalaciones flotantes de producción y tecnología submarina. No obstante, estas profundidades representan importantes desafíos para la producción, ya que la profundidad del agua influye en todos los aspectos del proceso, el diseño y las consideraciones económicas (Amin et al., 2005).

Las principales zonas de aguas profundas en el mundo incluyen la costa de Brasil, África Occidental y el Golfo de México. Por ejemplo, en Brasil, la producción de petróleo ocurre a profundidades de hasta 10,000 pies. Aunque los deltas fluviales son áreas prometedoras para la exploración, el fondo marino fuera de estos grandes deltas suele estar compuesto por materiales muy blandos, lo que puede generar problemas de estabilidad. Además, el transporte constante de sedimentos por los grandes ríos puede provocar flujos de lodo o deslizamientos del lecho marino, afectando la ubicación potencial de los pozos, las estructuras submarinas (templates) y la ruta de los oleoductos. (Speight, 2015)

2.1.2 Plataformas de Perforación en Aguas Profundas

Aunque este trabajo no está centrado en las plataformas de perforación, es necesario mencionarlas para saber cuáles de ellas y cómo es que nos ayudan con un trabajo tan complejo como es el de ir más allá de 1,500 pies.

Actualmente, las plataformas de acero con base fija y las plataformas de concreto resultan muy poco prácticas en aguas profundas, desde el punto de vista técnico como económico, por lo que se prefieren estructuras flotantes tanto ancladas como de posicionamiento dinámico. En aguas profundas y especialmente, en aguas ultra profundas sobre las plataformas continentales, la perforación de pozos se realiza con equipos flotantes generación VI en adelante.

Las plataformas flotantes se utilizan principalmente para perforación exploratoria, mientras que las plataformas asentadas en el fondo suelen estar asociadas con la perforación de pozos en un campo ya establecido. (Speight, 2015)

Uno de los tipos de plataformas flotantes es el barco de perforación mejor conocido como Drillship, siendo una embarcación con una torre de perforación montada en el centro, sobre una abertura llamada moon pool, que permite la operación de perforación. Estos buques suelen mantenerse en la posición que se requiera mediante seis o más anclas, aunque algunos cuentan con hélices de empuje azimutal para maniobras de posicionamiento dinámico. Sin embargo, los barcos de

perforación tienden a balancearse y cabecear debido a la acción de las olas, lo que puede dificultar la perforación.

Para una mejor estabilidad, es preferible utilizar plataformas semi-sumergibles. Estas embarcaciones proporcionan mediante un casco sumergido; la flotabilidad, mientras que la plataforma de trabajo se mantiene elevada sobre la superficie mediante soportes metálicos, generando que la afectación sea mínima y su posición durante la perforación se mantiene mediante anclas o si es de posicionamiento dinámico mediante triangulación por GPS.

2.2 Desafíos en Aguas Profundas

El hecho que más predomina en el desarrollo de yacimientos petroleros marinos es invariablemente el costo, pues los campos en aguas profundas para ser rentables requieren contener grandes reservas de petróleo y gas, lo que por supuesto supone que se requiere una gran cantidad de pozos para maximizar así la recuperación.

En los últimos treinta años, la industria petrolera costa afuera ha acelerado sus capacidades de actividades de producción de petróleo costa afuera que operan en profundidad, aumentando de aproximadamente 500 m a 3000 m, como se muestra en la Figura 7 (Zhen et al., 2023). La producción en estas aguas ha aportado con más de 10 millones de barriles equivalentes de petróleo (BOE) por día en 2019 y se espera que alcance los 14,5 millones en 2025

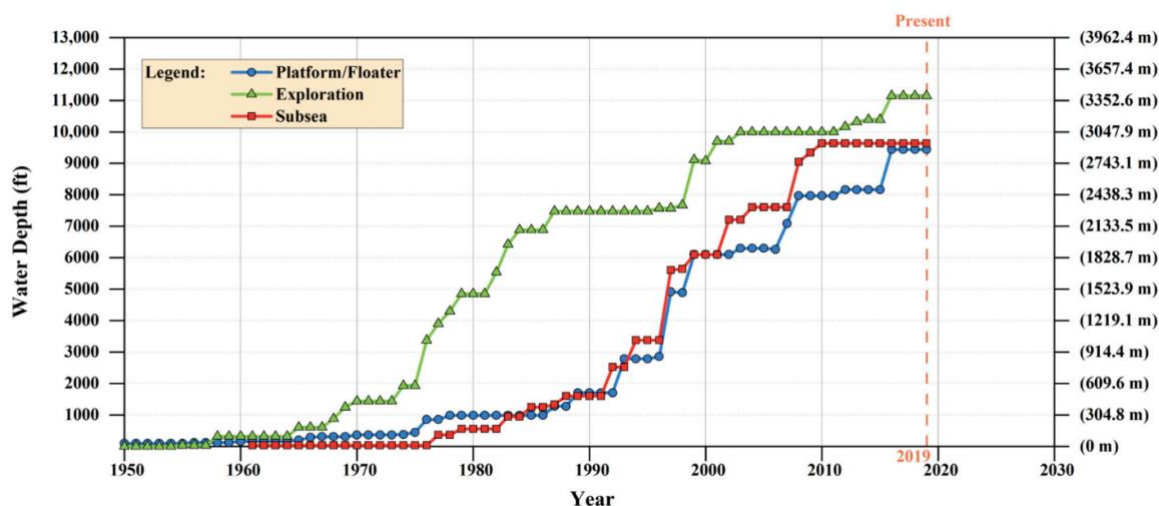


Figura 7. Progresión de las capacidades de profundidad del agua para actividades de producción en alta mar.

Existe un factor dominante en los activos marinos que es invariablemente los costos, cómo son altos gastos de capital (CAPEX) y gastos operativos (OPEX) para los campos ubicados en aguas profundas y ultraprofundas, que requieren grandes reservas de petróleo y gas. Normalmente, las reservas inferiores a 100 millones de BOE se consideran marginales en los campos ubicados en aguas ultra profundas, ya que requiere una plataforma flotante de producción o Floating Host Facility (FHF) independiente.

Para todo lo que conlleva esto, es crucial equilibrar la energía natural del pozo con la necesidad de extracción artificial para garantizar la producción. Con la estrategia cuidadosa para el momento y la selección del sistema artificial de producción adecuado, existe un potencial importante para mejorar la eficiencia de las operaciones de producción artificial, además de optimizarla. (Hardikkumar Zalavadia, Prithvi Singh, Utkarsh Sinha, Sathish Sankaran, 2023)

La producción no convencional requiere de grandes inversiones y desarrollo de tecnología, pensando cómo analizar los sistemas artificiales para que tengan mayor gasto de flexibilidad y grandes límites operativos. Pues sabemos que las secciones laterales profundas y largas de los pozos necesitan una respuesta a cómo extraer el aceite en esas secciones desde cualquier ubicación. Las herramientas de optimización de la producción convencional tienen un lugar importante para apoyar a optimizar las operaciones de levantamiento no convencional y con todas estas variables debemos empezar a considerar la necesidad de levantamiento artificial en una etapa temprana de la vida del pozo, teniendo en cuenta su planificación y diseño el desarrollo de los activos.

Las soluciones que han prevalecido para el desarrollo de campos marinos, como lo son, sistemas de árboles secos y árboles submarinos, se están enfrentando a varios desafíos económicos y técnicos, ya que, con tirantes de agua más grandes, la

lejanía de la costa y condiciones extremas del océano, se crea un alto costo. Por lo tanto, en respuesta a estos desafíos Zhen, Lim, Duan, Geng y Huang (2023) han creado el sistema de producción DAS, el cual es un sistema de automatización que se instala en la parte inferior del pozo para optimizar la producción de hidrocarburos. Este sistema utiliza tecnología para controlar y ajustar automáticamente diversos parámetros de producción, como la presión, el gasto de flujo y la separación de fases, mejorando la eficiencia y la producción del pozo, brindando que los sistemas de producción submarinos diseñados para aguas poco profundas, desarrollen campos de aguas profundas y ultraprofundas.

Esto en consecuencia crea que se utilicen múltiples técnicas de levantamiento artificial en diferentes etapas de producción en el mismo pozo. Como ejemplo sería el uso de levantamiento de gas o bombas eléctricas sumergibles, después del flujo inicial del yacimiento cuando el pozo todavía fluye. Recordando que también hay otros factores a considerar, como la relación gas-líquido, la configuración del pozo, la producción de arena, los costos operativos, etc. Sin olvidar que el factor más importante para seleccionar el sistema de levantamiento artificial es el posible rango en el gasto de producción del pozo.

Oyewole et al. 2016 analizó los factores que influyen en la selección o el rechazo de varios sistemas de levantamiento artificial. Encuentra que, para manejar altos gastos de producción, los ESP generalmente se instalan temprano en el proceso de producción del pozo, pero el control de la arena a menudo conduce a fallas del ESP. Y que la vida útil típica de los ESP en ciertas cuencas es de 3 a 9 meses, lo que se considera un gasto de falla aceptable. Sin embargo, una selección, diseño y operación subóptima del sistema artificial ESP pueden aumentar su frecuencia de fallas y disminuir su confiabilidad.

2.2.1 Sistema árbol seco

El principal beneficio de los sistemas de árboles secos es el acceso directo a los árboles de superficie para el control de la producción y el acceso vertical directo a los pozos para las actividades de intervención, además; su segundo beneficio

importante es la longitud mínima del flujo desde el depósito hasta las instalaciones flotantes de alojamiento (FHF), lo que contribuye a prevenir condiciones de cera e hidratos, garantizando así el flujo.

2.2.2 Sistema árbol submarino

Las principales ventajas que ofrece el sistema de árbol húmedo son una mayor flexibilidad con respecto a la selección de FHF y la capacidad de expansión del campo con una interfaz FHF. Se puede inferir que la profundidad del agua no es el factor restrictivo dominante. La capacidad de carga útil del casco también se reduce en gran medida. Además, los sistemas de producción submarinos normalmente se compensan con el FHF. Por lo tanto, sus fallas no representarán un riesgo para las tripulaciones del FHF.

El desafío con el sistema de árbol húmedo está asociado con los altos costos de perforación y reparación, ya que en la mayoría de los casos se requiere una MODU. Una limitación adicional son los complejos problemas relacionados con la garantía del flujo, ya que existe un largo camino de flujo desde el depósito hasta la instalación de superficie. (Xingwei et al., 2023)

2.3 Perforación de formaciones salinas.

A medida que los éxitos de la exploración en aguas profundas avanzan hacia la fase de perforación de desarrollo, y con el potencial cada vez más reconocido de la tendencia Terciaria Inferior del Golfo de México (gran parte de la tendencia de 33,000 millas cuadradas está cubierta por un espesor salino), el requisito de que los pozos en aguas profundas penetren la sal se ha vuelto casi obligatorio (Informe provisional de los aspectos más destacados de 2006, 2007; Israel et al., 2008).

Para que la perforación salina sea exitosa es necesario evaluar los riesgos asociados. Algunos de los elementos que se deben tener en cuenta son: imágenes deficientes de las formaciones salinas, riesgos geomecánicos, incertidumbres en la presión de poro, perforación direccional a través de la sal, estrategia de entrada y

salida de la formación salina, inclusiones, deslizamiento de sal, alquitrán y vibraciones durante la perforación. Israel et al. (2008) tratan extensamente los riesgos y desafíos de la perforación a través de la sal en el Golfo de México, pero a continuación se presenta un resumen de las preocupaciones más comunes y las estrategias de gestión para cada una de ellas.

Geomecánica y deslizamiento de sal: Los riesgos geomecánicos potenciales incluyen áreas de inestabilidad tectónica en la roca que se ven afectadas por los cambios en la tensión causado por la migración de la sal, por ejemplo, cerca de zonas de escombros de sal. Estos suelen ser difíciles de predecir y, por lo general, requieren una perforación cuidadosa y lenta con un enfoque detallado en los parámetros de perforación y ECD. Se ha descubierto que el deslizamiento de la sal está relacionado con la pureza de la sal (más impurezas pueden provocar un mayor deslizamiento). El deslizamiento puede dar lugar a condiciones simples como la perforación de pozos estrechos, que se puede controlar aumentando los pesos del lodo en la región del 93% de la sobrecarga. O puede tener un impacto a mucho más largo plazo a través de la deformación de la tubería de revestimiento de explotación, lo que resulta en la pérdida del pozo. Esto se puede mitigar con atributos de construcción del pozo que conducen a una carga uniforme de la tubería de revestimiento de explotación en un pozo cementado o no cementado. También se puede utilizar una tubería de revestimiento de explotación de paredes más gruesas si se espera que el deslizamiento de la sal sea un factor en la vida útil a largo plazo del pozo. (Chatar et al. 2010)

2.3.1 Hidratos de gas

Los hidratos de gas pueden causar problemas graves debido a su capacidad de taponar el anillo superior, las columnas de preventores de reventones y las líneas de estrangulamiento/cierre, impidiendo las operaciones de cierre del pozo en el peor de los casos. Hay seis factores principales que afectan al gas en formación y estabilidad de hidratos: temperatura, presión, tiempo, tipo/cantidad de gas, cantidad

de agua, tipo/cantidad de inhibidor. Los hidratos de gas sólo pueden ser estables a altas presiones y bajas temperaturas como se muestra en la figura 8.

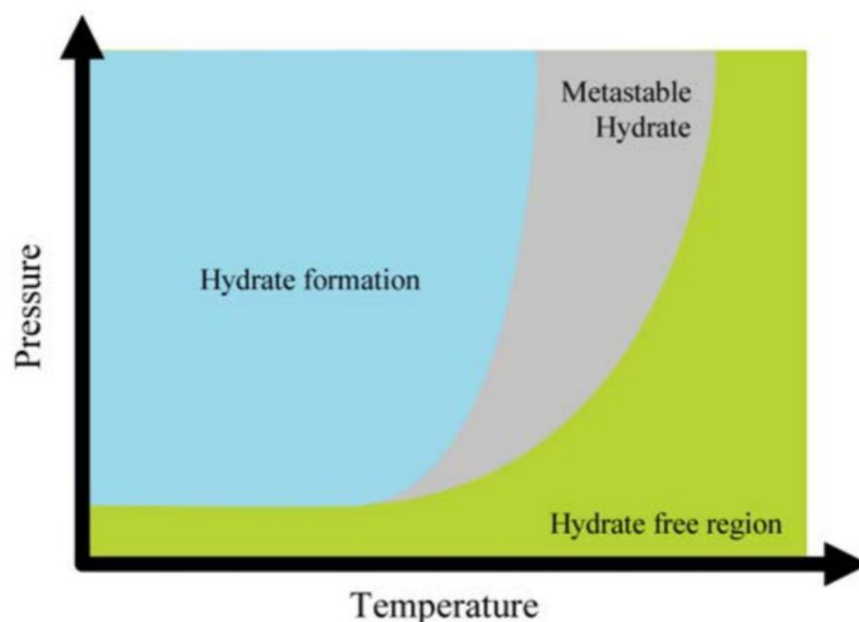


Figura 8. Diagrama de fases típico de las zonas de estabilidad de hidratos

La inhibición deseable de hidratos se puede lograr formulando fluidos de perforación para prevenir la formación de hidratos en el punto de temperatura más bajo y la presión más alta prevista en este punto. Las sales, los glicoles o los alcoholes son los inhibidores termodinámicos más comunes que reducen la temperatura de formación de hidratos. El cloruro de sodio proporciona la mejor inhibición en concentraciones cercanas a la saturación (20-24% en peso). Se puede lograr una inhibición mejorada utilizando sales y etilenglicol en altas concentraciones (>15% en peso). Los inhibidores cinéticos que previenen la nucleación o la aglomeración son generalmente más aplicables para su uso en sistemas libres de sólidos que en fluidos de perforación.

Los fluidos no acuosos (NAF) son los fluidos preferidos si se esperan o se encuentran hidratos. Los NAF con un 20-25 % en peso de cloruro de calcio en la fase acuosa pueden prevenir la formación de hidratos de gas. Además, dado que

los gases se disuelven en los NAF, no migran hacia arriba y pueden contenerse a profundidades lo suficientemente cálidas como para prevenir la formación de hidratos (McLean et. al., 2010).

3. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

3.1 Definición de un Sistema Artificial de Producción

Debido a que la presión del yacimiento disminuye y se produce más agua en etapas avanzadas de la vida del yacimiento, la extracción artificial generalmente se asocia con explotaciones de petróleo y gas maduras. Sin embargo, debido a la actividad en aguas profundas y áreas que requieren la construcción de pozos complejos, el estado maduro de la explotación de hidrocarburos en todo el mundo ha aumentado la demanda de altos gastos de extracción para producir petróleo de manera rápida y eficiente a bajo costo. En alta mar y en regiones internacionales difíciles, las técnicas de extracción artificial aceleran el flujo de efectivo, generan ganancias más rápidamente y ayudan a los operadores a obtener mejores retornos, incluso en pozos que fluyen naturalmente.

La optimización de los sistemas de elevación para obtener la mayor cantidad de fluido de un pozo o campo al menor costo ofrece oportunidades de obtener ganancias sustanciales en la producción en pozos nuevos o campos maduros. Al seleccionar y diseñar sistemas de elevación, los ingenieros deben considerar los parámetros del yacimiento y del pozo, pero también deben tenerse en cuenta las estrategias de desarrollo del campo. La selección de sistemas de elevación artificial es especializada y, a menudo, tediosa, pero las pautas brindan la aplicabilidad relativa de cada método.

Antes de poder introducirnos a que es un sistema artificial de producción tenemos que saber que la explotación de un pozo petrolero se lleva a cabo de dos maneras:

- Sistema Fluyente: También conocido como el sistema natural y es donde se aprovecha la energía propia del yacimiento, el cual será capaz de elevar los hidrocarburos hasta la superficie.
- Sistema Artificial: Son sistemas que de acuerdo con su diseño se adecuan a las características del pozo para continuar con su explotación. Y conforme pasa el tiempo de la producción pueden ser usados varios métodos de levantamiento a la vez. Cada método de levantamiento puede ser clasificado de excelente o pobre de acuerdo con el objetivo. Sin dejar de lado las consideraciones económicas, operacionales y de características del pozo (presión, temperatura, profundidad, etc.)

Un sistema artificial de producción (SAP) es instalado cuando la presión en el yacimiento no es suficiente para elevar el crudo hasta la superficie, es decir, hasta el punto donde un pozo no produce un gasto económicamente rentable, siendo que dejó de contar con la energía suficiente (presión natural) como para producir los hidrocarburos en forma natural o cuando los gastos dejan de ser los deseados.

Los SAP son equipos que aportan energía a los fluidos que produce el yacimiento y esta operación se realiza para ayudar a vencer las caídas de presión, de tal forma que los fluidos puedan llegar a superficie sin problemas.

Sin embargo, hay dos consideraciones muy importantes que deben tomarse en cuenta al momento de instalar un SAP:

- 1) Aspectos técnicos: Se debe hacer un estudio de campo para determinar si es posible instalar un sistema artificial de producción, considerando todos los problemas que puedan presentarse en el pozo y también en el yacimiento.

- 2) Análisis económico: Es un estudio donde se demuestra los beneficios de instalar un SAP, incluyendo los costos de instalación, costos de mantenimiento, los operacionales y los que involucren al cumplimiento de los objetivos de un proyecto.

Siendo un análisis de información de varias disciplinas como perforación, terminación, administración de yacimientos, etc.

Algunas características de la producción que afectan esta fase son:

- Temperatura en el fondo del pozo.
- Producción de sólidos
- Producción de gas
- Fluidos corrosivos
- Problemas de incrustaciones
- Estabilidad
- Cambios en las condiciones de producción con el tiempo
- Condiciones de la TP, TR, etc.

Y con toda la información obtenida se analizará si será o no factible instalar un sistema artificial, por ejemplo, si un pozo no cuenta con suficiente espacio anular, si tiene limitaciones físicas, su ubicación (terrestre o marina), si hay energía eléctrica o no, etc.

Recordando que hoy en día alrededor del mundo más del 90% de los pozos productores requieren la implementación de un SAP, encontrándose estos pozos en campos maduros.

A continuación, se mencionan los métodos que existen para el levantamiento artificial:

1. Bombeo Neumático (continuo e intermitente)
2. Bombeo Mecánico
3. Bombeo Hidráulico (tipo pistón y jet)
4. Bombeo Electro-centrífugo

5. Bombeo de Cavidades Progresivas
6. Embolo Viajero

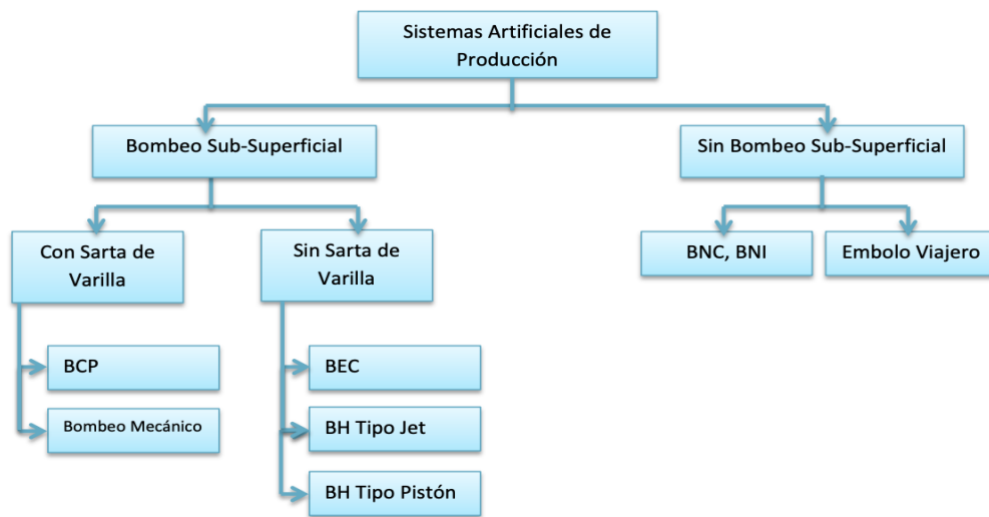


Figura 9. Clasificación de los sistemas artificiales de producción

3.2 Aplicaciones actuales de los sistemas artificiales de producción

Debido a que los desarrollos de hidrocarburos en todo el mundo se encuentran en diversas etapas de madurez, los pozos productores se pueden agrupar en categorías. En un extremo de este espectro, que incluye las terminaciones submarinas y los pozos que requieren métodos de construcción avanzados o nuevas tecnologías de equipamiento, hay un número limitado pero creciente de pozos complejos y de alto costo que producen a gastos elevados.

En general, este sector (terminaciones submarinas) no es tan activo, pero sin duda es una de las direcciones del desarrollo futuro de los hidrocarburos. En alta mar, debido a su fiabilidad y flexibilidad, ahora se utilizan casi exclusivamente sistemas robustos de elevación por gas y sumergibles eléctricos cuando se requiere elevación artificial. La explotación de las reservas en aguas profundas requiere una tecnología mejorada. Los métodos de despliegue alternativos y los sistemas de elevación combinados para pozos submarinos, junto con el monitoreo permanente

del fondo del pozo, permiten una elevación artificial y un control del proceso eficientes y económicos.

En el otro extremo, los pozos de extracción y desarrollo producen gastos y volúmenes limitados. La producción incremental debido al levantamiento artificial es pequeña. En estos pozos a menudo se utilizan bombas de varilla, de cavidad progresiva o hidráulicas. Aunque el número de pozos es elevado, la actividad en este sector se limita a nuevas instalaciones de bajo costo y recuperación o reemplazo de sistemas.

Entre estas categorías se encuentran muchos pozos de volumen medio, a menudo en yacimientos de recuperación secundaria, que producen gastos y volúmenes de petróleo significativos. Las ganancias incrementales en estos pozos representan una producción potencial importante. Estos pozos impulsan la mayoría de los desarrollos tecnológicos y de ingeniería, generan flujo de efectivo y representan el sector de levantamiento artificial más activo y de mayor valor. En estos pozos se aplican métodos de levantamiento de volumen medio a alto, como el levantamiento por gas o las bombas sumergibles eléctricas. La facilidad de instalación y la simplicidad operativa hacen que estos dos sistemas sean los preferidos y populares entre los operadores.

La mejor manera de seleccionar los métodos y diseños de sistemas de extracción artificial es estudiar los yacimientos en su conjunto, incluidos los yacimientos, los pozos, la infraestructura de las instalaciones de superficie y la economía general del proyecto. Asimismo, las empresas de servicios desempeñan un papel importante al proporcionar servicios de instalación, operación, resolución de problemas y optimización, además de tecnología, equipos y diseños de extracción artificial para aplicaciones específicas.

3.3 Evaluación y selección de sistemas.

Se utilizan diversos enfoques para desarrollar activos de petróleo y gas, agregar valor o simplemente reducir los costos asociados con posibles prospectos, nuevos

campos y estrategias de vida útil avanzada para los desarrollos existentes. La elección de los mejores métodos implica consideraciones de ingeniería hidráulica, mecánica y eléctrica. Lo ideal es que las evaluaciones de levantamiento artificial incorporen parámetros del sistema de producción desde los límites del yacimiento hasta las plantas de procesamiento. Los requisitos de equipamiento, el tamaño y la complejidad de los sistemas de producción y la potencia necesaria para extraer fluidos de pozos hacen que la instalación y el funcionamiento de sistemas de extracción artificial de gran volumen sean costosos. La selección de los métodos y equipos más adecuados es importante, ya que una instalación de extracción artificial puede producir más petróleo que la producción de algunos yacimientos pequeños y maduros. La selección del sistema o la combinación de métodos adecuados es aún más crítica cuando se evalúa en términos de fallas, tiempo de inactividad y costos de intervención.

3.4 Diseño, Instalación y operación

Los métodos de levantamiento artificial funcionan bien si los sistemas se diseñan e instalan correctamente. Es necesario anticipar los cambios en las condiciones del yacimiento y del pozo para seleccionar e instalar el equipo adecuado que garantice la flexibilidad. La disponibilidad de datos es importante para lograr buenos diseños que funcionen de manera eficaz en el campo.

En el diseño de levantamiento artificial por gas, por ejemplo, los datos del pozo, los diagramas de terminación, la desviación del pozo, el equipo de levantamiento artificial por gas, la información del sistema de producción de superficie y las características del yacimiento y del fluido son requisitos básicos. Los buenos datos de presión-volumen-temperatura (PVT) con estudios de presión y temperatura de flujo mejoran los diseños. Cuanto menor sea la incertidumbre, más económico será el diseño. Puede que en el pasado se dispusiera de datos fiables, pero quienes diseñan sistemas de extracción artificial no siempre tenían acceso a ellos debido a la comunicación inadecuada dentro de las empresas operadoras o con las empresas de fabricación y servicio de bombas. Las unidades de negocio reorganizadas y realineadas centran la información y la experiencia a nivel local en

lugar de a nivel de toda la empresa. Esta tendencia requiere una mayor apertura entre los operadores y los proveedores de servicios para compartir información no confidencial. Las empresas y las áreas operativas necesitan compartir conocimientos y datos de manera eficiente para aprovechar al máximo los nichos aislados de experiencia y conocimientos del sector.

Una vez instalados, los sistemas de levantamiento artificial deben operarse y administrarse. En los sistemas de levantamiento artificial por gas, la presión y la velocidad de inyección de gas estables son importantes para evitar que el gas se inyecte en múltiples válvulas o que se produzcan cortocircuitos por encima de la profundidad de diseño de la válvula operativa. Un monitoreo eficaz proporciona una indicación temprana de los problemas de las bombas sumergibles, de modo que se puedan tomar medidas preventivas o programar futuras intervenciones en el pozo. Si el levantamiento artificial falla, estos datos se pueden utilizar en el análisis de fallas y contribuir a un proceso de mejora continua. El trabajo en equipo entre los ingenieros de producción, yacimiento, terminación y levantamiento artificial, las disciplinas relacionadas, los proveedores de equipos y los proveedores de servicios es clave para la optimización de la producción.

3.4.1 BOMBEO NEUMÁTICO (BN)

El Bombeo Neumático consiste en la inyección continua o intermitente de gas a alta presión en la parte inferior de la tubería de producción para mantener o aumentar el potencial de flujo del pozo. El gas inyectado por el espacio anular se mezcla en la tubería de producción con los fluidos provenientes del yacimiento, disminuyendo el gradiente de flujo, permitiendo a los pozos operar a una menor presión de fondo, manteniendo o aumentando la producción. Para que lo anterior pueda ocurrir el gas cumple tres importantes funciones que se representan:

- Disminuye la densidad del fluido: Al entrar en contacto el gas a alta presión con los fluidos provenientes del yacimiento, la columna de líquido se gasifica incrementando el volumen aparente de la columna y resultando en una disminución de la densidad de la columna de fluido.

- Expansión del gas: Al hacer el recorrido dentro de la tubería de producción el gas aumenta su volumen (se expande) debido a que hay una reducción de la presión conforme disminuye la profundidad.
- Desplazamiento de líquido: Cuando las burbujas son lo suficientemente grandes como para ocupar todo el diámetro interno de la tubería de producción, se crea una interfaz de líquido-gas formando baches de líquido que son desplazados por la corriente ascendente de gas subyacente.

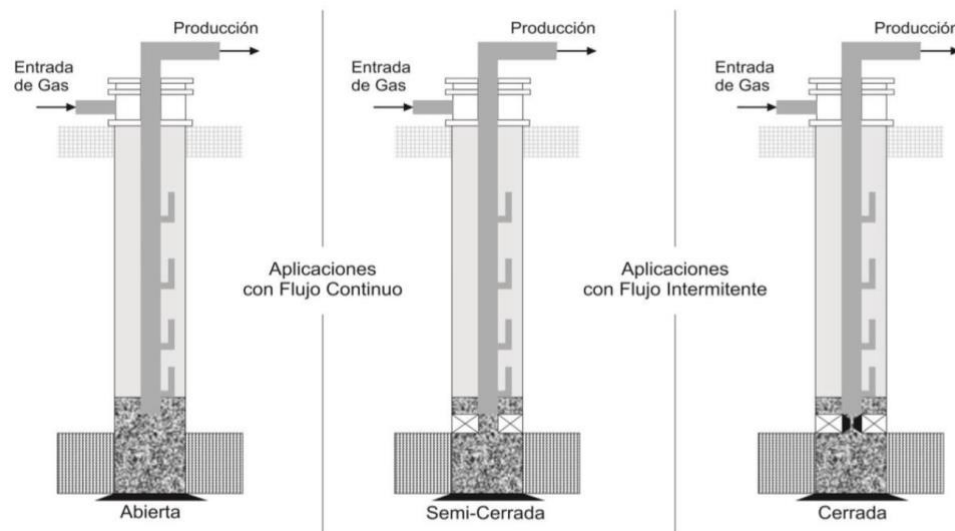


Figura 10. Esquema representativo del bombeo neumático

Al igual que los otros SAP, los componentes del Bombeo Neumático puede dividirse en subsuperficiales (TP y válvulas de inyección de gas) y Superficiales (válvulas reguladoras de flujo del gas y medidor de flujo de gas).

3.4.2. BOMBEO MECÁNICO (BM)

Es uno de los primeros sistemas artificiales de producción a lo largo de la historia y en México este método representa el segundo más empleado. Este sistema artificial puede operar eficientemente sobre un gran rango de características de producción del pozo, considerado para elevar moderados volúmenes desde profundidades someras y volúmenes pequeños desde profundidades intermedias.

El principio fundamental de este sistema es extraer los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie por medio de un movimiento ascendente-descendente. La unidad de bombeo mecánico es accionada por un motor (eléctrico o de combustión interna), dicha unidad es la encargada de transmitir la energía proporcionada por el motor a la sarta de varillas, convirtiendo el movimiento oscilatorio de la flecha del motor en un movimiento reciprocante, además de mantener la verticalidad de la varilla pulida.

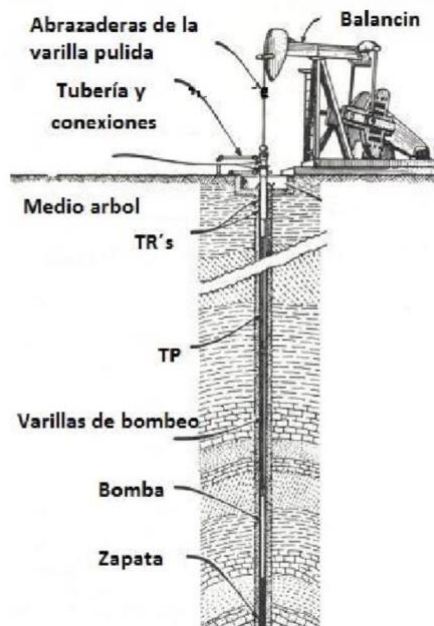


Figura 11. Esquema del bombeo mecánico y sus componentes.

El Bombeo Mecánico tiene los siguientes componentes principales:

Superficial:

- Motor
- Reductor de engranes
- Unidad de bombeo

Subsuperficial:

- Bomba
- Sarta de varillas

Existen diversos tipos de unidades de bombeo superficial, ya que en ocasiones la unidad de bombeo convencional resulta poco adecuada al espacio o a las especificaciones requeridas.

Siendo la unidad de bombeo mecánico un mecanismo que imparte un movimiento reciprocante a una varilla pulida, la cual a su vez es suspendida en la sarta de varillas de succión, debajo de los prensaestopas de la cabeza del pozo. La mayoría de estas unidades su montaje se basa en el método de contrabalanceo, el cual consta de pesos ajustables a las manivelas de rotación o bien de presión de aire empujando hacia arriba para proporcionar el movimiento del balancín. Hay tres tipos de unidades de bombeo mecánico, el de balancín, el hidroneumático y el rotaflex, que por temas de esta tesis no serán mencionadas a profundidad.

3.4.3. BOMBEO HIDRÁULICO

Es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado desde superficie a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de producción subsuperficial el cual se coloca a cierta profundidad de interés. El fluido presurizado se conoce como fluido de potencia o fluido motriz y puede ser agua o aceite. El fluido motriz acciona una bomba subsuperficial que actúa como un transformador para convertir la energía potencial del fluido motriz en una capa de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para ser llevados hacia la superficie.

Tipos de Bombeo Hidráulico

De acuerdo con el tipo de bomba se clasifican en:

a) Tipo pistón

El bombeo hidráulico tipo pistón consiste en un motor y una bomba reciprocante, la descarga de la bomba está conectada al pozo, dicho equipo trasmite potencia mediante acción hidráulica a una unidad instalada en el pozo, esta unidad puede estar en el fondo del pozo o a una determinada profundidad dentro de este.

El fluido motriz que es inyectado (agua o aceite) acciona este equipo subsuperficial. Este equipo consiste principalmente en una bomba y un motor que impulsan el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie manteniendo estos fluidos a una presión adecuada para llegar a las instalaciones superficiales.

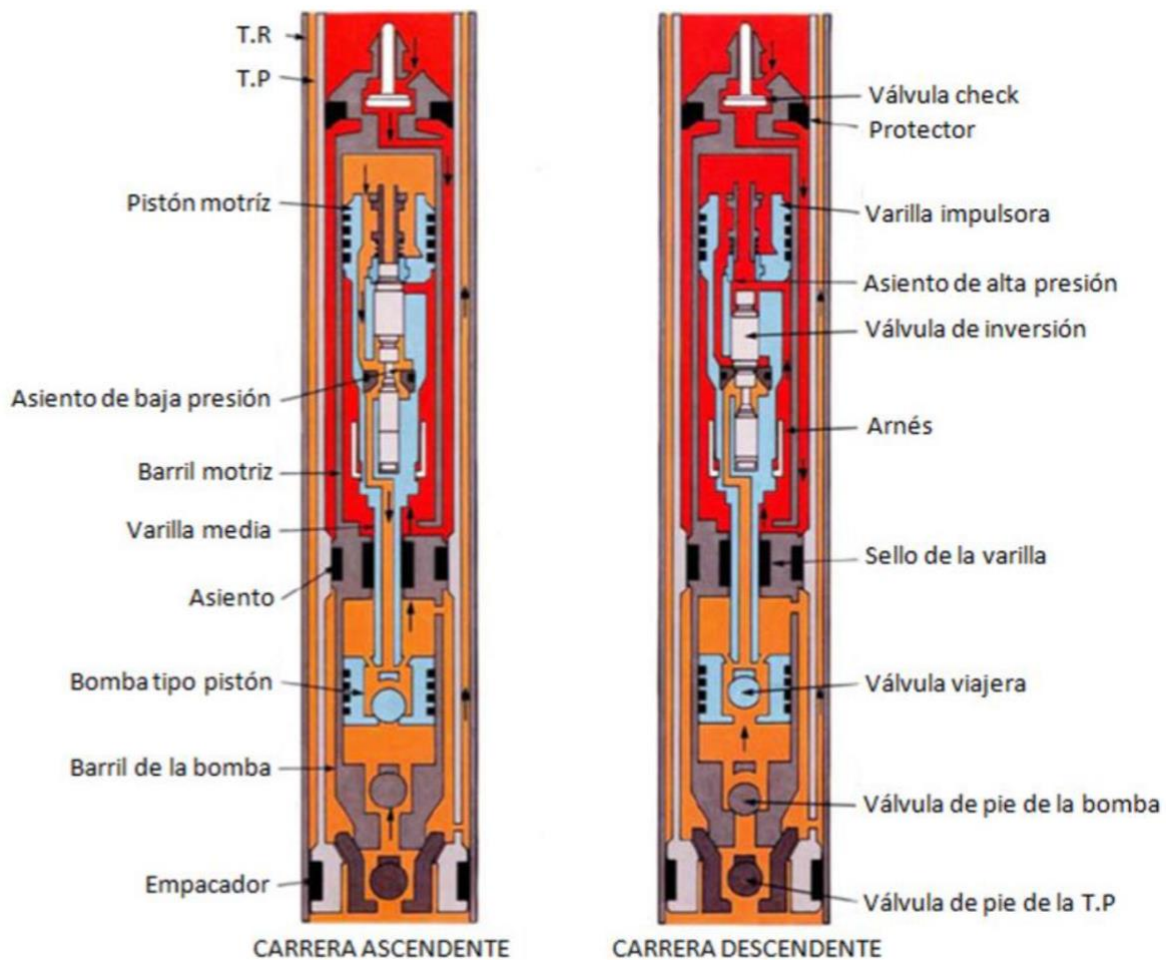


Figura 12. Bombeo hidráulico tipo pistón, esquematizado en su proceso de carrera ascendente (izquierda) y proceso de carrera descendente (derecha)

b) Tipo jet

A diferencia del tipo pistón no ocupa partes móviles y su principio de operación consta en una transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. Las bombas jet operan bajo el principio Venturi, el fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido

motriz, esta reducción de la presión hace que el fluido producido entre en la cámara y se mezcle con el fluido motriz, al seguir el recorrido el fluido, dentro del difusor la energía en forma de alta velocidad se convierte en un incremento de la presión suficiente para bombear el gasto de la mezcla (fluido motriz con aceite de formación).

El fluido motriz es un elemento esencial de este sistema, este fluido debe de cumplir con características muy particulares para que tenga un buen desempeño. La función principal del fluido motriz es la de proporcionar la energía necesaria para accionar el motor de la unidad de producción además de lubricar todas las partes del sistema.

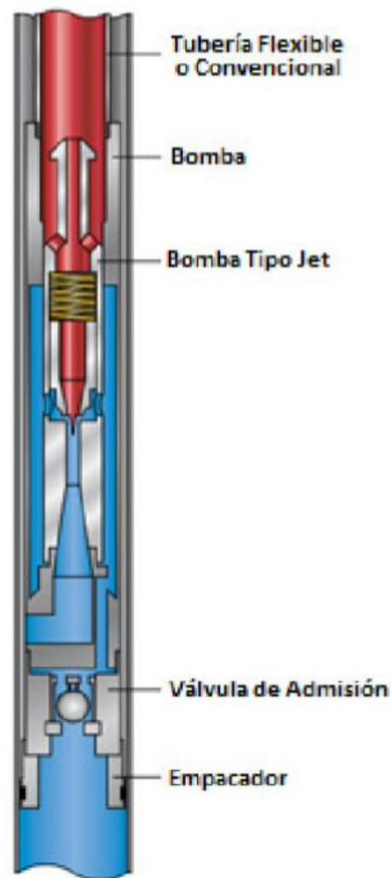


Figura 13. Bombeo hidráulico tipo jet, esquematizado con sus componentes

3.4.4. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

El sistema artificial por cavidades progresivas consiste en elevar los fluidos incrementando su presión por medio de la bomba de cavidades progresivas. El cual tiene un arreglo muy simple en superficie como en el subsuelo.

El equipo más importante en superficie es el generador de energía que abastece el motor. Dentro del pozo el elemento más importante del sistema es la bomba.

La bomba de cavidades progresivas es de desplazamiento positivo, compuesta por el rotor de acero helicoidal y el estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. Donde el estator es instalado en el fondo de la T.P, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de esta sarta se da por una generadora de energía en superficie, que permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo.

El rotor tiene forma de un tornillo el cual gira dentro del estator, este es revestido internamente por un elastómero moldeado al doble del rotor, cuando el rotor gira dentro del estator genera una cavidad que se va desplazando desde el principio hasta el final de la bomba. En cada cavidad es llenada por fluido (en la succión), este llega al final de la bomba con una presión mucho mayor (descarga), necesaria para llevar los fluidos hasta la superficie.

El movimiento del rotor es generado por una sarta de varillas, esta transmite el movimiento rotacional al rotor desde un motor ubicado en la superficie, el cual regula la velocidad de rotación.

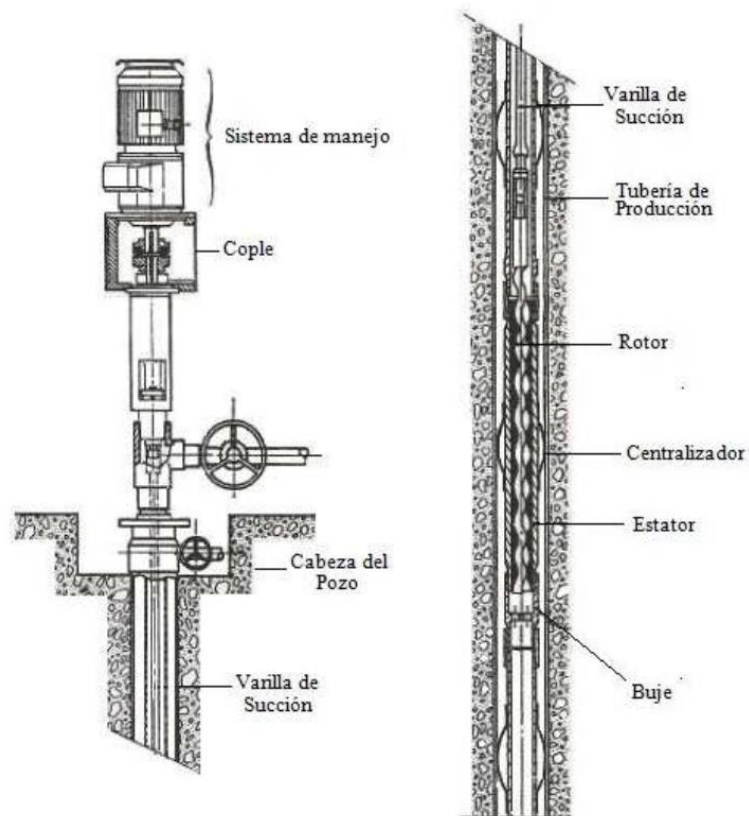


Figura 14. Esquema del bombeo de cavidades progresivas con componentes superficiales y subsuperficiales.

El Bombeo de Cavidades Progresivas está en continua aplicación en la industria petrolera y usualmente se usa para levantar crudos viscosos con alta concentración de arena y puede tolerar altos porcentajes de gas libre. A pesar de su alta eficiencia, el Bombeo de Cavidades Progresivas tiene algunas desventajas en comparación con otros métodos, la más significativa se relaciona con su capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos

3.4.5. BOMBEO DE EMBOLO VIAJERO

El método del émbolo viajero utiliza un pistón que se desplaza de manera cíclica por toda la longitud de la sarta de producción desde el tope localizado en el fondo hasta el cabezal de producción. Generalmente el émbolo viajero se clasifica como un método separado, podría no entrar en la categoría de sistemas artificiales debido

a que en la definición de sistema artificial se menciona que estos sistemas proporcionan energía adicional al pozo. Sin embargo, en este trabajo se tomará como parte de ellos debido a que en combinación de otros elementos puede llegar a mantener la producción de un pozo.

Cuando el émbolo es usado en operaciones de bombeo neumático intermitente es una forma independiente de dicho método. Al introducir el émbolo, este genera una interfaz sólida entre el gas y el líquido. La presión del gas inyectado debajo del émbolo debe ser mayor que la presión ejercida por la carga del líquido por encima del émbolo, al realizar este recorrido el émbolo hace una especie de barrido minimizando la caída de líquido y minimiza el efecto de penetración de gas en el centro del bache de líquido; su aplicación en el bombeo neumático intermitente hace más eficiente el levantamiento.

3.4.6. SISTEMAS HÍBRIDOS

Un sistema híbrido (SH) es la combinación de dos o más sistemas artificiales de producción. El objetivo de un SH es incrementar la producción del pozo, mejorando las condiciones de manejo del equipo e implementando nuevas tecnologías a un sistema artificial convencional (SAC). Un SAC posee ciertas limitaciones de diseño, instalación y operación principalmente, un SH reduce los requerimientos de equipo y de consumo de energía con la ventaja de mejorar la eficiencia que tiene un sistema artificial por sí solo.

Los sistemas artificiales convencionales excepto el BN poseen una característica principal en el equipo de fondo, una bomba, el cual su principal objetivo es adicionar energía al pozo para elevar los fluidos producidos a superficie. Estas bombas de fondo se limitan a ser instaladas en determinadas condiciones de pozo, principalmente cuando se tienen problemas de gas, agua, arena, ambientes agresivos o por alguna propiedad de hidrocarburo (densidad, viscosidad, etc) que no puede manejar la bomba.

Un sistema híbrido ayuda adicionando energía extra a la bomba de otro sistema artificial, lo que significa que un segundo sistema mejorará el bombeo de otro sistema artificial de producción (SAP), por lo tanto, un segundo sistema artificial mejorará la eficiencia de otro sistema y el principal aporte de un SH es que se reducirán los requerimientos de potencia de las bombas al instalar un segundo sistema.

Los tipos de sistemas híbridos que existen son cinco:

- a) Bombeo electro-centrífugo sumergible con bombeo neumático
- b) Bombeo por cavidades progresivas con bombeo electro-centrífugo sumergible
- c) Bombeo por cavidades progresivas combinado con bombeo neumático
- d) Bombeo hidráulico tipo jet con bombeo neumático
- e) Pistón viajero con bombeo neumático

3.4.7. BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC)

Las bombas eléctricas sumergibles (ESP) son sistemas artificiales de producción altamente eficientes, funcionan según el principio dinámico, pero requieren que el fluido producido tenga características adecuadas para su operación, evitando problemas como alta relación gas-aceite, temperaturas elevadas o la presencia de arena, que pueden afectar su desempeño.

El sistema ESP consta de instalaciones subsuperficiales y superficiales. Como equipo subsuperficial, incluye una bomba centrífuga multietapa, un motor eléctrico, un protector, un separador de gas (si es necesario), un cable de potencia y un sensor de fondo. El equipo superficial, cuenta con un transformador, un variador de frecuencia (VSD), una caja de venteo y conexiones, junto con accesorios como válvulas de drenaje y contra presión, centradores y sensores de presión y temperatura.

3.4.7.1 Fundamentos Operativos de las Bombas Centrífugas

Una bomba centrífuga de una sola etapa es una máquina sencilla impulsada por un motor primario que proporciona un movimiento rotatorio y consta de dos componentes básicos: (a) el rotor, un conjunto de álabes en rotación, y (b) el estator, la parte estacionaria que contiene la carcasa del rotor, así como los cojinetes y sellos necesarios para su correcto funcionamiento. En las bombas ESP, los álabes están contenidos en impulsores cerrados, y la parte estacionaria se denomina difusor.

El líquido procedente de la etapa anterior ingresa al impulsor en dirección axial a una velocidad relativamente baja y, debido a la alta velocidad de rotación de los álabes del impulsor, alcanza una velocidad elevada en la descarga del impulsor. De este modo, el torque aplicado por el motor primario a la bomba se convierte en energía cinética a través de los álabes.

A continuación, la corriente de líquido de alta velocidad entra en el difusor (la parte estacionaria de la bomba), donde se produce la conversión de su energía cinética en energía de presión. Por lo tanto, el líquido que sale de la etapa de la bomba a la salida del difusor tiene un nivel de presión más alto que el que tenía en la entrada del impulsor, ya que la operación de la etapa ha aumentado la presión del fluido. Dado que la descarga de una etapa se dirige a la entrada de la siguiente, el proceso se repite, incrementando progresivamente la presión del líquido bombeado.

Como se mencionó anteriormente, el contenido energético del líquido se incrementa por la acción rotatoria de los álabes de la bomba centrífuga. El líquido ingresa axialmente al impulsor, es impulsado por los álabes dentro del mismo y sale con una velocidad significativamente mayor.

El orificio del difusor recibe desde abajo el cubo del impulsor, y el impulsor de la siguiente etapa superior se ajusta en el orificio superior. Los difusores están contenidos dentro de la carcasa de la bomba, y el número necesario de etapas se logra apilando el número adecuado de difusores e impulsores uno sobre otro.

El eje de la bomba pasa a través del orificio del cubo y hace girar el impulsor mediante las llaves encajadas en la ranura del impulsor. En el caso de impulsores flotantes, el impulsor puede moverse libremente en dirección axial sobre el eje; en cambio, en bombas con impulsores fijos, el impulsor está sujeto axialmente al eje. Los álabes de la bomba están situados entre los dos discos (el cubo superior y el inferior) del impulsor.

Con frecuencia, se incorporan mecanismos de balanceo para reducir las fuerzas axiales que se generan en la etapa de la bomba, incluyendo anillos de balanceo y orificios de equilibrado. Cabe señalar que los orificios de equilibrado conectan los lados de entrada y descarga del impulsor, lo que provoca una reducción en la eficiencia de la bomba y una menor ganancia de presión por etapa; sin embargo, estos mecanismos son efectivos para disminuir la magnitud de las fuerzas axiales. La importancia de la reducción de la fuerza axial se discutirá en una sección posterior.

Las bombas centrífugas pueden clasificarse según la dirección de descarga del impulsor en radiales, axiales o de flujo mixto. Sin embargo, en aplicaciones ESP, solo se utilizan bombas de flujo radial y mixto. Las bombas de flujo radial se emplean en capacidades más pequeñas, para gastos inferiores a 3,000 bpd (barriles por día), mientras que las bombas de flujo mixto se utilizan para gastos de flujo más altas.

3.4.7.1.1 Construcción del Motor

Los motores ESP son motores eléctricos de inducción, de tres fases, dos polos, tipo jaula de ardilla. La construcción de los motores de inducción tipo jaula de ardilla es la más sencilla entre los motores eléctricos. También son los motores más fiables debido a que su rotor no está conectado al suministro eléctrico. Al mismo tiempo, estos motores son los más eficientes disponibles, por lo que son muy populares en aplicaciones en campos petroleros.

La construcción básica de un motor ESP presenta una sección transversal de un motor común. Dentro de la carcasa del motor y unido a ella se encuentra el estator, un cilindro hueco compuesto por una gran cantidad de discos delgados de acero

llamados "laminaciones". Esta solución previene la creación de corrientes de Foucault innecesarias en el metal del estator, las cuales serían inevitables en estatores hechos de acero sólido. Las laminaciones tienen varias ranuras fuertemente aisladas contra el contacto eléctrico entre los devanados y el estator, en las cuales se enrollan las bobinas del estator.

Las ranuras del estator alojan los devanados de cobre del estator (llamados "alambre magnético"), aislados para evitar el contacto entre los hilos, conectados al suministro de corriente alterna. Hay tres pares de bobinas desplazadas 120 grados a lo largo del perímetro del motor, con las bobinas individuales de cada par enrolladas frente a frente en lados opuestos del estator. En los dos extremos de la pila de laminaciones, las bobinas realizan un giro de 180 grados llamado "giro final," donde se proporciona aislamiento contra fallos de fase a fase.

Cuando el estator está completo, recibe un aislamiento adicional antes del ensamblaje final. El método tradicional es aplicar una capa delgada de barniz en el alambre magnético y en las ranuras de laminación.

Dentro del estator y separado de éste por un hueco anular de aire, se encuentra el rotor, que consta de laminaciones del rotor similares a las utilizadas en el estator. Las ranuras de las laminaciones del rotor contienen un conjunto de barras de cobre unidas en sus dos extremos por los llamados "anillos finales" (aros de cobre), formando la jaula de ardilla.

En principio, los rotores podrían fabricarse en una sola pieza, pero debido a las altas velocidades de rotación y su extrema delgadez, serían extremadamente inestables radialmente. Esta es la razón por la cual los motores ESP se fabrican con rotores compuestos por segmentos cortos (generalmente de 1 pie de largo) con rodamientos radiales entre ellos.

El campo magnético rotatorio generado por la corriente de CA que circula por los devanados del estator induce una corriente en el rotor. Debido a esta corriente inducida, también se desarrolla un campo magnético en el rotor. La interacción de

los dos campos magnéticos hace girar el rotor y acciona el eje del motor, que está firmemente unido al rotor.

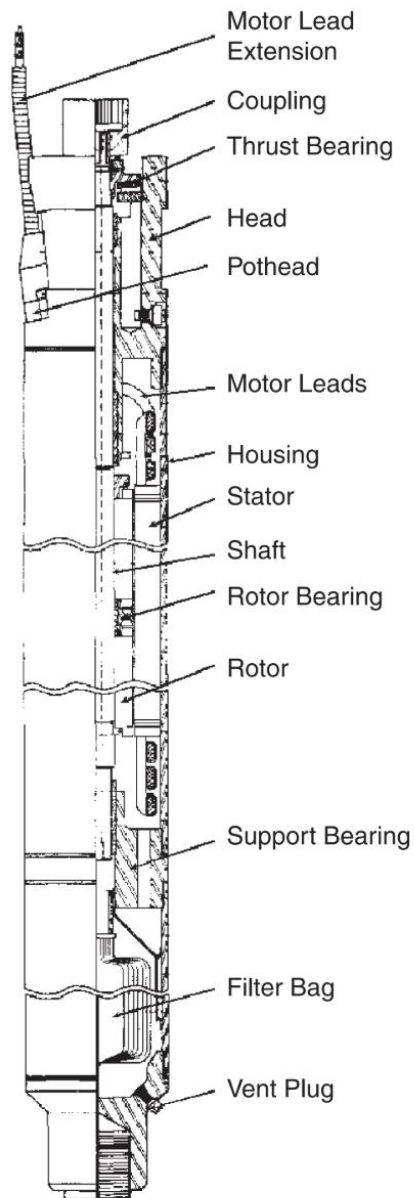


Figura 15. Partes del motor ESP

Todo el motor está lleno con un aceite altamente refinado de una gravedad específica entre 0.8 y 0.83, que proporciona:

- La resistencia dieléctrica necesaria para evitar cortocircuitos entre las partes del motor.
- La lubricación adecuada para los rodamientos.
- La buena conductividad térmica necesaria para transportar el calor generado en el motor hacia el exterior de la carcasa.

El eje del motor es hueco para permitir la circulación del aceite lubricante y también se proporciona un filtro para eliminar las partículas sólidas del aceite. La electricidad llega al motor a través del cable de alimentación desde la superficie. Se debe usar una extensión del cable del motor (generalmente una sección de cable plano) a lo largo de la unidad ESP debido al espacio anular limitado entre la unidad y el diámetro interior de la carcasa.

3.4.7.1.2 Protector o sección del sello

En las bombas sumergibles pequeñas y no industriales, el motor eléctrico está completamente sellado contra el líquido producido para evitar cortocircuitos y quemaduras en el motor después de que este se contamine con los fluidos del pozo. Dado que el motor debe llenarse con un aceite de alta resistencia dieléctrica, los motores ESP que operan a temperaturas elevadas, si estuvieran completamente sellados, harían estallar su carcasa debido a la gran presión interna generada por la expansión del aceite. Esta es la razón por la que los motores ESP deben mantenerse abiertos a su entorno, pero al mismo tiempo deben estar protegidos de los efectos nocivos de los fluidos del pozo. Esto se logra mediante la conexión de una sección de protector (también conocida como sello) entre el motor y la bomba centrífuga.

Un protector ESP realiza las siguientes cinco funciones cruciales y, al hacerlo, asegura el funcionamiento adecuado de toda la instalación:

- Asegura que no se transmita ninguna carga axial de empuje desarrollada en las etapas de la bomba ESP durante la operación al eje del motor. Las cargas de empuje transmitidas al eje de la bomba son soportadas por el protector, que contiene el rodamiento principal de empuje de la unidad ESP. Este

rodamiento de empuje debe ser capaz de superar la fuerza axial neta que actúa sobre el eje de la bomba.

- El protector aísla el aceite dieléctrico limpio con el que se llena originalmente el motor de los fluidos del pozo, que generalmente están cargados con suciedad, agua y otras impurezas. Debe asegurar que ningún fluido del pozo entre en el motor durante la operación.
- Permite la expansión y contracción del aceite de alta calidad con el que se llena el motor. Dado que el protector está conectado directamente al motor, el aceite del motor que se expande debido a la temperatura del pozo y al calor generado en el motor puede ingresar al protector durante la operación normal. De manera similar, durante los apagones, el aceite contenido en el motor se contrae debido a la disminución de la temperatura del motor, y parte de él, que previamente estaba almacenado en el protector, puede ser aspirado de nuevo al espacio del motor.
- Al proporcionar comunicación entre los fluidos del pozo y el aceite dieléctrico contenido en el motor, el protector iguala la presión interna con la presión circundante en el anillo del pozo. Al tener presiones internas y externas aproximadamente iguales, se elimina la fuga de fluidos del pozo a través de las juntas selladas hacia el motor. Esta característica permite el uso de sellos de baja presión y, por lo tanto, de menor costo, y aumenta considerablemente la fiabilidad del sistema ESP.
- Proporciona la conexión mecánica entre el motor y la bomba ESP y transmite el par motor desarrollado al eje de la bomba. Los acoplamientos en los extremos del eje del protector deben ser capaces de transmitir no solo los pares de funcionamiento normales, sino también los pares mucho mayores que ocurren durante el arranque del sistema.

3.4.7.1.3 El separador de gas

El principio operativo de las bombas centrífugas es que el gas libre que entra en la succión de la bomba deteriora el rendimiento de la bomba. Esto es causado por la gran diferencia entre los pesos específicos de los líquidos y los gases. La bomba centrífuga, al ser un dispositivo dinámico, imparte una alta velocidad de rotación al

fluido que entra en su impulsor, pero la cantidad de energía cinética transmitida al fluido depende en gran medida de la densidad del fluido en cuestión.

El líquido, siendo más denso que el gas, recibe una gran cantidad de energía cinética que, después de la conversión en la etapa de la bomba, aumenta la presión. El gas, por otro lado, aunque está sujeto a la misma alta velocidad de rotación, no puede producir el mismo aumento de presión. Esta es la razón por la que las bombas centrífugas deben ser alimentadas siempre con líquido libre de gas y monofásico para asegurar un funcionamiento confiable.

La existencia de gas libre en las condiciones de succión de la bomba (presión y temperatura) afecta la operación de la bomba ESP de varias maneras:

- La altura (carga) desarrollada por la bomba disminuye en comparación con la curva de rendimiento medida con agua.
- Cuando una bomba maneja fluidos con gas, el flujo de salida no es estable y puede variar constantemente. Además, si el flujo es demasiado alto, puede ocurrir cavitación, un fenómeno donde se forman burbujas de vapor en el líquido. Estas burbujas pueden colapsar con fuerza dentro de la bomba, causando daños en sus componentes y reduciendo su eficiencia.
- En casos con gastos de producción de gas extremadamente altos, puede ocurrir un bloqueo de gas, cuando no se realiza ninguna acción de bombeo por parte de la bomba completamente llena de gas.

Debido a muchos efectos perjudiciales, la producción de una cantidad considerable de gas libre requiere un tratamiento especial por parte del operador del ESP.

El separador de gas más simple y menos eficiente ha estado en uso casi desde los primeros días de las operaciones con ESP. También puede actuar como una toma de la bomba centrífuga y puede separar cantidades bajas a moderadas de gas con una eficiencia limitada. El separador se conecta entre el protector y la bomba y dirige el gas separado al espacio anular del pozo. Por lo tanto, es esencial que se utilice

la instalación convencional como se muestra en la Figura 13, donde el espacio anular no está sellado por un packer.

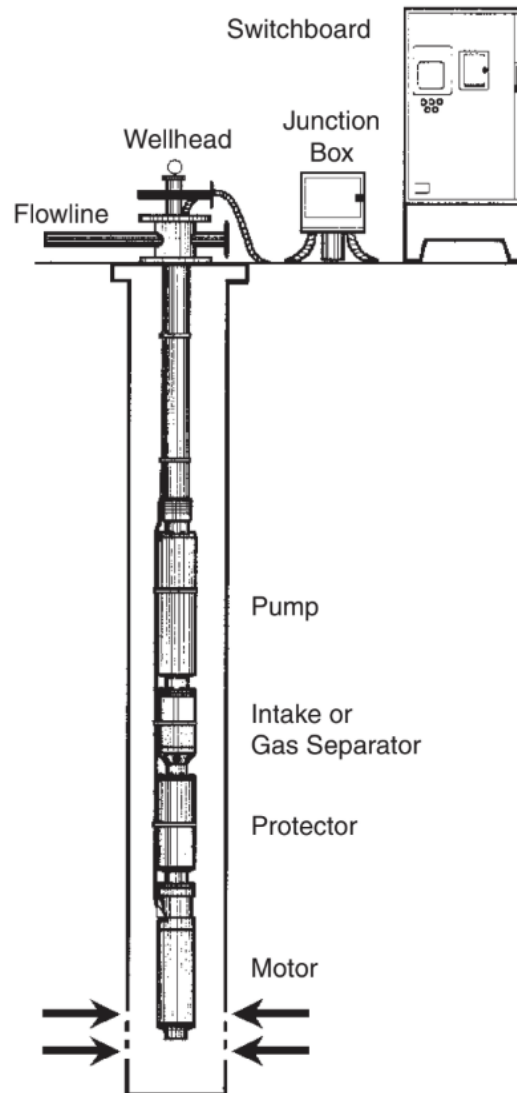


Figura 16. Instalación convencional del ESP, incluyendo partes superficiales

La construcción y operación de este tipo de separador de gas, a menudo denominado "separador de gas de flujo inverso", se ilustra en la Figura 17. Funciona según el principio de separación gravitacional, obligando al flujo del fluido a cambiar de dirección y permitiendo que el gas libre escape al anillo del pozo.

El fluido del pozo que contiene burbujas de gas libre entra en el separador a través de la carcasa perforada. En el espacio anular formado por la carcasa y el tubo de soporte, las burbujas de gas ascienden, pero el líquido fluye hacia abajo. Si la velocidad de ascenso de las burbujas es mayor que la velocidad de flujo contrario del líquido, las burbujas de gas ascienden hacia la parte superior del separador y escapan al anillo del pozo a través de las perforaciones superiores de la carcasa del separador. El líquido que contiene una cantidad reducida de gas libre es aspirado por el impulsor de succión en la parte inferior del separador y se transfiere a la bomba ESP conectada en la parte superior.

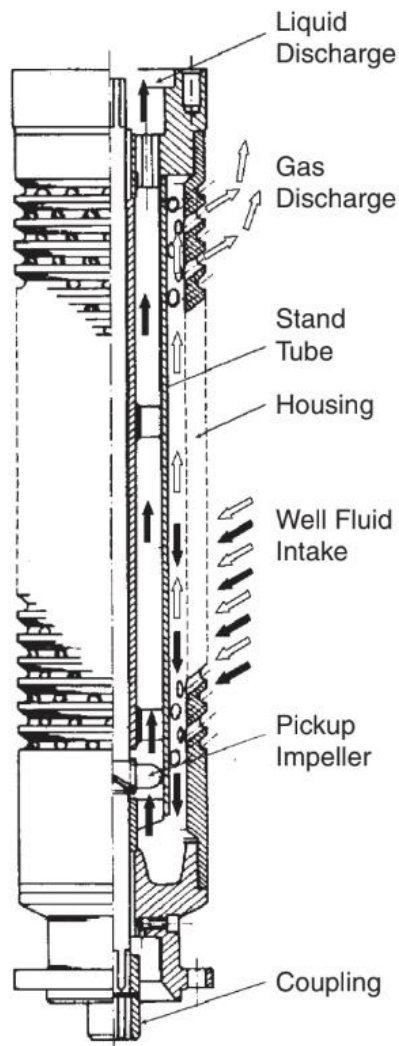


Figura 17. Construcción del separador de gas

El separador de gas más simple todavía se usa en pozos con gastos de líquido y gas bajas a moderadas, donde la baja eficiencia de separación lograda por esta construcción es suficiente. El uso del separador de gas de flujo inverso está inherentemente limitado a bajas gastos de líquido, ya que su operación se basa en la existencia de bajas velocidades de fluido dentro del espacio anular de la carcasa/tubo de soporte. A gastos mayores, normalmente encontrados durante la operación del ESP, la velocidad del líquido en ese anillo es demasiado alta para facilitar la separación de burbujas de gas libre. Por lo tanto, en pozos con grandes cantidades de producción de gas libre, deben usarse separadores más avanzados con mayores eficiencias.

3.4.7.1.4 El cable ESP

La energía eléctrica proveniente de la superficie y se transmite al motor ESP a través de un cable especial de energía eléctrica trifásico que va desde la superficie hasta la conexión del motor. Los cables ESP operan bajo condiciones extremadamente duras y deben cumplir con los siguientes requisitos importantes:

- Deben tener un diámetro pequeño para que puedan ajustarse en el anillo entre la tubería del pozo.
- Deben mantener sus propiedades dieléctricas bajo las duras condiciones del pozo, tales como:
 - Altas temperaturas
 - Entornos de fluidos agresivos
 - La presencia de hidrocarburos y/o otros gases.
- Deben estar bien protegidos contra daños mecánicos que ocurran durante el proceso de instalación y extracción, así como durante las operaciones normales.

Las condiciones operativas del cable ESP son muy exigentes, y la elección adecuada de su tipo y tamaño tiene, en muchos casos, un impacto directo sobre la vida útil de la instalación ESP. Por otro lado, un sistema de cable correctamente seleccionado y diseñado puede mantenerse operativo durante muchos años,

siempre que se sigan estrictamente todas las recomendaciones de manejo y otras indicaciones.

3.4.7.1.5 Equipos varios de pozo

Además del equipo detallado hasta ahora, el funcionamiento adecuado de una instalación ESP requiere varios equipos adicionales que deben ser introducidos en el pozo.

La extensión del cable del motor (MLE) es la parte del cable ESP que va a lo largo de la bomba, el separador de gas y el protector, y está conectada directamente al motor. Dado que el espacio radial a lo largo de la unidad ESP en el anillo es muy limitado, casi siempre se utiliza un trozo de cable plano. El extremo superior de la extensión del cable del motor se empalma al cable principal, mientras que el extremo inferior se conecta a los terminales del motor mediante un empalme directo o un utilizando un conector que se adapta a la cabeza del motor.

La extensión del cable del motor opera bajo condiciones extremadamente adversas debido al tamaño restringido, las altas tensiones mecánicas y las altas temperaturas involucradas. Dado que la carga térmica es máxima en la cabeza del motor, este es el punto donde la temperatura del cable es más alta. Debido a estos efectos, las extensiones del cable del motor generalmente se reemplazan cada vez que se reutiliza un cable.

Las bandas de cable se usan para sujetar el cable de potencia a la cadena de tubería y evitar el daño mecánico del cable durante la instalación, extracción y durante la operación normal. La distancia recomendada entre las bandas de cable es de 15 pies.

Los protectores de cable plano deben usarse a lo largo del equipo ESP para proteger el cable plano de daños mecánicos al fijarlo firmemente a la parte externa de los componentes del ESP.

Una válvula de retención se instala a unos dos o tres acoplamientos por encima de la bomba ESP para mantener una columna completa de líquido en la cadena de

tubería durante los periodos de paro del equipo. La válvula de retención evita que el fluido se filtre de la tubería hacia abajo a través de la bomba cuando la bomba no está funcionando. El fluido que fluye a través de la bomba resultaría en una rotación inversa de la bomba y, en consecuencia, de toda la unidad ESP.

Las válvulas de drenaje (también conocidas como válvulas de purga) se utilizan siempre que esté presente una válvula de retención y se instalan inmediatamente por encima de la válvula de retención. Evitan la extracción de una cadena de tubería húmeda y no es necesario instalarlas si no se ha instalado una válvula de retención.

Los relés de retroceso son útiles cuando no se recomienda instalar una válvula de retención. Un caso típico es cuando se espera que el equipo ESP se tapone con sarro, arena, etc., y la limpieza mediante la inyección de productos químicos no sería posible debido a la válvula de retención instalada en el fondo de la cadena de tubería.

La herramienta en Y es un ensamblaje especial de cruce con una forma invertida de Y que se instala en el fondo de la cadena de tubería, con un lado alineado con la tubería y el otro desplazado. La sección recta (tapada durante las operaciones normales del ESP) proporciona una trayectoria recta hacia el fondo del pozo; mientras que la unidad ESP está conectada a la sección desplazada.

Dado que la herramienta en Y permite acceder a las secciones del pozo por debajo de la unidad ESP, se pueden realizar las siguientes operaciones principales:

- Tratamiento de formaciones: acidificación, fracturamiento, etc.
- Terminación de pozos: perforación de nuevas capas productivas, etc.
- Realización de estudios de presión utilizando cable de línea o tubería enrollable.
- Otras tareas de registro del pozo.

La instrumentación de pozo generalmente se instala justo por debajo del motor ESP y consta de los dispositivos de medición necesarios para monitorear continuamente la presión y temperatura en el pozo, así como otros parámetros. Las señales de los

transductores se envían a la superficie ya sea a través de (a) el cable de potencia regular añadiendo una señal de corriente continua a la potencia alterna del motor, o (b) un cable especial dentro del cable de potencia. El monitoreo continuo de la presión y temperatura del pozo proporciona información valiosa sobre las propiedades de entrada del pozo y permite analizar las condiciones operativas de la unidad ESP.

Los paquetes de instrumentación de pozo modernos son unidades de estado sólido y utilizan transductores extremadamente precisos: galgas extensométricas para presión y dispositivos térmicos resistivos (RTD) para temperatura. Los datos monitoreados se pueden almacenar en la memoria de la unidad, así como mostrarse en formato gráfico. Los parámetros que se monitorean generalmente incluyen:

- Presión de entrada de la bomba, temperatura.
- Temperatura del aceite del motor o de los devanados del motor.
- Presión de descarga de la bomba, temperatura.
- Datos sobre vibraciones mecánicas.
- Fugas de corriente eléctrica, etc.

3.4.7.1.5.1 Equipo de superficie

Cabezal de Pozo

Para las instalaciones de ESP se utilizan cabezales de pozo especiales para soportar el peso del equipo subterráneo y mantener el control del espacio anular. Deben proporcionar un sello positivo no solo alrededor de la tubería, sino también alrededor del cable.

Existen diferentes soluciones disponibles; el cabezal de pozo Hércules, donde el cable de potencia subterráneo se alimenta directamente a través del cabezal de pozo. En otros cabezales de pozo, el cable de potencia se corta en el cabezal de pozo y su extremo se equipa con un conector de potencia. El cable de potencia de superficie, proveniente del tablero de distribución, también tiene un conector y los

dos se unen en el cabezal de pozo. Este tipo de cabezal de pozo permite clasificaciones de presión de cabeza de pozo mucho más altas que los modelos anteriores y es más fácil de usar.

El soporte de la tubería sostiene un mandril de paso (también conocido como penetrador de pozo) equipado con los sellos adecuados para contener la presión del pozo. Los cables de potencia se conectan a los dos extremos de este dispositivo a través de sus conectores trifásicos.

Caja de Conexiones.

El cable de potencia que proviene del pozo debe conectarse a un cable eléctrico de superficie que lleva la electricidad al tablero de distribución. Los dos cables se unen en la caja de conexiones, también llamada "caja de ventilación". Es una caja ventilada y resistente a las inclemencias del tiempo que realiza las siguientes tres funciones importantes:

1. Proporciona la conexión eléctrica entre los cables de potencia subterráneos y los de superficie.
2. Ventila cualquier gas que pueda llegar a este punto debido a la migración de los gases del pozo a lo largo del cable de potencia del ESP. La ventilación del gas elimina el peligro de incendio o explosión porque no se permite que el gas viaje a través del cable hasta el tablero de distribución.
3. Actúa como un punto de prueba fácilmente accesible para verificar eléctricamente el equipo subterráneo.

La caja de conexiones debe estar ubicada a una distancia mínima de 15 pies del cabezal de pozo y debe elevarse a una altura de 2-3 pies sobre el suelo. La conexión de los cables no requiere empalmes ni cintas, por lo tanto, es más confiable.

Tablero de Distribución

El tablero de distribución es el centro de control de una instalación convencional de ESP y actúa como controlador del motor y, en consecuencia, controla el funcionamiento de toda la instalación. Tiene las siguientes funciones:

- Proporciona un conmutador controlado de encendido/apagado del equipo ESP a la generadora de energía utilizando desconectores de alta capacidad o contactores de vacío
- Protege el equipo de superficie y subterráneo de una amplia variedad de problemas
- Monitorea y registra los parámetros operativos más importantes.

Los tableros de distribución estándar funcionan bajo una frecuencia eléctrica constante y varían en tamaño, diseño y clasificaciones de potencia. Originalmente, los tableros de distribución de ESP contenían relés magnéticos, pero las unidades sofisticadas de hoy en día utilizan circuitos de estado sólido y ofrecen funciones más avanzadas y una respuesta instantánea.

Además de proporcionar el conmutador de encendido/apagado desde la red eléctrica, el tablero de distribución puede proteger el equipo ESP de problemas que ocurran ya sea en el pozo o en la superficie. Los problemas subterráneos más importantes que un tablero de distribución puede prevenir son:

- Sobrecarga del motor debido a una multitud de razones como alta gravedad del líquido, motor bajo dimensionado, etc.
- Carga menor del motor debido a una condición de paro de bomba o una unidad sobredimensionada
- Corrientes desbalanceadas
- Número excesivo de arranques.

Varios fallos del suministro de energía de superficie pueden causar problemas y el tablero de distribución está diseñado para proteger contra:

- Voltajes de entrada demasiado altos o bajos

- Desbalance de voltaje
- Voltajes transitorios (por ejemplo, rayos)
- Rotación de fase incorrecta.

Después de una parada automática debido a problemas subterráneos o de superficie, la unidad ESP se reinicia automáticamente después de un retraso de tiempo ajustable.

El tablero de distribución proporciona monitoreo de los parámetros operativos más importantes como corrientes y voltajes de línea, factor de potencia, etc. Para todos los parámetros, se pueden ingresar puntos de ajuste para activar diferentes alarmas. El tablero de distribución a menudo contiene un amperímetro de registro que graba continuamente la corriente tomada por el motor, facilitando el análisis diagnóstico del funcionamiento del sistema. También se instalan en el tablero de distribución las pantallas de los dispositivos de medición subterránea. Los modelos actuales pueden almacenar parámetros operativos en la memoria para su posterior recuperación y pueden comunicarse por radio o línea de cable con estaciones centrales.

Transformadores

En la mayoría de los casos, el voltaje disponible en la superficie no es compatible con el voltaje necesario para el motor, por lo que deben usarse transformadores para proporcionar el nivel de voltaje adecuado en la superficie. La distribución de energía en los campos petroleros es a voltajes de 6,000 voltios o más, mientras que el equipo ESP funciona a voltajes entre aproximadamente 250 y 4,000 voltios. Los transformadores para instalaciones ESP son unidades llenas de aceite, con sistema de enfriamiento propio y están disponibles en configuraciones estándar de tres fases, autotransformador trifásico o se puede usar un banco de tres transformadores monofásicos. A voltajes primarios más altos, el uso de tres transformadores monofásicos es más económico que el de un transformador trifásico.

Los transformadores se seleccionan según los niveles de voltaje y las clasificaciones de potencia. El voltaje de superficie requerido depende en gran

medida de la profundidad de instalación del equipo ESP, ya que la caída de voltaje en el cable de potencia aumenta con la longitud del cable. Esta caída de voltaje más el voltaje de motor seleccionado dan el voltaje necesario en la superficie.

Equipos Diversos

El cable ESP se instala y retira en carretes de cable que proporcionan la protección necesaria contra daños mecánicos. Al instalar o retirar el cable, una rueda guía de cable colgada sobre el cabezal de pozo ayuda en la manipulación del cable de potencia.

4. BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO EN AGUAS PROFUNDAS

La industria del petróleo y el gas continúa avanzando hacia entornos de explotación más desafiantes en alta mar, por ejemplo: desarrollos submarinos a más de 3000 metros de tirante de agua, tuberías de exportación cada vez más largos (longer tie-backs), yacimientos localizados a más 6000 metros de profundidad debajo del fondo marino y también yacimientos con aceites muy viscosos. Los planes para muchos de los próximos proyectos en aguas profundas implican el uso de sistemas de bombeo electro centrífugo de relativamente alta potencia como método artificial de producción.

Los sistemas artificiales de producción en aguas profundas pueden beneficiar a ciertos proyectos al mantener gastos de producción adecuados a medida que disminuyen las presiones de los yacimientos y al reducir la presión de abandono para aumentar la recuperación final.

La economía de los sistemas artificiales de producción estará dictada principalmente por la confiabilidad, el beneficio de producción y el rango operativo (presión de entrada y gasto de aceite que aporta el pozo). Actualmente, la percepción en la industria es que la vida útil promedio que se puede lograr

actualmente con estos sistemas de ESP de alta potencia es mucho más corta que la que dictaría una sólida economía del proyecto, dado que los costos de intervención en estas aplicaciones pueden ser muy altos, del orden de los 50 a los 75 millones de dólares. Por lo tanto, el consenso entre los operadores es que existe la necesidad de mejorar la confiabilidad de estos sistemas (Francisco JS Alhanati, Tecnologías C-FER, 2012)

Recordemos que todos los métodos de levantamiento artificial funcionan incrementando la energía a la corriente que fluye en el pozo, siendo que el ESP agrega energía al aumentar la presión en la tubería a través de una bomba accionada eléctricamente.

Con diferentes geometrías, fluidos de yacimiento y esquemas de agotamiento en cada proyecto, no sería práctico presentar una guía general sobre la aplicabilidad de los métodos de sistemas artificiales para el GOM de aguas profundas. Se pueden realizar fácilmente diseños específicos para cualquier proyecto en donde un sistema artificial pueda ser beneficiosa y, si se justifica, crear curvas de productividad para simular los gastos de producción a lo largo de la vida productora del campo. (Stair, 1998).

Operar en estos ambientes extremos probablemente requerirá implementar nuevos sistemas de producción como por ejemplo un Subsea Boosting System que se puede traducir como un sistema de impulso submarino que permite incrementar la presión de la producción de hidrocarburos) y/o nuevas generaciones de sistemas ESP. Si bien los gastos de producción de pozos individuales pueden superar los 20,000 bpd de hidrocarburo líquido, el conocimiento del rendimiento del pozo generalmente es sólo marginal en el momento del diseño e instalación del sistema.

Las pérdidas de la producción luego de una falla del equipo también pueden ser muy importantes, especialmente para pozos con gastos de producción más altos. Por lo tanto, el éxito económico de estos proyectos está estrechamente vinculado a la capacidad de minimizar el número de intervenciones para la reparación del equipo

y maximizar el tiempo de producción. Esto requiere no solo utilizar equipos altamente confiables inherentemente, sino también tener las mejores prácticas operativas y de diseño posibles, para poder realmente realizar todo el potencial de confiabilidad del equipo. Uno de los objetivos más importantes de los operadores es tener 95% de confianza durante una vida útil de al menos 5 años de operación del sistema ESP, independiente de que sea en aguas profundas, ultraprofundas o aguas someras (Alhanati, Tecnologías C-FER, 2012).

4.1 Brechas de confiabilidad en la tecnología ESP para aplicaciones en aguas profundas

4.1.1 Tiempo medio hasta el fallo (MTTF)

Según Alhanati (2012), se preguntó en entrevistas realizadas con reconocidos expertos de la industria y en conversaciones con miembros de un comité técnico (con representantes de Chevron, ConocoPhillips, Nexen, Petrobras, Statoil y Total), qué MTTF debería poder lograr la industria con estos sistemas ESP de alta potencia en aplicaciones submarinas en aguas profundas, basándose en la tecnología ESP actual.

Según las respuestas proporcionadas, este MTTF es de aproximadamente 13 o 14 años. La Figura 18 presenta dos curvas de tiempo de funcionamiento que indican la probabilidad de que un sistema alcance una determinada vida útil, para estos valores de MTTF. Como se indica en la figura, el nivel actual de confianza de que se puede obtener una vida útil de 5 años del sistema ESP es solo del 20 o 30%.

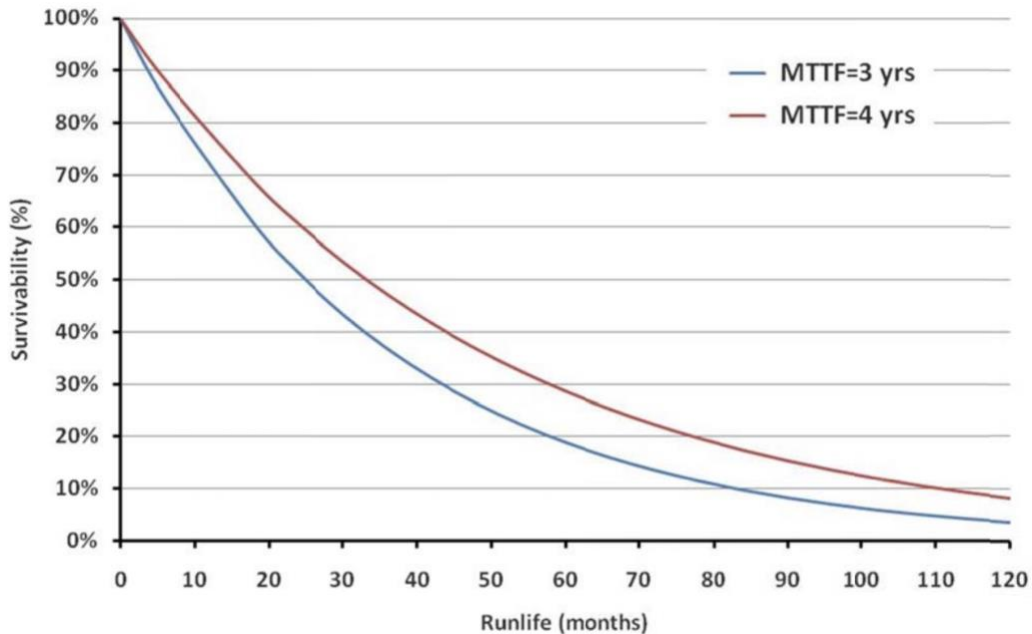


Figura 18. Curvas de tiempo de funcionamiento para MTTF de 3 y 4 años

El autor nos da formas de leer esta respuesta dónde se encuentra que:

- Para las aplicaciones de aguas profundas de alta potencia, con solo pequeñas mejoras en la tecnología actual, la industria sólo debería poder lograr lo que normalmente se logra en otras aplicaciones
- Se requerirán mejoras significativas en la tecnología ESP para cumplir con los requisitos de confiabilidad de estas aplicaciones de aguas profundas de alta potencia.

4.1.2 Diferencias de aplicación

Alhanati (2012) muestra varias características de esta aplicación que introducen más incertidumbre respecto de la capacidad del equipo para funcionar de manera confiable en el campo. Ya que existe una gran incertidumbre con respecto a la productividad de los pozos y los yacimientos, por lo que es posible que el equipo deba funcionar de manera confiable en un amplio rango de presiones diferenciales, gastos y contenido de gas. Esto es así para los sistemas instalados en el fondo marino (por ejemplo, en un caisson) o en el fondo de los pozos de producción. Para

hacer frente a caídas (relativamente) rápidas de la presión del yacimiento, el autor asegura que algunos de estos sistemas deben instalarse en el fondo de los pozos. Aunque menciona, habrá restricciones en el tamaño de los equipos y sistemas, debido a las restricciones generadas por el diámetro interno de las tuberías de revestimiento que se pueden instalar a determinadas profundidades. Algunos operadores han diseñado que la tubería de revestimiento de explotación de 11 3/4" se puede instalar hasta 12,000 pies por debajo de la boca del pozo, lo que permite la instalación de sistemas ESP de mayor diámetro hasta esta profundidad. Sin embargo, esto puede no operar para pozos en aguas ultra profundas, con bocas de pozo a 10,000 pies de agua o más. Además, algunos sistemas pueden requerir instalarse a mayores profundidades (por debajo de la boca del pozo).

Por lo tanto, puede ser necesario instalar estos sistemas de alta potencia en tuberías de revestimiento más pequeños, por ejemplo, 10 3/4" o 9 5/8". Esto requerirá que el sistema ESP sea más largo, con componentes adicionales (en tándem). Estas tuberías de revestimiento más pequeñas también introducirán restricciones de espacio adicionales para acomodar los conectores/ penetradores eléctricos del empacador y en los cabezales de las tuberías de revestimiento del pozo. Estos sistemas ESP de fondo de pozo pueden tener que operar en serie con un Subsea Boosting System colocado en el fondo marino y dependiendo de las condiciones de productividad del yacimiento, ambos sistemas pueden ser instalados al mismo tiempo o en momentos diferentes.

Cuando estos dos sistemas son instalados al mismo tiempo, inicialmente proporcionarán cierta redundancia entre sí. Luego, cuando la presión del yacimiento haya disminuido aún más, operarían en serie para proporcionar un impulso adicional. Alternativamente, el ESP de fondo de pozo se instalaría sólo más tarde en la vida del pozo, de modo que los datos del período de producción inicial con el Subsea Boosting system colocado en el fondo marino se pudieran usar para ayudar a dimensionar el sistema ESP de fondo de pozo, ya que los componentes del sistema experimentan grandes fluctuaciones de temperatura y presión.

Durante la instalación, se ensamblarán a condiciones de superficie, se instalarán a través de un entorno submarino frío, pero luego podrán instalarse en el fondo de pozo a temperaturas ambientales mucho más altas. Durante la operación, como resultado de suspensiones de operación y reinicios, los ciclos de temperatura y presión pueden ser extremos (gran amplitud y cambios rápidos) y suceder con bastante frecuencia (debido a paradas frecuentes). Además, estos ciclos durante paradas y reinicios son difíciles de pronosticar. Por lo tanto, también es difícil diseñar equipos y establecer procedimientos operativos adecuados para lidiar adecuadamente con estos ciclos. Las presiones de cierre del pozo pueden ser tan altas como 15,000 psi.

En muchas de estas aplicaciones existirán cables muy largos, lo que genera preocupaciones adicionales relacionadas con la transmisión de energía eléctrica (por ejemplo, calidad de la energía y gestión de armónicos (ajustes del variador de velocidad para el arranque adecuado del sistema)). Es probable que el equipo funcione a un voltaje más alto, lo que generará más tensión en el aislamiento de los componentes y subcomponentes eléctricos.

4.1.3 Principales componentes de incertidumbre con respecto a la confiabilidad de los componentes del ESP

En esta sección se resumirá la percepción que tiene Alhanati (2012) de la industria con respecto a las principales generadoras de incertidumbre en relación con la confiabilidad de cada componente principal del sistema ESP. Esto también incluirá qué subcomponente se considera que tiene más probabilidades de fallar, cómo (a través de qué proceso o mecanismo de falla) y por qué (circunstancias que pueden provocar la falla).

4.1.3.1 Cable

La principal preocupación con el cable parece estar relacionada con la robustez del diseño de los subcomponentes del cable (incluidos los penetradores de la boca del pozo y del obturador y el cabezal del motor) con respecto a las variaciones extremas

de temperatura y presión que son inherentes a estas aplicaciones. Como se mencionó anteriormente, esto se ve causado por

- El espacio físico limitado disponible en el colgador de la tubería para acomodar el penetrador de la boca del pozo y dentro de la carcasa para acomodar el penetrador del obturador
- El mayor voltaje en el que funcionarán estos sistemas, lo que estresará aún más los materiales de aislamiento.

En el caso del cabezal del motor, esto también está relacionado con la incertidumbre en la capacidad de lograr una ecualización de presión razonable en todo el cabezal cuando las condiciones de funcionamiento cambian rápidamente (por ejemplo, durante un apagado o el arranque del sistema). Tenga en cuenta que los cabezales normalmente solo se prueban hasta un par de cientos de psi de diferencial de presión.

Si bien, en teoría, los empalmes de cables son tan fuertes como el cable principal, las difíciles condiciones en las que se deben realizar algunos de estos empalmes en el campo también aumentan la probabilidad de que sean defectuosos.

4.1.3.2 Motor

Como señaló Alhanati (2012) anteriormente, debido a las restricciones impuestas por el tamaño de la tubería de revestimiento de exportación, los sistemas ESP pueden tener que ser más largos, con componentes adicionales en tándem. Los componentes adicionales teóricamente deberían producir una menor confiabilidad del sistema, pero no hay evidencia sólida de esto. La circulación de aceite dentro de motores más delgados y largos probablemente será peor, lo que puede comprometer la lubricación de los cojinetes y la refrigeración interna. Para cumplir con las limitaciones de espacio, los factores de seguridad de diseño pueden tener que ser relativamente pequeños, especialmente con respecto a la potencia y el par que deben transmitirse por el eje.

Existe controversia sobre si la confiabilidad de los motores de mayor diámetro debería ser necesariamente mejor. Si bien es más fácil cumplir con ciertos requisitos de diseño y mayores factores de seguridad, los motores de mayor diámetro también tendrán piezas giratorias de mayor diámetro, y esto probablemente impondrá mayores cargas en los cojinetes radiales y puede resultar en mayores problemas de vibración.

La principal preocupación con el motor parece estar relacionada con la robustez de estos cojinetes radiales ante las cargas que experimentaron durante el funcionamiento normal. También existe incertidumbre con respecto a hasta qué punto los fabricantes comprenden realmente la dinámica general del eje y de los cojinetes, de modo que se puedan predecir adecuadamente estas cargas y diseñar adecuadamente los cojinetes para soportarlas. Algunos creen que estos problemas pueden ser peores para los motores instalados en posición vertical (como es el caso de los sistemas de caisson en el fondo marino) porque estos sistemas verticales estarían más sujetos a problemas de vibración.

Como el autor mencionó anteriormente, es probable que el equipo funcione a un voltaje más alto, lo que generará más tensión en el aislamiento de los componentes y subcomponentes eléctricos, incluido el motor. Sin embargo, no está claro qué impacto tendría esto en la confiabilidad del motor y, por lo tanto, qué grado de preocupación debería generar.

4.1.3.3 Sección de la cámara de sellado

La principal preocupación con este componente está relacionada con la fuga a través de los sellos mecánicos que inevitablemente ocurrirá con el tiempo. Este problema se ve agravado por las frecuentes suspensiones temporales de operación que el sistema ESP puede experimentar en estas aplicaciones. Los fluidos del pozo eventualmente encontrarán su camino hacia el motor a través de los sellos mecánicos, incluso si el sello está diseñado adecuadamente para adaptarse a grandes cambios de temperatura. Una mayor redundancia (mayor número de sellos mecánicos en serie) probablemente ayudaría a "reforzar" la confiabilidad de este

componente. Sin embargo, también existe incertidumbre con respecto a la ciencia detrás del diseño y comportamiento general de la sección de la cámara de sellado.

Muchos creen que el índice de cambio en la presión (y/o temperatura) puede tener un efecto en el rendimiento general de la sección de la cámara de sellado, y que la igualación de la presión no necesariamente ocurre durante el arranque o apagado como debería ocurrir teóricamente.

4.1.3.4 Bomba

Aparentemente, existen muy pocos problemas con respecto a la confiabilidad de las bombas. Como se mencionó anteriormente, es posible que tengan que funcionar en una amplia gama de condiciones operativas, en particular en una amplia gama de contenido de gas en la entrada. Sin embargo, es probable que puedan diseñarse para una amplia gama de condiciones previstas.

Los sistemas instalados en las profundidades de los pozos deberán manejar todos los fluidos producidos por el pozo, ya que es poco probable que sea posible ventilar cualquier gas libre a través del espacio anular del pozo.

4.2 Ventajas Técnicas

4.2.1 Eficiencia Energética

En este apartado abordaremos un poco sobre el campo de estudio, ya que Shell para poder utilizar el sistema de elevación artificial ESP realizó una instalación de pruebas, ubicada en Texas, la cual le ayudó a decidir si los ESP eran eficientes para el proyecto BC-10.

Recordemos que la colocación de un sistema de elevación artificial ESP dentro del pozo en la terminación primaria mejora la producción durante el período de agotamiento de la presión del pozo, evitando la necesidad de al menos un reacondicionamiento para instalar el ESP y aplazar la producción mientras se espera que haya una plataforma capaz para realizar la reparación. La buena

selección del sistema artificial de producción representa uno de los mayores retos para el Ingeniero en Tecnología de Producción, ya que se debe realizar un estudio multidisciplinario, para finalmente sustentar una propuesta técnico-económica que permita tomar la mejor decisión del sistema de levantamiento artificial a utilizar.

Dado que Parque das Conchas (BC-10) tienen características con baja temperatura y presión, y se encuentran en aguas ultra profundas. La simulación de producción indicó que era necesario utilizar un método de producción artificial para garantizar gastos de producción razonables. Por lo tanto, se evaluaron varios sistemas de artificiales de producción para estos proyectos con el entendimiento de que el candidato preferido sería un sistema que se pudiera seleccionar en un corto plazo.

Los sistemas evaluados incluyeron levantamiento artificial por gas basado en tubo ascendente, bombas multifásicas, separación bifásica con bombas monofásicas y bombas individuales en el pozo. Después de procesos de selección de sistemas separados y rigurosos, se concluyó que un sistema con un separador de caisson submarino y un sistema ESP era el sistema preferido para el proyecto.

Este sistema estaba diseñado para proporcionar una separación de dos fases que mejoraría la confiabilidad y operatividad de un sistema de bombeo monofásico. Sin embargo, en algunos casos, los volúmenes de gas no justifican una línea de flujo separada y/o la separación reduce la viscosidad del fluido producido. En estos casos, el caisson serviría como receptáculo para el ESP que bombeará el fluido multifásico a la superficie.

4.2.1.1 Pruebas del ESP

El objetivo de las pruebas fue validar el rendimiento del ESP y determinar el rendimiento del caisson en funcionamiento en modo separado y en modo no separado. Además, las pruebas ampliadas mostrarían deficiencias de diseño y fabricación en el equipo del ESP. Las pruebas iniciales tenían como objetivo determinar el rango de funcionamiento permitido para el ESP instalado en el

caisson. El flujo se inició a 4000 B/D y se incrementó en pasos hasta 60 Hz. El funcionamiento a 4000 B/D no se consideró perjudicial para esta configuración del ESP, ya que el empuje descendente de la bomba de compresión era inferior al límite del cojinete de empuje de alta carga a la velocidad de funcionamiento de 48 Hz. Esto está muy por debajo del rango de funcionamiento recomendado.

Se encontraron resonancias en frecuencias de operación de 45 Hz y 58 Hz. Se tomó la decisión de operar a través de las resonancias según lo requerido. Se determinó que esta política de operación no causó ningún daño cuando se desmontó el equipo para su análisis.

Antes del inicio de las pruebas, se desarrollaron curvas operativas previstas para la combinación de ESP y caisson utilizando el programa de dimensionamiento AutographPC para ayudar al operador a determinar si el ESP o el caisson estaban operando cerca de un límite de rendimiento.

La temperatura y el tipo de aceite se cambiaron para ajustar la viscosidad del aceite en el análisis. El estudio demostró que la operación con aceite de 1,8 Cp no se acerca a ningún límite establecido. El aumento de temperatura fue de entre 80 y 100 grados F.

El rango de operación previsto se probó utilizando pruebas de estado estable con el caisson operando en la condición separada para verificar estas curvas de operación. El estado estable se produjo cuando los parámetros operativos (frecuencia de operación, flujo, nivel del caisson, etc.) se mantuvieron constantes durante un período de una hora.

4.2.1.1.1 Pruebas del Caisson

Igualmente, se muestra un aumento de un gasto de aceite de 5.000 a 19.000 b/d. El gasto de gas tuvo un cambio similar. Mostrando una reducción gradual con el gasto de petróleo pasando de 24.000 a 10.000 B/D. No se excedieron los límites

operativos del ESP durante esta prueba. El gasto de petróleo pasó de un máximo de 23.000 b/d a un mínimo de 3.000 b/d, mientras que el gasto de gas alcanzó un máximo de 62 mmft.³/D hasta un mínimo de 26 mmft.³/D.

El flujo de petróleo y gas hacia el caisson estaba desfasado entre sí. El gasto alto de gas se produjo al mismo tiempo que el gasto bajo de petróleo, y el gasto bajo de gas se produjo cuando el gasto de petróleo se acercaba al gasto máximo. La frecuencia del variador de frecuencia osciló entre 50 y 57 Hz, mientras que el nivel de líquido del caisson varió 40 pies. El espacio de oleaje diseñado para el caisson era de 100 pies.

Con lo anterior mencionado, cabe destacar que se hizo una validación del rendimiento, donde se verificó el desempeño del ESP y el caisson en distintos modos de operación, asegurando que no se excedieran los límites operativos. Demostrando que la tecnología probada ha ayudado a mejorar y optimizar los gastos de producción. Esto hace que los autores concluyan que el sistema puede funcionar dentro de parámetros seguros y controlados.

Así mismo, se realizó la prueba de estabilidad operativa, donde con resonancias y ajustes de frecuencia se determinó que la operación dentro de ciertos rangos no causaba daños al equipo. Indicando que el sistema es capaz de adaptarse teniendo una flexibilidad para diferentes condiciones operativas.

Y evaluando la eficiencia en separación de fases, los autores comentan que se observó que el flujo de gas y petróleo estaba desfasado, lo que podría indicar que el caisson ayuda a manejar fluctuaciones en la producción. Siendo clave para operaciones en aguas profundas, donde la estabilidad del flujo es esencial.

Por último, se debe recalcar la capacidad de manejo de variaciones de flujo observada, el cual fue probada con diferentes gastos de producción de petróleo y gas, confirmando que el sistema puede operar en un amplio rango sin fallos. Esto

sugiere que el BEC podría ser útil en yacimientos de aguas profundas, donde las condiciones pueden variar considerablemente.

4.2.2 Avances Tecnológicos

Durante esta sección abordaremos los nuevos materiales, es decir, aceros resistentes a la corrosión y recubrimientos especiales, los cuales están superando los desafíos de corrosión y erosión. Así mismo, mencionaremos diseños mejorados del BEC que están optimizados para operar en altas presiones y temperaturas junto con un análisis de la tecnología en sensores y sistemas de control remoto que están mejorando la confiabilidad y reduciendo los costos de mantenimiento, siendo todo esto, lo que benefició el proyecto de Parque das Conchas.

4.2.2.1 Materiales avanzados

Para permitir la producción en el BC-10, se ha implementado una tecnología innovadora de separación y refuerzo submarinos. El sistema consta de separadores submarinos con Manifold electrostáticos. Los líquidos separados se impulsan por medio de los electrostáticos y se transportan al FPSO a través de una línea de flujo de "petróleo", mientras que el gas separado fluye al FPSO a través de una línea de flujo de gas dedicada.

Un riesgo importante para la línea de flujo de gas es el arrastre de líquidos (LCO) debido a la posible ineficiencia en la separación de los separadores submarinos, lo que da como resultado el volumen de líquidos en la línea de flujo de gas y la consiguiente formación de baches lo que genera el slugging.

Si bien la selección de una presión de caisson más alta permite un mayor arrastre (y, por lo tanto, una mayor tolerancia a la ineficiencia del separador), también impone una mayor contrapresión en los pozos de bajo grado API, lo que reduce la producción de los pozos. Considerando esto, se tuvo que buscar limitar la erosión, la limitación térmica, la descompresión rápida de gas, el régimen de flujo y limitación de slugging junto con la gestión de sólidos (los cuales corroen los umbilicales).

Para cumplir con los límites de diseño definidos para el sistema, la clave para lograr la máxima productividad es una filosofía operativa que genere las menores interrupciones posibles en la producción general.

Por ejemplo, una posible interrupción serían los hidratos en nuestros umbilicales, por lo que se requieren estrategias de hidratos distintas para:

1. Las líneas de flujo intracampo
2. La línea de flujo/subsuelo de gas
3. La línea de flujo/subsuelo de petróleo.

Así, se emplea una estrategia tradicional de retención de calor y desplazamiento de petróleo muerto para las líneas de flujo intracampo que transportan fluidos desde los manifold de producción cerca de las bocas de pozo de desvío hasta los manifold C-ESP.

Para la corriente de líquido separado (petróleo + agua) desde el C-ESP hasta el FPSO, se utiliza una estrategia de retención de calor y desplazamiento del petróleo muerto. La separación de gas cambia el punto de burbuja de la corriente de líquido separado a la presión del caisson, lo que resulta en un cambio de 15-20 °F de la curva de hidratos a presiones más altas (después del aumento de presión por el ESP).

Esto permite una estrategia de retención de calor para la línea de flujo de petróleo con un nivel moderado de aislamiento húmedo: un coeficiente de transferencia de calor de la línea de flujo que proporciona una temperatura de llegada suficiente durante la producción normal y un mínimo de 12 horas de tiempo de enfriamiento en caso de una parada no planificada.

El análisis mostró que sin este beneficio de la separación C-ESP, se habría requerido un sistema de aislamiento de tubería en tubería más costoso, debido a

los depósitos de temperatura relativamente baja y las largas distancias de conexión. Dado que no es posible retener el calor en la corriente de gas separada del C-ESP, se requiere una inyección continua de metanol e inhibidor de corrosión para tratar el agua condensada y cualquier posible arrastre de líquido del C-ESP.

Teniendo en cuenta que los gastos de dosificación de metanol manejables dependen fundamentalmente de la separación efectiva y del arrastre mínimo de líquido del C-ESP. Como beneficio adicional, la línea de flujo de gas permite la posibilidad de una despresurización submarina completa a través del C-ESP, en caso de un bloqueo de hidratos en cualquiera de las líneas de flujo submarinas dentro del campo.

4.2.2.1.1 Slugging

Otro beneficio importante de la separación de gas y líquido en el C-ESP es el manejo de los tapones. Ya que es posible que se produzcan tapones severos en la topografía del fondo marino BC-10 en un amplio rango de relaciones gas-líquido intermedias. El C-ESP evita la aparición de tapones al separar la corriente de pozo multifásica en una línea de flujo de petróleo con alta carga de líquido (baja GLR, debido a la desgasificación del petróleo y la reducción del punto de burbuja) y una línea de flujo de gas con una velocidad de gas suficientemente alta para barrer los líquidos (alta GLR).

Los detalles de la operatividad de la línea de flujo de gas muestran que el arrastre mínimo de líquido del C-ESP es fundamental para evitar la carga de líquido en la línea de flujo de gas y posibles taponamientos.

En el caso de la línea de flujo de petróleo, el C-ESP permite una operación sin slugging en una amplia gama de condiciones de producción, sin necesidad de gaslift o modificaciones significativas en la parte superior para manejar slugging severo. En el caso de Parque das Conchas, los slugging grandes no se pueden manejar de manera tradicional, ya que el ajuste de presión del sistema HIPPS de la torre de

producción es de aproximadamente 250 psia, que es solo ligeramente superior a la presión de llegada normal de la FPSO de 115 psia. Con la separación C-ESP, se puede utilizar una sola línea de flujo de petróleo/ riser para eliminar slugging a gastos más bajos y, al mismo tiempo, proporcionar la capacidad adecuada (en contraste con el uso típico de una línea de flujo doble para este propósito).

4.2.2.1.2 Inyección química

Se requieren productos químicos tradicionales de superficie bajo el agua, como antiespumantes para el caisson separado y demulsionantes/reductores de viscosidad para el caisson que lleva la mezcla (gas-aceite). Además, también se diseñó un cóctel que consiste en un inhibidor de corrosión de alto cizallamiento y metanol para la línea de flujo de gas, que cumple el doble propósito de control de corrosión e inhibición de hidratos.

Se realizaron pruebas detalladas de compatibilidad química- química y química-material con estas nuevas combinaciones químicas submarinas para garantizar que las fallas del material (por ejemplo, hinchamiento de los materiales blandos, descompresión rápida del gas) o los bloqueos (formación de emulsiones o lodos debido a productos químicos incompatibles) no se produciría.

4.2.2.2 Diseños mejorados

Las operaciones de producción en el proyecto Parque das Conchas (BC-10) dependen de múltiples bombas submarinas que se alimentan desde el FPSO anfitrión. Por ello, el diseño y la instalación de una metodología robusta de distribución de energía submarina fue un requisito para facilitar esta ardua tarea. La cantidad limitada de tubos I en la torreta del FPSO, junto con el deseo de simplificar y optimizar el diseño submarino, proporcionó incentivos para el desarrollo de un sistema de transmisión y distribución de energía de múltiples circuitos que pudiera combinarse con los umbilicales de suministro de productos químicos y control electrohidráulico tradicionales.

Los desafíos que plantea este diseño de umbilical híbrido, específicamente la calidad de la energía suministrada y la capacidad de fabricación de los umbilicales, los abordaron mediante el desarrollo de una sección transversal que incorpora múltiples tréboles para la transmisión de energía. Para lograr las longitudes de umbilical requeridas, un empalme eléctrico de línea delgada es un componente clave del programa de diseño de umbilicales. Estos cables de alto voltaje (HV) están diseñados para proporcionar energía a las instalaciones de bombeo submarinas, sin comprometer la funcionalidad básica de los umbilicales.

Además, para garantizar el rendimiento mecánico del umbilical en una aplicación dinámica, los tubos de acero cumplen una doble función: sirven como conductos para los servicios hidráulicos y químicos de los yacimientos submarinos y como soporte para los cables eléctricos de alta tensión. Este enfoque eliminó la necesidad de elementos de resistencia suplementarios o blindaje que normalmente se habrían requerido para la aplicación dinámica de grandes cables eléctricos submarinos de cobre en aguas ultra profundas.

4.2.2.2.1 Consideraciones sobre la selección de cables y el tendido eléctrico

Uno de los desafíos iniciales en el diseño del umbilical fue la selección del cable eléctrico de alta tensión y la configuración en la que se colocaron estos cables en la sección transversal del umbilical. Esto se debió a dos consideraciones principales:

1. La cantidad y calidad de la energía que se transmite.
2. La necesidad de minimizar el potencial de interferencia entre los circuitos de alta tensión y la señal en los cables cuádruples de comunicaciones eléctricas en el umbilical.

Selección del tipo de cable de alta tensión

La selección del tipo de cable que se utilizaría en el umbilical fue una decisión que se tomó en dos partes. La primera fue determinar el material del conductor. El equipo del proyecto evaluó conductores de aluminio y cobre. Se eligió el cobre en lugar del aluminio porque sus propiedades eléctricas superiores permitían una

sección transversal más pequeña para una función determinada, lo que reducía el diámetro total del cable y aumentaba la distancia entre empalmes.

La segunda decisión se centró en la clasificación del cable eléctrico. En el Parque das Conchas, cada una de las bombas submarinas utiliza un motor de 1500 hp. Cuando funciona a plena capacidad, cada motor requerirá 4,4 kV, lo que equivale a una tensión en la superficie de 5,7 kV debido a la caída de tensión en el cable.

Otro desafío que se presentó fue el determinar la mejor configuración de cableado a fin de cumplir con los requisitos de calidad de energía y la funcionalidad umbilical general.

La calidad de la energía de alta tensión se determinó para minimizar las pérdidas eléctricas, los armónicos del motor y reducir el riesgo de fallas prematuras, se impuso un requisito de calidad de energía de menos del 2 % de desequilibrio de corriente en el sistema eléctrico. El alto costo de las intervenciones submarinas en los ESP significa que este requisito de calidad de energía no se puede superar.

Desde la perspectiva del diseño del umbilical, la disposición de los cables de transmisión tiene la mayor influencia en la calidad de la energía suministrada. Para circuitos de CA trifásicos, hay tres disposiciones básicas de cables que se pueden utilizar: La primera opción es una disposición de trébol real donde los tres cables se enrollan helicoidalmente uno alrededor del otro en un solo elemento antes de la agrupación umbilical. La segunda opción es una disposición no helicoidal donde los 3 cables se colocan como elementos individuales en el umbilical, pero se mantienen en contacto entre sí en una disposición triangular mediante el uso de rellenos. La tercera opción es una disposición de tríada dispersa donde los cables se colocan como elementos individuales. En esta opción, los cables pueden configurarse en una disposición triangular, o agruparse de otra manera, pero no necesariamente están muy cerca uno del otro en la sección transversal del umbilical.

Durante la etapa de diseño eléctrico, se modelaron eléctricamente estas opciones para determinar qué disposición podría cumplir mejor con los requisitos de calidad de energía del proyecto. Este análisis indicó que las tres podían cumplir con los requisitos, aunque cada una tenía limitaciones o complicaciones de fabricación. El trébol verdadero proporcionó la mejor calidad de energía, pero conllevaba riesgos de fabricación. La tríada no helicoidal simplemente cumplía con los requisitos de calidad de energía, pero como elementos individuales dentro de la sección transversal, existía un potencial de movimiento que podría tener un impacto negativo en la calidad de la energía. La tríada dispersa podría lograrse para alcanzar los requisitos de calidad de energía, pero requería una sección transversal de cable más grande y blindaje adicional en cada cable individual, aumentando el costo potencial del producto, así como el riesgo de no cumplir con los requisitos de calidad de energía.

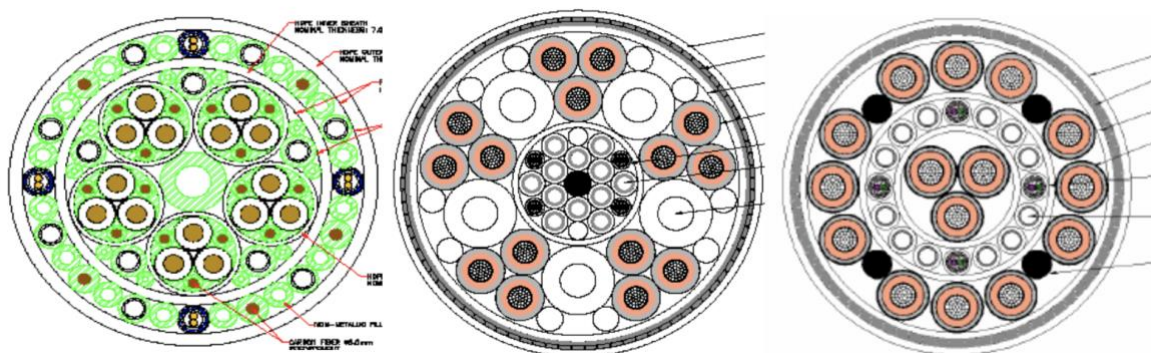


Figura 19. Ejemplos de configuración de cables. De izquierda a derecha: Cable de alta tensión con trébol real, configuración de tríada de alta tensión no helicoidal y disposición de tríada dispersa.

Interferencia de comunicaciones

La interferencia entre los circuitos de alta tensión y la señal del sistema de comunicaciones de potencia se identificó como un riesgo significativo en el diseño del umbilical híbrido. Para reducir este riesgo, los cuadretes que se incorporaron en la sección transversal se blindaron con cinta de cobre/mylar y armadura de cinta de acero. Como precaución adicional, también se incluyeron cables de fibra óptica en los umbilicales dinámicos que se utilizarían para las comunicaciones en caso de

que la interferencia eléctrica fuera demasiado grave para las comunicaciones tradicionales de señal de potencia. La configuración del cable de alta tensión se consideró como un factor de mitigación adicional para reducir la interferencia. La configuración de trébol facilita un acoplamiento electromagnético cercano de las fases individuales dentro de cada circuito. Este acoplamiento ayudó a minimizar la interferencia entre los circuitos de alta tensión separados dentro de un umbilical y también ayudó a minimizar la posible interferencia con los cuadretes de comunicación de bajo voltaje que se encuentran en las proximidades de los circuitos de alta tensión.

Durante las pruebas del prototipo umbilical, se probó la sección transversal para determinar si los circuitos de alta tensión interferían con las comunicaciones de bajo voltaje. Los circuitos de alta tensión se energizaron con corriente nominal (a la frecuencia de potencia nominal y a amplitudes de corriente más bajas para frecuencias más altas de hasta 20 kHz), mientras que cada quad fue monitoreado para detectar corriente o voltaje inducido. A partir de estas pruebas, el equipo del proyecto concluyó que los quads estaban lo suficientemente protegidos para soportar el uso de una señal estándar en el sistema de comunicaciones de energía. Con base en esta revisión, se determinó que el trébol verdadero era la configuración más óptima desde una perspectiva eléctrica y, luego de un proceso de licitación, fue seleccionado.

Los desafíos de fabricación fueron el empalme de cables de alta tensión, ya que el uso de un trébol verdadero significó que los circuitos de alta tensión no se podían colocar en una sola longitud debido a las limitaciones de capacidad de la bobina en la máquina de cableado umbilical. Para los tréboles de alta tensión, las bobinas solo podían acomodar una longitud de 3400 metros.

Con un requisito de longitud final de 10,5 km por umbilical, esto significaba que habría un mínimo de tres empalmes por circuito de alta tensión (9 empalmes de cable individuales en total), por umbilical. Además de mantener las características

eléctricas del cable, el empalme tenía una restricción dimensional en el sentido de que, una vez completado, el diámetro exterior del trébol empalmado tenía que coincidir con el diámetro exterior del trébol original. Por lo tanto, se utilizó una línea delgada personalizada.

Se debía diseñar y calificar todo empalme que pudiera realizarse en la máquina de cableado umbilical.

La metodología de empalme seleccionada utilizó una unión soldada entre conductores de cobre, seguida de la reinstalación del aislamiento TR-XLPE. El aislamiento reinstalado se adhirió al aislamiento original con una cinta EPR. La capa semiconductora externa se reemplazó con una funda termorretráctil semiconductora, y la pantalla de cobre externa de cada cable de alta tensión se reinstaló y se soldó a la pantalla de cobre original.

Finalmente, el trébol se rebobinó sobre sí mismo para que coincidiera con su hélice original y la dirección de colocación. Luego, la correa MDPE alrededor del trébol se reemplazó con elementos de relleno en los intersticios y una funda termorretráctil final sobre todo el empalme del trébol completó el ensamblaje. Una vez completado, las dimensiones generales del empalme encajaron dentro de la tolerancia del trébol original.

Como cada uno de estos empalmes era un punto débil potencial, se implementó un programa de calificación y prueba riguroso para probar el diseño del empalme. Esta calificación del empalme comenzó con la fabricación del prototipo.

Empalmes, que posteriormente fueron sometidos a pruebas de rendimiento eléctrico con los mismos criterios que el cable original. El empalme de trébol completo fue sometido a pruebas rigurosas de rendimiento a la fatiga y la flexión para garantizar que sobreviviría al proceso de cableado umbilical y la instalación sin pérdida de rendimiento. Designando así que el trébol verdadero era el diseño ideal

para los umbilicales en las aguas profundas de Parque das Conchas, superando los grandes desafíos de estas aguas.

4.2.2.2.2 Sistemas de control remoto

Los sistemas de control remoto los estaremos viendo en los sistemas de monitorización ESP, como:

- Manómetros de nivel/presión: P1/P2/P3 y Pa
- Gasto: Entrada (presión/temperatura) y descarga (presión/temperatura)
- Sanidad: temperatura y vibración del bobinado del motor

El punto de entrada del sistema ESP y la parte superior del caisson están conectados por una línea de una pulgada con una válvula manual que está montada en la parte inferior del colgador del sistema ESP. Cuando el Multiphase Booster Module (MOBO) está funcionando en modo de separación (como es el caso en los campos del BC-10, donde algunos son separados en gas y aceite y otros si son mezclados), esta válvula se deja cerrada y el gas en la parte superior del caisson fluye sin refuerzo hacia el FPSO.

Cuando el MOBO está funcionando en el modo sin separación, esta válvula se deja parcialmente abierta y el gas en la parte superior del caisson es succionado hacia la entrada de la bomba. Esta válvula es operada por el ROV (Remotely Operated Vehicle, es un vehículo operado de manera remota, generalmente utilizado en operaciones submarinas para realizar tareas de inspección, mantenimiento y operación de válvulas y equipos en el fondo marino).

En caso de una parada no planificada, la presión dentro del caisson (presión del pozo) se puede reducir rápidamente a la presión de la superficie (presión atmosférica) lo que provoca una descompresión rápida de gas (RPD). Se estableció un programa de calificación dedicado para garantizar que los materiales elastoméricos críticos, como los elastómeros en el conector del caisson, las penetraciones de energía y las penetraciones de señales, funcionen

adecuadamente en caso de RGD después de períodos en los que el sistema haya estado expuesto a temperaturas y presiones elevadas.

La energía eléctrica de alto voltaje (HV) (6000 V, frecuencia variable, trifásica) se suministra a cada MOBO a través de un puente eléctrico de HV que se conecta directamente a un conjunto de terminación umbilical remoto conectado a un umbilical de control y potencia de HV desde el FPSO.

Un conector eléctrico de acoplamiento húmedo operado por ROV en el extremo del puente eléctrico HV se conecta a un receptáculo en el soporte ESP en la parte superior de la placa MOBO.

4.2.2.3 Comparación con otros sistemas

Aquí abordaremos como el BEC puede ser más eficiente en ciertos yacimientos, destacando sus ventajas en términos de costos, flexibilidad y facilidad de instalación.

Dado que Perdido y Parque das Conchas (BC-10) tienen características similares, de baja temperatura y presión y se encuentran en aguas ultra profundas, la simulación de producción indicó que era necesario utilizar un sistema de producción artificial para garantizar gastos de producción razonables. Por lo tanto, la necesidad de utilizar un sistema de producción artificial para desarrollar económicamente estas perspectivas se reconoció en las primeras etapas de la fase de evaluación de viabilidad del proyecto.

Se evaluaron varios métodos artificiales de producción para estos proyectos con el entendimiento de que el candidato preferido sería un sistema que se pudiera seleccionar en un corto plazo. Los sistemas evaluados incluyeron levantamiento artificial por gas basado en riser de producción, bombas multifásicas, separación bifásica con bombas monofásicas y bombas individuales en el pozo. Después de procesos de selección de sistemas separados y rigurosos, se concluyó que un

sistema con un separador de caisson submarino y un sistema ESP era el sistema preferido para ambos proyectos.

Este sistema “básico” está diseñado para proporcionar una separación de dos fases que mejoraría la confiabilidad y operatividad de un sistema de bombeo monofásico. Sin embargo, en algunos casos, los volúmenes de gas no justifican una línea de flujo separada y/o la separación reduce la viscosidad del fluido producido. En estos casos, el caisson serviría como receptáculo para el ESP que bombeará el fluido multifásico a la superficie.

El sistema bombeo neumático (Gas Lift) puede utilizarse adecuadamente para la producción de petróleo pesado frío. Sin embargo, para su funcionamiento, es esencial garantizar un volumen seguro de gas de inyección, a presión constante, desde la superficie. Esto requiere la instalación de instalaciones de compresión complejas y una red de líneas de gas de inyección. El uso del sistema de levantamiento artificial por gas solo puede ser rentable si se planifica para todo el yacimiento. En otras palabras, el levantamiento artificial por gas no puede ser un modo de levantamiento rentable para una aplicación en un solo pozo.

Por lo tanto, es imperativo considerar otros modos de levantamiento artificial que sólo puedan utilizarse como unidad independiente para una aplicación en un solo pozo. Además, se está haciendo mayor hincapié en el uso de métodos de levantamiento artificial distintos del levantamiento artificial por gas para obtener mayor flexibilidad y optimizar la producción de un yacimiento petrolífero a largo plazo. En vista de ello, se decide no considerar el Gas Lift como un modo de elevación adecuado para la explotación de un yacimiento representativo, profundo y pesado, en el futuro.

Mientras tanto, el ESP es un modo artificial ampliamente utilizado en todo el mundo para diversos parámetros de yacimiento y terminación. Anteriormente, al ESP se conocía generalmente sólo como un modo de elevación de alto volumen. Sin

embargo, con los últimos avances tecnológicos, la versatilidad de su aplicación se ha ampliado, incluso para la producción de gastos bajos.

El ESP también permite producir fluidos de pozo viscosos mediante la inyección de productos químicos adecuados. A diferencia de los sistemas de bombeo mecánico o bombas de cavidades progresivas, en el caso del ESP, la energía se transmite desde la superficie hasta la bomba de fondo mediante un cable eléctrico estacionario conectado a la superficie exterior de la tubería. El ESP puede utilizarse tanto en pozos profundos como en pozos desviados u horizontales.

También se puede adaptar para entornos con alto contenido de gas mediante manipuladores de gas de fondo adecuados, capaces de manipular el 75 % del gas libre antes de la entrada de la bomba. Así mismo, es posible utilizar calentadores de fondo junto con la ESP de fondo para producir fluidos de pozo viscosos, como opción para la inyección de productos químicos. Siendo los ESP los que ofrecen un amplio rango operativo a esa profundidad.

Existen numerosas tecnologías ESP innovadoras, como las ESP con cable desplegado o las ESP recuperables por cable, que están en camino de hacerse realidad. Estas nuevas tecnologías tienen aplicaciones limitadas por el momento. Sin embargo, podrían encontrar una aplicación más amplia una vez que la industria se esfuerce más por innovar y superar los desafíos relacionados con los escenarios complejos de yacimientos y terminación.

Estas nuevas tecnologías ESP serían, sin duda, útiles para reducir drásticamente el tiempo de inactividad de los equipos, a la vez que permiten mantener una producción mejorada y sostenida a largo plazo. Considerando todos estos hechos, se decide considerar el uso del sistema ESP, como un modo viable de elevación artificial.

4.2.2.3.1 Opciones viables con el sistema ESP

Estudios de simulación han demostrado que la tecnología ESP, por sí sola, no puede utilizarse para elevar los fluidos del pozo a la superficie con una alta viscosidad del aceite. La integración coherente de la tecnología ESP con otros mecanismos de producción compatibles es esencial para explotar este yacimiento. Se requiere un sistema alternativo debajo de la ESP que reduzca la viscosidad de los fluidos del pozo a tal grado que el ESP pueda elevar los fluidos a la superficie de forma óptima. Esto puede lograrse mediante cualquiera de los siguientes métodos.

El sistema ESP puede instalarse con un sistema de inyección química en el fondo del pozo. La sarta capilar se puede conectar fuera de la tubería. Se puede realizar una inyección continua del reductor de viscosidad adecuado a un volumen y presión determinados, desde la superficie, a través de la sarta capilar. Posteriormente, se puede permitir que el reductor de viscosidad se mezcle con los fluidos del pozo por debajo de la entrada del ESP, para reducir la viscosidad de la mezcla resultante hasta el punto en que el ESP en el fondo del pozo pueda aceptarlo y permitir que los fluidos del pozo suban a la superficie. En este caso, es importante realizar estudios de laboratorio adecuados para identificar la dosis óptima del reductor de viscosidad adecuado, de modo que pueda utilizarse como punto de referencia al iniciar la inyección del reductor de viscosidad adecuado durante la implementación.

Como medida de precaución adicional, se puede realizar un trabajo de estimulación adecuado y se puede comprimir la zona de perforación con un reductor de viscosidad adecuado durante un tiempo determinado, antes de encender el ESP para un funcionamiento continuo.

Como alternativa, también es posible instalar un calentador de fondo de pozo debajo del sistema ESP, en lugar de la inyección de productos químicos. El suministro eléctrico para el calentador de fondo de pozo puede provenir de la superficie. Se instalará un cable separado para el calentador de fondo de pozo junto con el cable

del ESP, fuera de la tubería. Los fluidos del pozo pueden calentarse en el calentador de fondo de pozo antes de que ingresen a la entrada del ESP. La viscosidad de los fluidos del pozo se reduce tanto que el sistema ESP puede transportarlos hasta la superficie. En este caso, también se puede instalar un cable calefactor adicional para calentar la tubería de arriba a abajo, garantizando así que esté siempre caliente, facilitando el transporte de los fluidos y evitando su deposición en su superficie interna.

Ambas opciones son técnicamente viables. Sin embargo, su implementación conlleva ciertos riesgos y pueden requerir trabajos de reacondicionamiento si se reporta un mal funcionamiento grave de algún equipo de fondo de pozo.

Es importante destacar que, al considerar la opción de usar un sistema ESP con calentador de fondo de pozo, solo podemos confiar en los resultados de las simulaciones, las cuales se realizan con base en los perfiles de viscosidad y temperatura disponibles. Estos resultados podrían proporcionar una predicción teórica de la reducción de la viscosidad de los fluidos del pozo.

Al considerar la opción de usar un sistema ESP con inyección química, se realizan estudios de laboratorio confiables para seleccionar el reductor de viscosidad adecuado y verificar su eficacia con muestras reales de fluido de pozo. Los estudios de laboratorio indican que es posible reducir la viscosidad de los fluidos de pozo hasta en un 75 %, a una temperatura de yacimiento de 87 °C (190 °F), utilizando una dosis del 1 % en peso del reductor de viscosidad seleccionado. Con esta reducción prevista en la viscosidad de los fluidos de pozo, es posible que el sistema ESP de fondo de pozo eleve los fluidos a la superficie.

Se considera prudente priorizar los estudios de laboratorio reales en lugar de los estudios de simulación teórica al decidir la metodología crucial para la operación del sistema ESP en este importante proyecto.

Además, existen numerosos casos prácticos que demuestran el uso exitoso del sistema ESP junto con la inyección química en el fondo del pozo.

4.2.2.4 Reducción de costos

En este último capítulo sobre las ventajas técnicas de este sistema, explicaremos cómo el BEC maximiza la recuperación del hidrocarburo, justificando así, la inversión inicial. Comenzaremos sobre las diversas optimizaciones como lo fueron: gestión de la espuma de caisson para mejorar la elevación de la línea de flujo, inyección submarina de demulsionante para reducir la viscosidad y alteraciones en la separación submarina de gas y líquido para lograr una operación con GOR alto y bajo.

Donde algunos autores estimaron que, gracias a estas optimizaciones, se produjeron 2 millones de barriles adicionales en 2013-2014, junto con una reducción de 4 millones de dólares estadounidenses por año en el uso de productos químicos.

Optimización 1: Adoptando la Operación con Espuma

El problema inicial de esta optimización es porque la espuma dentro del caisson estaba afectando la operación, debido a que la presencia de espuma dentro del mismo, genera diversos problemas como la mal separación del gas y el líquido, lo que causa el arrastre de líquido a la línea de gas, aumentando el riesgo de hidratos, junto con el bloqueo de gas en la bomba ESP, afectando el desempeño de la misma, además de tener menor eficiencia de la bomba, ya que está diseñada para líquidos, no para manejar demasiado gas.

Por lo que al inicio se preparó una solución con la inyección de un antiespumante para controlar la espuma y mejorar la separación de fases. Sin embargo, en algún momento la naturaleza de la espuma cambió; de líquido en gas (vida temprana) a gas en líquido. El cambio se observó durante un evento cuando la inyección de antiespumante no pudo suprimir la formación de espuma en el caisson inferior durante las operaciones transitorias. En este punto se observó que el antiespumante

no era eficaz, por lo que se desconectó para ver si esto estaba causando la formación de espuma. La razón del cambio en la naturaleza de la espuma de un gas húmedo a un líquido gaseoso no se entiende completamente, sin embargo, la causa más probable se debe a que el aumento del corte de agua hace que el sistema se vuelva dominado por agua en lugar de dominado por aceite.

Entonces, se decidió probar no usar antiespumante en los otros caissons para ver si podían operar con mayor contenido de gas sin causar problemas de arrastre de líquido. Teniendo resultados no esperados siendo que los caisson mantuvieron el gas seco, sin arrastre de líquido y existiendo una pequeña caída en el desempeño de la bomba ESP por el mayor contenido de gas (GVF).

Teniendo también una reducción de la presión en las líneas de flujo en 15 bar, debido a un efecto de gas lift natural generado por el gas extra en la línea de crudo, ayudando a la disminución del esfuerzo en los MOBOs, liberando un 10-12% de capacidad de boost y con esto incrementando en la producción total unos 5,000 BPD al permitir que los pozos fluyeran más.

Por lo que se justifica la inversión y se logra maximizar la recuperación de hidrocarburos con ayuda del BEC al optimizar la separación de fases, permitiendo un flujo más eficiente de crudo, reduciendo la carga en los MOBOs, liberando capacidad y permitiendo más producción; a su vez aprovechando el efecto de gas lift natural, reduciendo la presión en las líneas de flujo y aumentando la producción en 5,000 BPD, maximizando la recuperación de hidrocarburos y como mayor logro, eliminando el costo del antiespumante, generando ahorros significativos (\$4 MM/año).

Siendo un cambio de estrategia que permitió una operación más eficiente y rentable, sin afectar la separación del gas y líquido. Así como una inversión en el sistema de bombeo y separación submarina (BEC) que se justificó porque permitió aumentar la

producción sin costos adicionales de químicos y sin comprometer la integridad del sistema.

Optimización 2: Operación no separada en Ostra

Esta optimización consistió en operar los MOBOs (Módulos de Bombeo) en Ostra sin que se separará el gas del líquido, lo que permitió aprovechar al máximo el potencial de los pozos.

Por lo que para la eliminación de antiespumante y el aumento de GVF se había demostrado que los MOBOs podían operar con un alto GVF (Fracción de Volumen de Gas) sin la necesidad de un antiespumante. Sin embargo, los MOBOs aún estaban limitados por su consumo de corriente y potencia. Y para liberar capacidad, se probó operar uno de los MOBOs sin separación, permitiendo que más gas entrara en el riser de petróleo. Esta flexibilidad se diseñó en el sistema submarino y los sistemas de control donde las válvulas requeridas estaban presentes, lo que hizo que esto fuera solo un cambio operativo en lugar de una modificación física. Esto representó una considerable previsión en la etapa de diseño e hizo posible esta optimización.

Con esto se aplicó la estrategia de operación no separada, donde se seleccionó el MOBO con menor alimentación de gas y se determinó su GVF in situ. Asimismo, se aumentó la presión de succión de todos los MOBOs a 85 bar, lo que permitió liberar potencia para la bomba, ya que inicialmente se esperaba que el MOBO sin separación consumiera más energía debido a la menor eficiencia de la bomba con un GVF alto. Se incrementó el nivel de líquido en el caisson para servir como amortiguador y luego, se cerró la válvula de salida de gas del MOBO y el sistema de control cambió de nivel a control de presión.

Con estos ajustes y equilibrio, el nivel dentro del caisson aumentó gradualmente hasta llenarlo por completo. Durante este tiempo, la presión de succión se mantuvo en 85 bar y el flujo de entrada y salida se equilibró. Con el tiempo, la presión en el

caisson se redujo gradualmente para estimular la producción adicional del pozo.

A medida que la presión bajó, se liberó más gas del crudo, aumentando el GVF y se convirtió un segundo MOBO a modo no separado y se ajustó su presión de succión para maximizar la capacidad de los pozos alineados, donde los pozos débiles (de baja presión en cabeza, THP) se asignaron a los MOBOs no separados, mientras que los pozos fuertes (alta THP) se mantuvieron en el MOBO separado.

Aprovechando la energía del yacimiento se logró el aumento de la presión de succión del MOBO separado hasta 115 bar, aprovechando mejor la energía natural de los pozos. En lugar de estrangular los pozos para reducir la presión de los pozos fuertes, se permitió que operaran con mayor libertad, permitiendo que la reducción en los requisitos de impulso disminuyera el consumo de energía y liberara capacidad en la bomba, aumentando la producción.

Después de esta optimización el BEC maximizó la recuperación de hidrocarburos necesitando menos energía para impulsar los fluidos; al permitir que los pozos fuertes operarán con mayor presión natural, por lo que el BEC no necesitaba tanto impulso artificial, reduciendo la demanda de energía.

Igualmente, se produjo la mayor producción de crudo, pues la conversión de MOBOs a modo no separado permitió un incremento de producción de 10,000 BPD brutos, gracias a la combinación de gas lift adicional y menor restricción en los pozos. Resultando en 1 millón de barriles adicionales producidos entre 2013 y 2014.

E incluso, redujo el declive de producción, ya que antes de la optimización, la producción de Ostra estaba cayendo un 43% por año, después de los cambios, el gasto de declive se redujo a 22% por año, lo que significa que el yacimiento pudo mantenerse productivo por más tiempo.

Siendo la justificación económica de la Inversión inicial en mayor producción de petróleo (1 MMbbl extra) igual a más ingresos. Logrando una reducción en el consumo de energía significando menor costo operativo y mayor aprovechamiento

de la energía natural de los pozos resumiéndolo como mayor eficiencia del sistema. Extendiendo la vida útil del campo con la disminución del declive de producción.

Por lo que esta optimización permitió maximizar la producción de hidrocarburos sin una gran inversión en infraestructura adicional, lo que hizo que la inversión inicial fuera altamente rentable.

Optimización 3: Modo de emergencia de GOR bajo

La explicación sobre este método de optimización fue debido a que en 2014 durante una inspección en el campo Ostra, se descubrió que una tubería importante (el jumper de la línea de servicio) estaba dañada. Aunque en ese momento no estaba en uso, no se podía garantizar su seguridad si se sometía a más ciclos de temperatura.

Este jumper era crucial porque servía para desplazar los fluidos en la línea de producción con aceite caliente, evitando la formación de hidratos (bloqueos sólidos de gas y agua que pueden detener la producción). E incluso para iniciar los MOBOs (bombas submarinas) asegurando que tuvieran suficiente flujo antes de arrancar los pozos.

Con el cierre y el desplazamiento de Ostra, la producción de aproximadamente 20.000 barriles diarios quedó fuera de servicio y, aunque las pruebas de presión posteriores demostraron que el puente aún conservaba la integridad de la presión, quedó claro que no se podía utilizar sin correr el riesgo de perder la contención. Para mitigar la situación, el puente dañado se aisló en la superficie para evitar su uso posterior.

La solución que se encontró fue ajustar la presión y el GOR para evitar hidratos, reiniciando la producción sin usar la línea de servicio, aunque durante este proceso se encontraron 2 grandes retos. El primero era como arrancar los MOBOs sin el aceite caliente y el segundo, era como evitar la formación de hidratos en caso de que existiera otro apagón.

Para obtener la clave del éxito se necesitó ajustar el GOR, que es la cantidad de gas disuelto en el petróleo. Esto porque a más presión, más gas se disuelve en el crudo (alto GOR) y a menos presión, el crudo se desgasifica (bajo GOR) y la temperatura de formación de hidratos baja.

Analizando el comportamiento de los hidratos con diferentes GORs y presiones. Se encontró que si se mantenía el GOR en $20 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ o menos, la temperatura de formación de hidratos quedaba por debajo de la temperatura del lecho marino, haciendo termodinámicamente imposible que se formaran hidratos.

Aplicando esta solución se logró la reducción de la presión del caisson a 60 bar (luego ajustada a 40 bar en operación real), donde se arrancaron 4 pozos al mismo tiempo, aumentando la producción rápidamente hasta 2,500 BPD por pozo y se utilizó el caisson como un tanque amortiguador de 70 barriles para dar tiempo a estabilizar el flujo, poniendo así en marcha el primer MOBO y luego los demás en secuencia. Sin olvidar que se monitoreó el gas producido y se ajustó la presión para mantener el GOR dentro del límite seguro.

Logrando que el BEC maximizará la recuperación del aceite y justificando la inversión, debido a que se evitó una parada total de producción de 90 días, lo que habría significado perder 1 millón de barriles, logrando mantener la producción en 15,000 BOPD, lo que permitió seguir generando ingresos mientras se fabricaba e instalaba una nueva tubería. Incluyendo que se aprovechó la flexibilidad del sistema submarino, lo que permitió encontrar una solución operativa sin necesidad de modificaciones físicas grandes ni costosas y se optimizó la presión de los MOBOs, lo que ayudó a minimizar la necesidad de energía adicional y evitó problemas de eficiencia.

Por lo que esta optimización del Low GOR Mode evitó bloqueos por hidratos, redujo tiempos muertos y maximizó la producción, haciendo que la inversión en el sistema de caisson submarino (BEC) se pague sola con el petróleo recuperado.

Optimización 4: Aplicación de desemulsionante en B-West

La explicación de esta optimización con demulsificador en B-west es porque se presentó un problema, ya que las emulsiones aumentaban la viscosidad, afectando la producción

En B-West, el crudo era más viscoso que en otras partes del campo debido a la baja presión de boca de pozo. Además, este crudo tenía una alta tendencia a formar emulsiones (mezclas de agua y petróleo que se vuelven espesas y difíciles de manejar). Esto resultó en que el MOBO alcanzará su velocidad máxima y también la temperatura máxima de operación continua para los devanados del motor. Elevando la presión aguas abajo de la ESP de 200 bar a más de 230 bar y forzando al MOBO a operar a máxima velocidad y temperatura, lo que puso en riesgo el equipo.

Para estabilizar la situación se encontró una solución temporal, siendo que se inyectará petróleo caliente de la superficie en el caisson a baja velocidad (5-10 m³/h) para tratar de romper la emulsión y proporcionar algo de enfriamiento a la bomba (el petróleo caliente a baja velocidad llega frío después del viaje de 8 km desde el FPSO hasta el ALM).

Esto redujo con éxito la presión de entrada de la línea de flujo, pero requirió el uso continuo de petróleo caliente, lo que complicó la asignación de hidrocarburos y requirió el funcionamiento constante del sistema de petróleo caliente, aumentando costos.

Por lo que la solución definitiva fue inyectar un desemulsificador submarino, dado que el aceite caliente tuvo un gran impacto, se sospechó que el fluido era muy sensible a interacciones superficiales. Por eso, se decidió probar un demulsificador en el MOBO.

Este desemulsificante es un químico que rompe las emulsiones, reduciendo la viscosidad del crudo y mejorando su fluidez. Poniéndolo a prueba se logró eliminar

el aceite caliente para ver cómo respondía el sistema; incluso, se inyectó el demulsificador en la entrada del MOBO para poder romper las emulsiones antes de que el fluido entrara a la bomba, reduciendo a su vez la viscosidad, mejorando el rendimiento del ESP. Estableciendo que la dosis óptima era 90 ppm, ya que más cantidad no reducía más la presión.

Con lo anterior se lograron resultados como reducir la presión en la línea de flujo en 40-60 bar, lo que permitió reducir la velocidad de la ESP, evitando sobrecarga. Liberando capacidad, bajando la presión de succión y mejorando la producción, la cual aumentó la producción en 500 BOPD y redujo la viscosidad del crudo de 900 cP a 500 cP, facilitando su bombeo.

La implementación del demulsificador permitió prevenir fallas en el sistema BEC y en los MOBOs, evitando costosos paros en la producción. Además, al incrementar la producción en 500 BOPD adicionales, se generaron mayores ingresos, mientras que la eliminación del uso de aceite caliente redujo costos operativos y mejoró la eficiencia del bombeo.

Esta optimización maximizó la recuperación de hidrocarburos al mejorar la separación de fases y reducir la viscosidad de la emulsión, lo que permitió extraer más petróleo sin exigir tanto a los equipos. La inversión en el sistema de inyección química submarina (BEC) se justificó plenamente, ya que el demulsificador resolvió el problema de emulsiones de manera más eficiente y rentable que el aceite caliente, asegurando una operación más estable y productiva.

5. CASO DE ESTUDIO

En este apartado abordaremos la historia, el desarrollo, los desafíos, la optimización en la producción y demás detalles sobre Parque das Conchas, el cual es un proyecto de desarrollo de aceite pesado en aguas ultra profundas ubicado en la cuenca norte de Campos, frente a las costas de Brasil.

Este desarrollo será la muestra inicial de cómo es que un sistema de levantamiento artificial como el ESP puede ser una gran opción para producir en pozos de aguas profundas.

5.1 Historia

El desarrollo de Parque das Conchas surgió de un importante programa de exploración y evaluación que comenzó en el 2000, en el que se perforaron 13 pozos y se hicieron 6 descubrimientos. La Declaración de Comercialidad se firmó con la Agencia Nacional de Petróleo de Brasil en diciembre de 2005 y el proyecto fue sancionado en noviembre de 2006. Sus cuatro yacimientos principales; Ostra, Abalone, Argonauta B oeste y Argonauta O norte recibieron su nombre de mariscos acuáticos autóctonos de la zona. Juntos forman el “Parque das Conchas” o “Shell Park” en portugués. Este es el primer proyecto que Shell lleva de la exploración y el descubrimiento a la producción. El primer petróleo de la Fase 1 se obtuvo el 12 de julio de 2009, sólo 9 años después del descubrimiento.

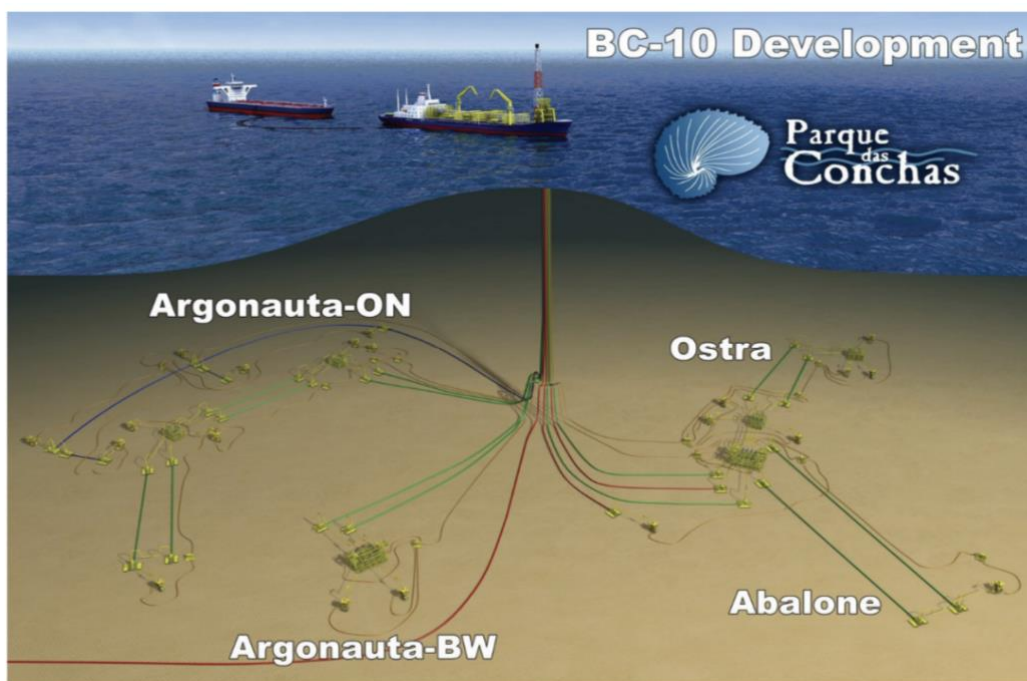


Figura 20. Descripción general del diseño del campo BC 10

5.2 Panorama del desarrollo y desafíos

El Desarrollo Parque das Conchas está ubicado en el bloque BC-10, aproximadamente a 120 km al sureste de la ciudad de Vitória, frente a la costa del estado Espírito Santo en la cuenca norte de Campos, en profundidades de agua que van desde los 1.600 hasta casi los 2.000 metros. Shell es el operador con una participación del 50% y tiene a Petrobras (35%) y ONGC (15%) como copropietarios. La primera fase del proyecto es el desarrollo de tres campos submarinos independientes conectados a una unidad flotante de producción o FPSO con una torreta de producción anclada al fondo marino denominada FPSO Espírito Santo.

Su infraestructura submarina incluye pozos, manifolds de producción, sistemas de levantamiento artificial, sistema submarino de recolección y transporte, umbilicales y risers de producción. Desde su inicio de producción en julio de 2009, el campo ha tenido un desempeño exitoso.

El proyecto se ha desarrollado en tres fases. La Fase 1 incluyó el desarrollo de los campos **Ostra, Abalone y Argonauta B-Oeste**, de pequeños a medianos yacimientos, caracterizados por su complejidad estratigráfica, compartimentación y fallas, con crudos de 17° a 42° API y presiones de yacimiento bajas.

Esta fase incluyó:

- 10 pozos productores y un pozo de inyección de gas,
- más de 100 km de ductos submarinos de recolección o flowlines (FL) de 6" a 12" de diámetro algunos ductos con aislamiento térmico,
- 15 SLED's para FL,
- 2 manifolds de producción,
- 2 manifold con sistema artificial de producción conectados a 6 Subsea Boosting Systems (SBS) con sus pozos tipo Caisson que incluye: sistema de separación submarina y bombas ESP de 1500 hp para cada pozo,
- 25 jumpers de producción (WJ) rígidos y

- 30 kilómetros de umbilicales electro/hidráulicos multicircuito de alto voltaje conectado al FPSO. La producción máxima fue de 94,000 BOE/D en julio de 2009.

La Fase 2 incorporó el campo Argonauta O-Norte (16° API), que comenzó a producir en octubre de 2013, con una capacidad esperada de 35,000 BOE/D. La Fase 3 agregó infraestructura en los campos Massa y Argonauta O-Sur, con una producción estimada de 28,000 BOE/D.

El diseño del sistema submarino tuvo que enfrentar desafíos técnicos muy importantes debido a la variabilidad de los fluidos de los yacimientos (desde pesados con bajo GOR hasta livianos con alto GOR) y la baja energía natural de los mismos, que requería el uso de levantamiento artificial submarino para mantener gastos de producción adecuados. El diseño innovador del sistema submarino proporcionó robustez y flexibilidad para garantizar un rendimiento sostenible y proteger el sistema tras detenciones operativas.

Los yacimientos Ostra y Abalone comparten infraestructura de producción. Ostra cuenta con seis pozos productores y dos manifolds de producción (PM1 y PM2). Un manifold con levantamiento artificial (ALM1) equipado con cuatro sistemas Subsea Boosting System conectados a PM1 mediante Flowline jumpers (FLJ). El fluido producido se separa en los Subsea Boosting System; el gas se desvía a la línea de gas de Ostra, mientras que el líquido es impulsado por ESP hacia la línea de petróleo.

B-West opera con un sistema submarino independiente. Dos pozos productores se conectan a un manifold con levantamiento artificial (ALM2) con Subsea Boosting System. Cada pozo puede fluir a su propio Subsea Boosting System o ser dirigido a uno común, con líneas de flujo hacia la FPSO o como respaldo.

El gas procesado en la FPSO se reinyecta para evitar la quema y minimizar las emisiones de CO₂. También se construyó una línea principal de gas de 6" y 40 km, conectada al gasoducto Caipixaba (BC-60).

Una innovación clave del proyecto es el uso de riser de acero con sistema de flotación propio o Steel Lazy Wave Riser o SLWR, que junto con un sistema de anclaje interno conectado a la torre de producción interna permite el uso de tecnología cuya integridad ha sido comprobada tras años de operación.

5.2.1 Descripción del Subsuelo

El campo Ostra, parte central del proyecto, es un yacimiento del Cretácico estructuralmente complejo relativamente somero que contiene aceite pesado. El desarrollo requirió la perforación de siete pozos productores con secciones horizontales de 600 a 1,000 m. La perforación enfrentó varios desafíos, que se superaron mediante la integración de datos geológicos y tecnológicos del subsuelo con bases de datos de parámetros de perforación obtenidos de pozos similares.

El principal reto de BC-10 ha sido desarrollar una solución económicamente viable y sostenible para extraer petróleo en condiciones de alta complejidad técnica y geológica en aguas profundas.

5.2.1.1 Pozos

Los principales desafíos del equipo de entrega de pozos fueron:

- 1.- Diseñar una campaña de perforación y terminación para perforar pozos con largas secciones horizontales, con control de arena y con costos de perforación muy reducidos.
- 2.- Perforar y terminar los pozos con un margen mínimo en un entorno de alto costo como lo es aguas profundas y ultra profundas.

El esfuerzo de diseño de pozos, que comenzó en 2003, abordó los desafíos clave del subsuelo, como diseño de la trayectoria del pozo en yacimientos someros, (900 m TVD por debajo del fondo marino), ventana operativa de presiones de poro y gradiente de fractura muy pequeña y la necesidad de instalar durante la terminación del pozo sistemas de control de arena confiables, así como mejorar y aplicar los procesos de lecciones aprendidas para ser incorporados en el diseño del siguiente pozo.

La campaña de diseño y ejecución del pozo ha dado como resultado muchos logros importantes hasta la fecha, incluyendo uno de los pozos horizontales de agujero descubierto más largos en Brasil, terminado exitosamente con un empaque de grava para pozos horizontales tipo onda alfa a lo largo de toda su longitud.

La campaña de perforación y terminación se ejecutó con una plataforma de perforación de generación 3, de anclas reconfigurada, remodelada antes de la campaña para utilizar Preventores submarinos superficiales. Esta renovación duplicó las capacidades de perforación en lo que respecta al tirante de agua de la plataforma Transocean Arctic 1 lo que permitió ahorros de costos importantes en relación con una unidad de perforación de posicionamiento dinámico de generación cuarta o quinta.

Adicionalmente, la embarcación de manejo de anclas o Anchor Handling Vessels (AHV) permitió instalar todos los conductores de pozos, instalar los templete de los manifold con elevación artificial y cabezales de producción y los árboles submarinos sin utilizar la plataforma de perforación lo que permitió minimizar costos de instalación submarina. La optimización de la utilización de AHV fue un factor clave para ahorrar costos.

5.3 Avances tecnológicos

Estos importantes desafíos exigieron el diseño, la prueba y el desarrollo de importantes avances tecnológicos en aguas profundas. Estas nuevas tecnologías incluyeron:

- Primer desarrollo submarino que utiliza separación y sistema de impulso submarino.
- Primer uso de riser de producción de catenaria de acero (SCR) con sistema de flotación conectado a la torre de producción interna del FPSO.
- Primer uso de umbilicales de control electrohidráulico de alto voltaje (HV/EH) de múltiples circuitos en una sola sección transversal.

- Primer uso de SBOP terrestres para aguas profundas para realizar terminaciones de pozos

5.4 Separación y sistema de impulso submarino

La clave para la implementación de esta nueva tecnología y la infraestructura del sistema submarino es el complejo sistema de separación de fluidos llamado Subsea Boosting system que incluye un pozo de producción tipo caisson y un ESP dentro de él. Este sistema consta de un Caisson de 100 metros de largo que recibe los líquidos provenientes de un separador submarino en superficie el cual actúa como un separador cilíndrico de gas y líquido. Dentro de Caisson se coloca una bomba sumergible eléctrica de 1500 hp; véase la Figura 22. La producción multifásica del pozo Abalone, con una gravedad API de 42° y de los siete pozos Ostra, con una gravedad API de 24°, ingresan al Subsea Boosting System a través del separador del extremo superior y fluye hacia el Caisson mediante una entrada tangencial en ángulo diseñada específicamente para este propósito.

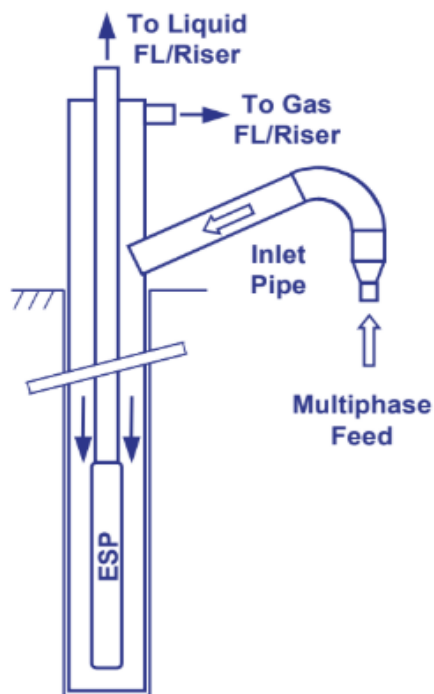


Figura 21. Subsea Boosting System que se puede traducir como un sistema de impulso submarino que permite incrementar la presión de la producción de hidrocarburos

El líquido y el gas se separan a medida que la corriente de flujo se desplaza hacia abajo 100 metros en un patrón en espiral. Se produce una separación adicional cuando el líquido es arrojado por la fuerza centrífuga a la pared del separador. Luego, el líquido fluye hacia abajo del Caisson, donde es bombeado hacia arriba por el ESP de 1500 HP hacia el riser de producción catenaria de acero con sistema de flotación de regreso al FPSO. Este sistema permite el impulso eficiente de un fluido monofásico a través de un ESP probado en la industria, lo que reduce efectivamente la presión de carga de la tubería que fluye en 2000 psi.

La separación del gas y el líquido a través del separador también reduce el riesgo de formación de hidratos y slugging típicamente asociados con la producción en aguas ultraprofundas. El gas se acumula en el espacio anular del Caisson y fluye naturalmente de regreso al FPSO a través de un riser de producción de gas dedicado.

La producción multifásica de los dos pozos Argonauta B oeste se mezcla en el lecho marino con el Manifold de sistema artificial de producción #2 (ALM2). Como este crudo tiene una relación gas-aceite mucho más baja, no se requiere separación y los líquidos multifásicos se impulsan directamente a través de bombas ESP de 1,500 hp y se bombean de regreso al FPSO.

Los caissons están alojados en módulos de elevación artificial modulares. El módulo del campo Ostra/Abalone contiene 4 ranuras para caisson's, y el módulo del campo Argonauta B oeste contiene 2 ranuras para caisson's.

5.5 Diseño de Subsea Boosting System -ESP y Control de Procesos

5.5.1 Caisson separador

Este sistema Subsea Boosting System consta de un Caisson de más de 300 pies de largo enterrado en el lecho marino, con un separador cilíndrico ciclónico de gas/líquido (GLCC) en la parte superior y una bomba ESP de 1500 hp alojada más abajo en el interior del caisson (Figura 22). El flujo multifásico de los pozos de producción ingresa al conjunto del extremo superior del Caisson y fluye hacia el

GLCC a través de una entrada tangencial y en ángulo intencional. La separación inicial ocurre en la entrada tangencial en ángulo donde hay estratificación del flujo. La separación posterior ocurre dentro del Caisson principal a medida que el líquido más pesado se dirige a la pared del separador por fuerzas centrífugas y gravitacionales. Luego, el líquido fluye por la pared del Caisson hacia el ESP. El ESP bombea los líquidos a una línea de flujo de petróleo dedicada hacia el FPSO. La bomba ESP está sellada con una cubierta colocada para dirigir el flujo del fluido más allá del motor para facilitar su enfriamiento.

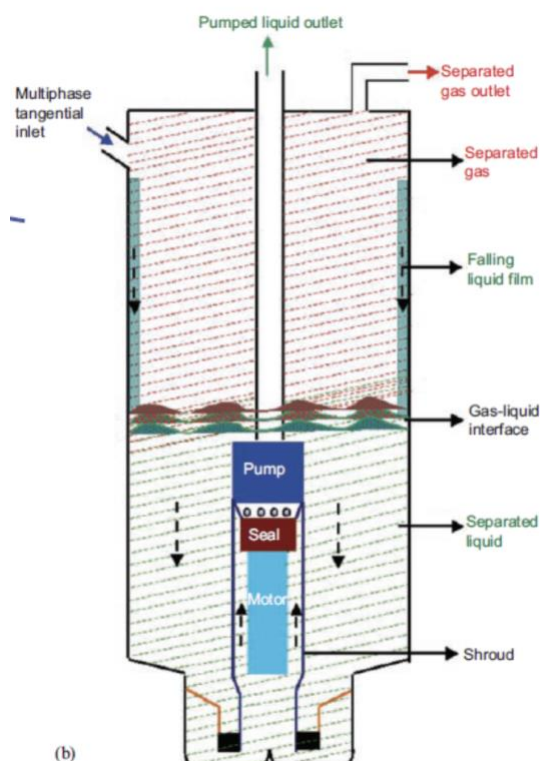


Figura 22. Esquema de flujo detallado del sistema separado Caisson ESP

El gas liberado fluye hacia arriba bajo su propia presión (es decir, presión del Caisson) hacia una línea de flujo de gas dedicada hacia el receptor. La separación de gas y líquidos permite minimizar los riesgos de hidratos y de slugging que suelen estar asociados con los entornos de aguas ultraprofundas, al tiempo que permite un impulso eficiente del líquido monofásico mediante tecnología ESP probada en la industria.

El nivel de líquido dentro del Caisson se mide utilizando tres manómetros ubicados en el fondo del pozo y espaciados a lo largo de la profundidad vertical del separador. Los dos manómetros inferiores proporcionan una indicación de la densidad del líquido. Este cálculo de densidad en combinación con la caída de presión entre los manómetros superior e inferior se utiliza para determinar el nivel del separador. El nivel en el Caisson se controla utilizando la velocidad de la bomba junto con un circuito PID de control de proceso que proporciona control de retroalimentación.

Algunos de los retos que supone el dimensionamiento de este Caisson separador son los siguientes:

1) Garantizar una separación eficiente como un separador alto y delgado:

Para optimizar el diseño del sistema submarino, era importante tener una separación eficiente en un separador de diámetro delgado.

También se realizaron estudios detallados a escala de laboratorio y trabajo de CFD para garantizar que la sección de entrada estuviera en el ángulo correcto para lograr una pre-separación óptima. Luego, el trabajo experimental se amplió a los gastos de Parque das Conchas utilizando parámetros de diseño de proceso estándar, como las velocidades superficiales de gas y líquido.

Como se mencionó anteriormente, el Caisson tiene más de 300 pies de altura. Parte de esta longitud se proporciona para garantizar la inmersión del motor del ESP dentro de la fase líquida o nivel dinámico del aceite y también para facilitar su enfriamiento en una corriente de líquido que fluye. Además, la longitud del Caisson también permite el manejo de los residuos líquidos de los pozos. Dado que nunca se ha diseñado un separador de 300 pies de altura como parte de un sistema de cubierta estándar, era importante evaluar la mecánica de fluidos dentro del Caisson.

Las velocidades más allá de la cubierta deben ser adecuadas para garantizar una transferencia de calor efectiva desde el motor. Esto requirió que se diseñará una

cubierta con espacios reducidos entre el motor y la cubierta. Sin embargo, una mayor velocidad para la transferencia de calor debe equilibrarse con la mayor caída de presión por fricción en el sistema de caisson y cubierta. Una mayor caída de presión por fricción implicaría una menor presión de succión y por lo tanto, un mayor requisito de refuerzo. Se utilizaron hojas de cálculo desarrolladas a medida (calibradas con modelos a escala de laboratorio) para finalizar el diseño de la cubierta y las holguras a fin de optimizar la relación entre la caída de presión por fricción y la eficiencia de transferencia de calor.

Además, se determinó el volumen de inyección de inhibidor de incrustaciones para minimizar la deposición de incrustaciones en el motor (que afecta tanto la transferencia de calor como las caídas de presión).

Todos los separadores presentan cierto grado de ineficiencia en términos de arrastre de líquido y arrastre de gas. El arrastre de líquido puede afectar gravemente la operatividad de la línea de flujo de gas a través de mayores caídas de presión en la línea de flujo de gas. Una de las principales razones del arrastre de líquido es la formación de espuma en el separador. Por lo tanto, se determinó el volumen de inyección de antiespumante para controlar la formación de espuma.

El arrastre de gas en la fase líquida puede hacer que la bomba se vuelva ineficiente (ya que ahora tiene que comprimir el gas) y también puede generar posibles problemas de slugging en la línea de flujo de petróleo. También puede presentar desafíos importantes para el control del nivel de líquido.

2) Control de nivel

Como se mencionó anteriormente, el nivel de líquido en el Caisson se infiere utilizando datos de presión de tres manómetros espaciados a lo largo de la profundidad del Caisson. Un controlador PID de retroalimentación en bucle cerrado controla la velocidad del ESP para mantener el nivel del líquido. La presencia de gas en la fase líquida puede provocar una espuma, lo que hace que las lecturas de nivel sean inexactas, generando también cambios no deseados en las velocidades

de la bomba y da como resultado una condición de control inestable. El ajuste del bucle PID para garantizar un control de nivel estable también se vuelve complicado en presencia de gas en los líquidos. La experiencia de la prueba de la planta piloto brindó la confianza para usar de manera efectiva el sistema de medición de nivel para el control C-ESP.

3) Diseño y protección del ESP

La pieza más crítica del sistema Caisson-ESP es el propio ESP. Dado que Parque das Conchas se encuentra en un entorno submarino sin fácil acceso a la plataforma, una intervención para reemplazar un ESP sería muy costosa. Por lo tanto, se realizó un trabajo detallado para garantizar que el ESP estuviera diseñado adecuadamente para manejar una variedad de condiciones de producción y también para protegerlo en condiciones anormales.

El diseño de la bomba se finalizó utilizando el software Baker-Hughes AUTOGRAPH. Se consideró un rango razonable de presencia de gas en líquido, presiones de succión (basadas en el modelo de caída de presión por fricción en el Caisson) y viscosidades de fluidos para garantizar que el ESP pudiera bombear líquidos de manera eficiente al FPSO.

Los Caisson del Parque das Conchas tienen un dispositivo de “filtración” llamado Junk Basket Assembly (JBA) para evitar que los desechos de gran tamaño entren en la bomba sumergible. Además, se empleó un perfil curvo en el fondo del Caisson para garantizar que la producción de arena no se acumule en el Caisson y en cambio, se lleve a la bomba junto con el flujo. Se realizó un modelo de CFD para optimizar el radio de curvatura del perfil curvo y también la holgura entre el JBA y el fondo del caisson. Estas simulaciones proporcionarán recomendaciones sobre el flujo “mínimo” a través del separador para minimizar la acumulación de arena.

También se realizó una revisión detallada de la instrumentación y la protección para comprender los modos de falla asociados con fallas de la instrumentación y/o mal

funcionamiento. Esto condujo al desarrollo de una lógica de control detallada y enclavamientos para minimizar las fallas de las bombas debido a las condiciones mencionadas anteriormente.

5.5.2 Caisson B-oeste

El aspecto único del Caisson sin GLCC es que los fluidos multifásicos se separan dentro del Caisson (similar al sistema Ostra/Abalone) y luego se vuelven a mezclar en la succión de la bomba. El gas y el petróleo deben mezclarse juntos principalmente para controlar la viscosidad de los fluidos B-West de modo que el fluido pueda fluir con una caída de presión aceptable a través de las líneas de flujo B-West de 9 km. Un desafío clave en el Caisson sin GLCC es mantener la fracción de volumen de gas de la bomba a menos del 35%. Fracciones de volumen de gas más altas a través de la bomba pueden provocar un bloqueo de gas de la bomba, una condición bajo la cual el gasto y el impulso caen a cero. El Caisson sin GLCC funciona con control de presión, es decir, la velocidad de la bomba se ajusta automáticamente por el Sistema de control de elevación, Level Control System (LCS) para mantener la presión del Caisson.

La mezcla única se produce a través de un diseño innovador de cubierta, como se muestra en la Figura 17 o Figura 21. La cubierta tiene orificios en la parte superior para permitir el flujo del gas separado hacia la succión de la bomba. El líquido separado viaja por la parte inferior y pasa por el motor para ingresar a la succión de la bomba. La clave para un funcionamiento exitoso es mantener la homogeneidad del flujo bifásico (es decir, fracción de volumen de gas constante) en la succión de la bomba durante el flujo en estado estable y también durante eventos transitorios como el slugging.

Se realizaron pruebas detalladas a escala de laboratorio para verificar la física del transporte de gas y líquido a la bomba mencionada anteriormente. En particular, también se investigó el efecto del tamaño y la disposición de los orificios (en línea recta o en espiral). Luego se desarrollaron herramientas de modelado

personalizadas para capturar estas observaciones y luego se utilizaron para el diseño de BC-10.

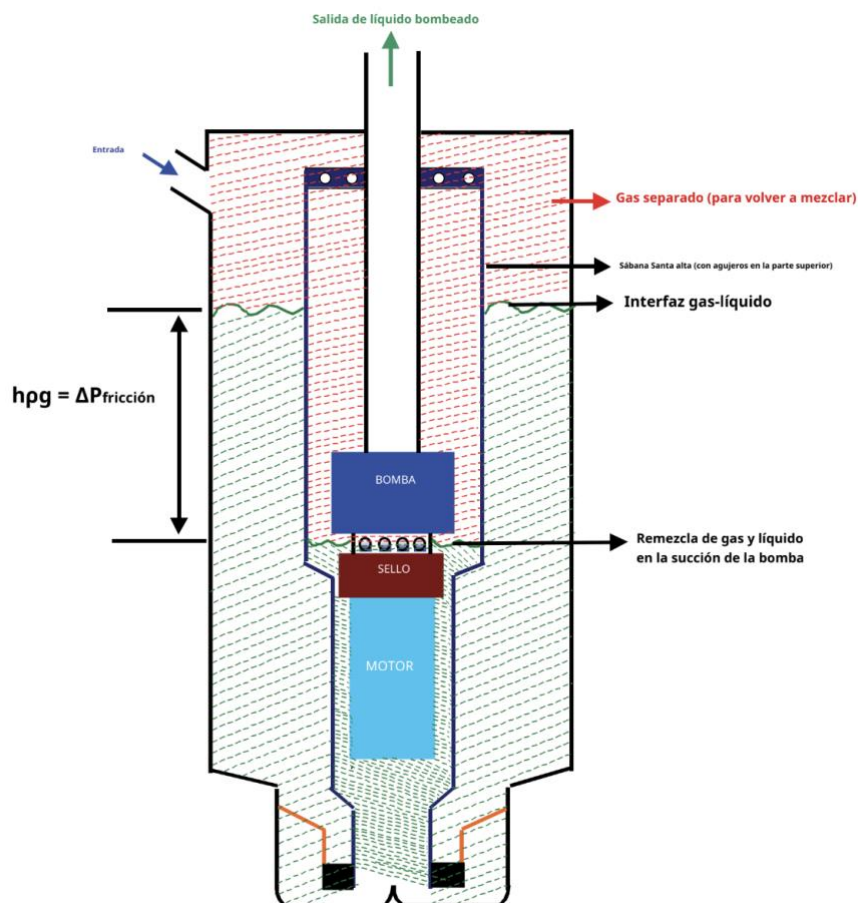


Figura 23. Caisson con orificios de protección en la parte superior para regular el flujo de gas

5.6 Pruebas en la planta piloto de Gasmer

Dado que el concepto de Caisson-ESP (Subsea Boosting System) fue crucial para el éxito de Parque das Conchas, se decidió obtener mayor confianza en el rendimiento del C-ESP mediante una prueba de planta piloto a escala real. El objetivo principal de la instalación de la planta piloto fue validar el rendimiento hidráulico de las bombas y el rendimiento del separador (arrastre de líquido y arrastre de gas). Además, la instalación también sirvió para validar la solidez del sistema de control de nivel y la integración del hardware en una variedad de

escenarios operativos. Varios hallazgos inesperados (relacionados con la confiabilidad del hardware, la metodología de instalación y el control de procesos) de esta prueba se abordaron e incorporaron en el diseño final.

5.6.1 Garantía de flujo/Soluciones químicas

La presencia de los módulos de refuerzo submarinos altera varias de las preocupaciones tradicionales sobre garantía de flujo.

5.6.1.1 Hidratos

Con referencia al diseño del campo en la figura 20, se requieren estrategias diferentes para controlar los hidratos para los FL entre los campos, la línea de flujo/subsuelo de gas y la línea de flujo/subsuelo de petróleo. Se emplea una estrategia tradicional de retención de calor y desplazamiento de petróleo caliente de recirculación para los FL entre los campos que transportan fluidos desde los manifolds de producción cerca de las bocas de pozo de desvío hasta los manifolds C-ESP.

Para la corriente de líquido separado (petróleo + agua) desde el C-ESP hasta el FPSO, se utiliza una estrategia de retención de calor y desplazamiento petróleo caliente de recirculación. La degasificación del fluido de producción dentro del C-ESP proporciona un cambio beneficioso importante de la curva de hidratos para el líquido separado, como se muestra en la Figura 8. Es decir, la separación de gas cambia el punto de burbuja de la corriente de líquido separado a la presión del caisson, lo que resulta en un cambio de 15-20 F de la curva de hidratos a presiones más altas (después del aumento de presión por el ESP).

Dado que no es posible retener el calor en la corriente de gas separada del C-ESP, se requiere una inyección continua de metanol e inhibidor de corrosión para tratar el agua condensada y cualquier posible arrastre de líquido del C-ESP. Teniendo en cuenta que los gastos de dosificación de metanol manejables dependen fundamentalmente de la separación efectiva y del arrastre mínimo de líquido del C-

ESP. Como beneficio adicional, la línea de flujo de gas permite la posibilidad de una despresurización submarina completa a través del C-ESP, en caso de un bloqueo de hidratos en cualquiera de las líneas de flujo submarinas dentro del campo.

5.6.1.2 Slugging

Otro beneficio importante de la separación de gas y líquido en el C-ESP es el manejo de los baches. Recordemos que es posible que se produzcan gran cantidad flujo en bache debido a la topografía del fondo marino BC-10 en un amplio rango de relaciones gas-líquido intermedias. El C-ESP evita la aparición de baches al separar la corriente de pozo multifásica en una línea de flujo de petróleo con alta carga de líquido (baja GLR, debido a la desgasificación del petróleo y la reducción del punto de burbuja) y una línea de flujo de gas con una velocidad de gas suficientemente alta para barrer los líquidos (alta GLR).

Los detalles de la operatividad de la línea de flujo de gas proporcionado por Iyer, Lang, Schoppa, Chin, & Leitko, 2010; muestra que el arrastre mínimo de líquido del C-ESP es fundamental para evitar la carga de líquido en la línea de flujo de gas y posibles taponamientos.

En el caso de la línea de flujo de petróleo, el C-ESP permite una operación sin slugging en una amplia gama de condiciones de producción, sin necesidad de gaslift o modificaciones significativas en la parte superior para manejar slugging severo. En el caso de Parque das Conchas, los slugging grandes no se pueden manejar de manera tradicional, ya que el ajuste de presión del sistema HIPPS de la Torre de producción es de aproximadamente 250 psia, que es solo ligeramente superior a la presión de llegada normal de la FPSO de 115 psia. Con la separación C-ESP, se puede utilizar una sola línea de flujo de petróleo/riser para eliminar slugging a gastos más bajos y al mismo tiempo, proporcionar la capacidad adecuada.

5.6.1.3 Inyección química

Los requerimientos operativos de separación en el ESP también se incluyeron en la ingeniería general de los sistemas de inyección de químicos del sistema submarino. Por ejemplo, la inyección de metanol en la boca del pozo se diseñó tomando en cuenta las corrientes separadas de gas y líquido dentro del C-ESP. Adicionalmente, se requiere de inyección de antiespumantes y demulsionantes/reductores de viscosidad para el Caisson sin GLCC (Iyer, Lang, Schoppa, Chin, & Leitko, 2010). Además, también se diseñó un cóctel que consiste en un inhibidor de corrosión y metanol para la línea de flujo de gas, que cumple el doble propósito de control de corrosión e inhibición de hidratos. Se realizaron pruebas detalladas de compatibilidad química y material con estas nuevas combinaciones químicas submarinas para garantizar que las fallas del material (por ejemplo, hinchamiento de los materiales blandos, descompresión rápida del gas) o los slugs (formación de emulsiones o lodos debido a productos químicos incompatibles) no se produciría.

5.7 Diseño e instalación de ductos submarinos de recolección, FL's y Risers de producción

5.7.1 Diseño del SLWR (Steel Lazy Wave Riser)

El SLWR es esencialmente un riser de acero tipo catenaria (SCR) al que se le agregan módulos de flotación para absorber los movimientos del FPSO y evitar cargas adicionales en el punto superior de conexión. Lo que incrementa de forma importante la vida del riser. (Hoffman et al., 2010, p. 3)

El SLWR se divide en cuatro secciones principales:

1. Catenaria superior: la parte más larga, conectada al FPSO.
2. Sección flotada: equipada con módulos de flotabilidad. Su peso neto negativo en agua genera la curvatura suave del riser.
3. Catenaria inferior: situada justo después de la sección flotada, conectada al lecho marino.
4. Sección inferior: se apoya casi siempre en el fondo y continúa hasta la transición con la línea de flujo.

En el proceso de diseño Shell fue responsable de todo el diseño del SLWR, excepto de la junta flexible. Donde la Influencia de la flotabilidad fue un punto clave. Pues la cantidad y ubicación de los módulos de flotación son un balance entre mayor vida a fatiga (ondas más pronunciadas), los costos y complejidades de instalación, la cantidad total de flotabilidad requerida, el desplazamiento del FPSO y el contenido del riser (fluido).

Shell hizo análisis globales, donde concluyeron que la flotación se modelará como una fuerza distribuida, pero posteriormente se hicieron análisis más detallados para capturar efectos reales de módulos discretos, incluyendo las concentraciones de esfuerzos en las abrazaderas, los cambios en tensiones extremas y los efectos locales en la fatiga.

Los resultados determinaron que 3 de los 7 risers necesitaron módulos adicionales de flotabilidad para cumplir los requisitos de fatiga.

Particularmente los retos del SLWR, fue que requirieron soldaduras de mayor calidad, pues la longitud total del riser aumenta entre 25% y 50% respecto a un SCR clásico. Aun con longitudes mayores, las tensiones en la parte superior se reducen aproximadamente 10% y el SLWR es más sensible al desplazamiento lateral bajo corrientes de aguas profundas.

5.7.2 Interfaz del SLWR con el FPSO

Se planeaba usar un Flexible Pipe Spool Piece (FPSP) para la conexión del riser con la torreta del FPSO, ya que este sistema aprovecharía la flexibilidad natural de la tubería flexible y utilizaría un sistema de refuerzo de flexión probado.

Sin embargo, por razones de optimización, el proyecto decidió desechar el concepto FPSP y desarrollar un sistema completamente nuevo de interfaz rígida diseñado por Shell.

Donde el Nuevo sistema de interfaz para el SLWR constaba de:

1. Conjunto de sujeción superior (top termination assembly)

2. Forja tipo trunnion (muñón)
3. Junta flexible
4. Junta de transición (transition joint)

El conjunto de sujeción superior y el trunnion permiten introducir el riser dentro de los tubos guía existentes en la torreta. En la parte inferior del tubo guía colocaron un conjunto de abrazadera con tornillos de bloqueo que centra el riser en el tubo guía. Junto con la junta flexible que permite rotaciones angulares inducidas por los movimientos del FPSO y la junta de transición apoya mejorando la fatiga en la sección superior del riser; evitando las concentraciones peligrosas de tensión. Por lo que este sistema fue crítico, ya que era la primera vez en el mundo que un SLWR se conectaba directamente a un FPSO con torreta.

5.7.3 Fabricación de risers y líneas de flujo (flowlines)

Hoffman et al. (2010) indican que el método seleccionado para fabricar e instalar las tuberías, líneas de flujo y risers fue el método de tendido mediante carrete (reel-lay). Ya que este método permitió realizar la mayoría de las actividades de preparación en tierra, donde las condiciones ambientales no afectan el ciclo de trabajo.

Donde las tuberías ya recubiertas (con anticorrosión o aislamiento térmico) se fabricaron e inspeccionaron en secciones llamadas “stalks” (tramos de tubería). Luego, estos tramos se alineaban y soldaban conforme se enrollaban en el carrete del buque de tendido. El contratista principal fue Subsea 7, y la fabricación se realizó en su base de Ponta Ubu, en Espírito Santo, Brasil.

5.7.3.1 Soldadura

La soldadura fue uno de los aspectos más críticos del proyecto debido a los estrictos requisitos de calidad y fatiga. Para los risers se utilizó un proceso TIG pulsado completamente automático, garantizando una alta calidad y defectos mínimos, por lo que fue un proceso lento, pero proporcionó la mejor integridad para risers SLWR

La inspección se realizó con un sistema AUT (Ultrasonido Automático), subcontratado a RTD Quality Services, utilizando el método Rotoscan, que:

- Emplea eco de pulso
- Mapea toda la soldadura
- Usa sondas TOFD
- Permite inspección precisa y repetitiva

Todo lo anterior para asegurar su calidad e integridad, la cantidad de soldaduras realizadas en total fueron aproximadamente 11,100 soldaduras, en un periodo de fabricación de alrededor de 15 meses.

5.7.4 Instalación de Manifolds

Los manifolds submarinos fueron instalados utilizando el buque multipropósito Seven Seas de Subsea 7.

Cada manifold con un peso aproximado de

- Manifolds de producción: ~100 toneladas métricas
- ALM Argonauta-BW: ~140 toneladas
- ALM Ostra: ~235 toneladas

Su método de instalación en el caso de los más ligeros fue en modo de single-fall (caída simple) utilizando una grúa de 400 t del Seven Seas. Y para los manifolds de levantamiento artificial (ALM) Instalación fue en modo de double-fall (doble caída), pero ya que el cable principal no alcanzaba el fondo marino en este modo, fue necesario utilizar un pennant wire (cable de banderín auxiliar).

Manteniendo la secuencia típica de instalación, siendo que el manifold se cuelga temporalmente del buque en doble-fall, donde se transfirió al cable principal nuevamente para la bajada final, bajándolo cuidadosamente hasta su posición final en el lecho marino.



Figura 24.- Instalación del Manifold de elevación artificial Ostra.

El resultado general fue exitoso, sin incidentes significativos, a pesar de los altos pesos y la complejidad de maniobras en aguas profundas.

La fabricación e instalación de jumpers (puentes) fue realizada por Subsea 7 en su patio de Vila Velha, cerca de Vitória, fabricando e instalando 25 jumpers de acero rígido.

Las actividades principales de fabricación fueron:

1. Metrología subsea

Se toman mediciones precisas en campo para asegurar que el jumper encaje perfectamente entre los hubs.

2. Soldadura de cierre (closure weld)

Se realiza una soldadura final para unir las secciones del jumper de acuerdo con la geometría calculada.

3. Recubrimiento (coating) de juntas

Aplicación de recubrimientos anticorrosivos o aislantes en las zonas soldadas.

4. FAT (Factory Acceptance Test)

Pruebas de aceptación para validar integridad, dimensiones y tolerancias.

El ciclo completo (desde metrología hasta fabricación final de cada jumper) tomaba aproximadamente 10 días, lo cual fue considerado un rendimiento excelente. Donde la instalación fue ejecutada por los buques Seven Seas y Seven Oceans

El tiempo de instalación por jumper fue menor a un día, incluyendo el izado y despliegue, el posicionamiento con ROV, el make-up en los hubs y las pruebas finales. Así fue como la instalación de jumpers fue considerado uno de los puntos más destacados del proyecto, debido a su eficiencia.

5.7.5 Instalación de flowlines, risers y umbilicales

La instalación de líneas de flujo, ductos y risers se realizó con el buque Seven Oceans, mediante el método reel-lay.

Esta estrategia de instalación constaba de que las flowlines se iniciaban desde los PLETs y se tendían rumbo al FPSO, teniendo como intención original, tener todas las líneas y risers preinstalados en el fondo marino antes de la llegada del FPSO. Sin embargo, debido a retrasos del Seven Oceans, solo se preinstaló la mitad de los risers; el resto fue instalado directamente al FPSO.

5.7.6 Configuración previa a instalación

La configuración previa (pre-lay) fue altamente compleja, ya que debía permitir la recuperación de risers, las maniobras de pull-in y el manejo simultáneo de umbilicales. Shell desarrolló el diseño inicial y Subsea 7 realizó los análisis finales de instalación.

La duración de la campaña duró 9 meses, incluyendo el tránsito, la movilización para spooling, la reconfiguración de cubierta, el reabastecimiento y las demoras por clima. También se realizó un estudio climático detallado para reducir riesgos y en

algunos casos, se instalaron líneas llenas de agua para mejorar la estabilidad del buque en condiciones de oleaje.

Los pasos generales de la instalación fueron...



Figura 25.- Seven Oceans Installation Vessel



Figura 26.- Pipe Spooling



Figura 27.- Plet Initiation



Figura 28.- Buoyancy Installation



Figura 29.- VIV Fairing Installation



Figura 30.- Flexible Joint Installation

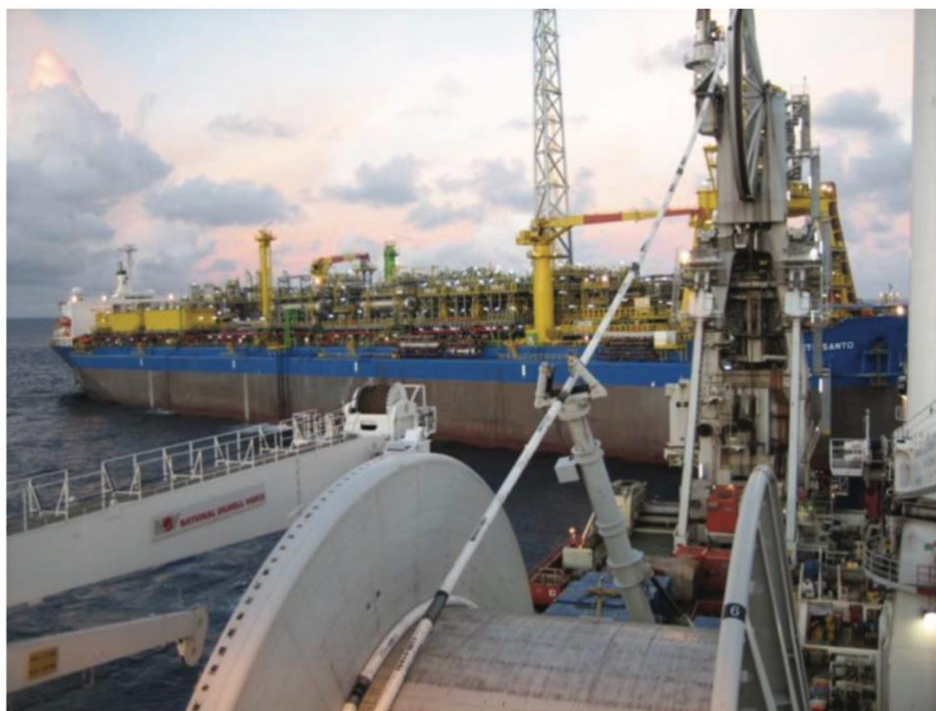


Figura 31.- Riser Transfer to FPSO

Todos estos pasos se ejecutaron con control ROV y maniobras coordinadas entre Seven Oceans y el FPSO.

5.7.7 Desafíos durante la instalación

Dos incidentes críticos ocurrieron:

1. Falla del aparejo en la iniciación de un PLET

Durante la iniciación de una línea de 8", falló el hard eye de una eslinga de acero de 2 ¼" y el PLET se deslizó 350 m sobre el lecho marino, donde la tensión al momento del fallo era aproximadamente de 60 T, pero no hubo daños al PLET ni en la tubería. Los dos factores clave que mitigaron cualquier daño al sistema fueron el módulo de tubería articulado del PLET, que minimizó los esfuerzos de flexión en la tubería mientras el PLET se deslizaba sobre el fondo marino, y la profundidad del agua, que hizo que el cambio en el ángulo de salida de la catenaria desde el buque fuera pequeño. La causa fue identificada como problema de calidad del proveedor de la eslinga. La recuperación y reposicionamiento tomaron 5.5 días.

2. Falla del malacate del FPSO durante el pull-in de un riser

Durante la instalación del riser de Ostra Oil (10"), el malacate del FPSO falló después de recuperar 20 m de cable. El riser quedó suspendido únicamente del cable del FPSO. Y se tuvo que diseñar una operación de emergencia para transferir el riser de regreso al Seven Oceans. Empleándose una eslinga sintética de alta capacidad con un cortador ROV para cable de hasta 115 mm y usar un gancho ROV especial.

Para poder hacer todo el trabajo, se realizaron simulaciones de carga en caso de falla catastrófica y se aprovechó el tiempo para seguir instalando otras líneas. El tiempo total del incidente fue de 11 días, de los cuales 6 días se usaron para continuar con otras tareas.

Finalmente, el riser se colocó seguro en el lecho marino y el malacate fue reparado, también el riser se recuperó y se instaló de manera estándar en la torreta.

Así fue como el Proyecto Parque das Conchas (BC-10) representó la primera instalación en el mundo de risers de acero tipo Lazy Wave (SLWR) conectados directamente a un FPSO con torreta.

El diseño del sistema de risers fue desarrollado por ingenieros de Shell, utilizando la metodología de diseño de risers de catenaria de acero, pero incorporando nuevos elementos específicos del SLWR, incluyendo los análisis adicionales para definir la cantidad óptima de flotación, las evaluaciones locales de fatiga en abrazaderas de flotación, el estudio detallado de desplazamientos laterales por corrientes profundas y el diseño e implementación de una nueva interfaz de torreta

El tiempo total offshore fue equivalente a más de 900 días-buque, incluyendo actividades de soporte y contingencia. Las principales lecciones aprendidas incluyeron la importancia de contar con procedimientos de contingencia bien desarrollados, la relevancia de mantener protocolos de seguridad estrictos en todas las empresas participantes y la necesidad de validaciones exhaustivas de equipos

críticos, especialmente en sistemas de izado y manejo de carga. Estas experiencias permitieron completar el proyecto con éxito, incluso ante situaciones inesperadas de alta complejidad.

5.8 Instalación flotante de producción o FPSO

5.8.1 Historia

El FPSO Espíritu Santo es una instalación flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) basada en un buque tanque construido en 1975. Durante los primeros 18 años de su vida, el buque transportó petróleo crudo por todo el mundo. En 1992, fue convertido en un buque de almacenamiento y descarga flotante (FSO) y operó durante 11 años en alta mar en Nigeria bajo el nombre XV Domy. Posteriormente, se inició su conversión de FSO a FPSO, un proceso que se completó en 24 meses en el astillero Keppel, en Singapur, entre 2008 y 2009. Una vez finalizada la reconversión, el buque navegó por sus propios medios 9.000 millas náuticas hasta Brasil. Además, para maximizar su resistencia al impacto, se añadieron "defensas" especiales a lo largo del bloque de carga, proporcionando un costado doble al buque y un casco reforzado que brinda protección de doble cara.

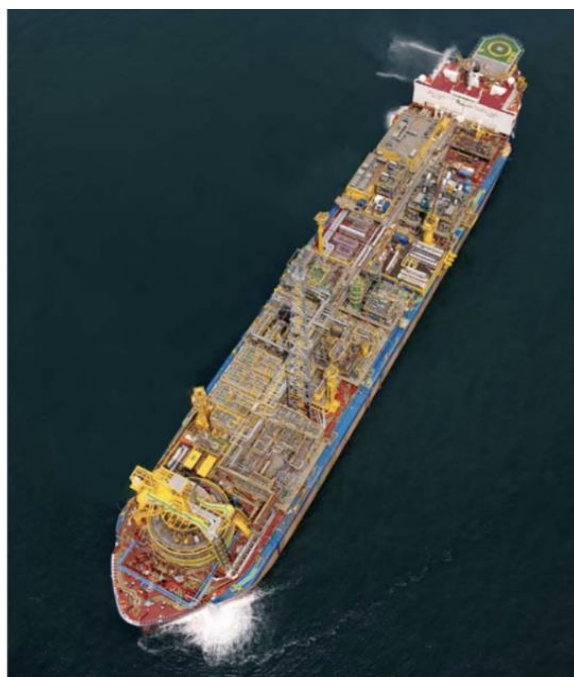


Figura 32. Instalación FPSO "Espíritu Santo"

5.8.2 Descripción general del FPSO Espíritu Santo

El FPSO Espíritu Santo está anclado al fondo marino a 1.780 metros de profundidad, mide 331 metros de largo, tiene un desplazamiento de 327.000 toneladas y una capacidad de almacenamiento de 1,4 millones de barriles de petróleo. La instalación está diseñada para procesar 100.000 barriles diarios de crudo con viscosidades que varían entre 16° y 42° grados API, tratar hasta 45 MMscf/D de gas para reinyección o exportación y cuenta con una capacidad de inyección de agua de 75.000 barriles diarios. La parte superior del FPSO contiene 25 módulos que pesan más de 8.000 toneladas, junto con una torre de producción interna de 21 ranuras que pesa más de 4.500 toneladas. Esta torre está conectada al tanque de almacenamiento de petróleo central delantero y forma parte del sistema de anclaje, el cual mantiene la instalación en posición mediante tres juegos de tres líneas de anclaje, limitando sus movimientos en relación con los sistemas submarinos.

Un sistema de cojinetes multibogie entre la torreta y el casco permite que el buque gire alrededor del sistema de anclas geoestacionario, adoptando el rumbo de menor resistencia al clima predominante. La torreta también incorpora ensamble giratorio, que facilita la transferencia de fluidos y servicios del pozo entre la torreta fija y la instalación flotante giratoria.

La torreta interna incluye 21 slots o conexiones para risers y umbilicales. Durante el desarrollo del campo:

- En la Fase 1, se instalaron siete risers y tres umbilicales.
- En la Fase 2, se agregaron tres risers y tres umbilicales adicionales.
- Para la Fase 3, no se necesitarán más risers, por lo que quedan cinco ranuras disponibles para futuras expansiones.

5.9 Selección del sistema de anclas.

Las embarcaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) amarrados a torretas y los buques FPSO amarrados a plataformas están operando

en alta mar en Brasil, pero los sistemas amarrados a plataformas dependen de AHV con posicionamiento dinámico (DP) para garantizar las operaciones de trasiego. El uso de DP es necesario para permitir que los AHV permanezcan alineados con el buque FPSO amarrado a la plataforma y minimicen el riesgo de colisión como resultado de los cambios en la dirección del clima.

Para garantizar la descarga del FPSO a los buques tanque en forma segura y minimizar las demoras en las descargas debido a las condiciones ambientales, se seleccionó una torreta interna montada en la parte superior con veleta cuyo acrónimo es TMIT como el sistema de anclaje adecuado.

La compañía SBM Offshore ha suministrado una gran cantidad de torres de producción con sistema de anclaje para FPSO en Brasil, siendo los más recientes todos TMIT basados en un sistema de cojinetes multibogie (multibogie bearing system, MBBS). El MBBS permite que el FPSO se desplace en forma giratoria mediante sistema de amarre geoestacionario para adoptar el rumbo de menor resistencia al clima predominante. La capacidad de desplazarse por el sistema de amarre minimiza la carga sobre el casco del buque y sobre el sistema de anclaje y permite que el FPSO descargue de forma segura en tándem en una amplia gama de condiciones ambientales.

El sistema fue desarrollado para soportar las altas cargas de amarre generadas por las duras condiciones ambientales del Océano Atlántico, al oeste de Shetland (Fromage et al. 2013). Después de más de 15 años de experiencia operativa exitosa, el MBBS ha demostrado ser un sistema de veleta confiable para torretas de gran diámetro y para torretas sujetas a una alta carga ambiental. El uso de un MBBS evita las restricciones en el diámetro de la torreta que ocurren con los arreglos tradicionales de cojinetes de rodillos, lo que permite el uso del cilindro de torreta de 15.5 m de diámetro necesario para acomodar el arreglo de risers para BC-10.

5.10 La elección de los risers de acero

Durante la fase de diseño de ingeniería inicial FEED (front-end engineering-design) del proyecto BC-10 se consideraron varios sistemas de tuberías verticales, incluidos los sistemas de tuberías verticales catenarias de acero, los sistemas de tuberías verticales flexibles y los sistemas de tuberías verticales híbridos. Sin embargo, el análisis identificó que los sistemas de tuberías verticales catenarias de acero no eran una solución viable debido al alto daño por fatiga que se produciría en el punto de contacto y, en consecuencia, se decidió investigar los sistemas de tuberías verticales de acero SLWR como alternativa. En paralelo, Shell realizó un estudio FEED detallado para verificar que los sistemas de tuberías verticales flexibles fueran viables dados los diámetros de las tuberías verticales del BC-10 y las profundidades del agua.

Una vez establecida la viabilidad técnica de los SLWR y los tubos ascendentes flexibles, se obtuvieron cotizaciones para ambas soluciones como base para un estudio de su relación económica. En este punto, se descartó el uso de tubos ascendentes híbridos debido a los costos. Luego se evaluaron los SLWR y los risers flexibles en función de la carga útil, el costo y el cronograma. Se determinó que la carga útil del sistema SLWR era aproximadamente el 50% de la del sistema de risers flexibles, mientras que los costos de los dos sistemas eran comparables.

Sin embargo, el principal factor que influyó en la selección de los SLWR fue su menor tiempo de entrega en comparación con el sistema de tuberías flexibles. En el momento de la adjudicación, la alta demanda de tuberías flexibles dio lugar a un cronograma de entrega que era incompatible con el cronograma general del proyecto BC-10, por lo que se seleccionaron los SLWR como la solución.

La selección del sistema SLWR dio como resultado dos novedades en la industria: El primer uso de SLWR y el primer sistema de amarre de torreta que soporta risers de acero de cualquier configuración. Cabe señalar que el uso de una torreta interna en lugar de una torreta externa montada en la proa facilitó el uso de los SLWR. Los

movimientos de cabeceo impuestos a los risers en una torreta interna son menores que los de los risers soportados por una torreta externa, lo que da como resultado un menor daño por fatiga.

5.11 Características principales de una torreta interna montada en la parte superior (TMIT) típica que admite risers flexibles

Como base para discutir el impacto de los risers tipo SLWR en el diseño de la torreta, esta sección del documento describe brevemente un TMIT típico que admite risers flexibles.

Se puede considerar que un TMIT típico comprende siete subsistemas clave, cómo se identifica en la figura 33.

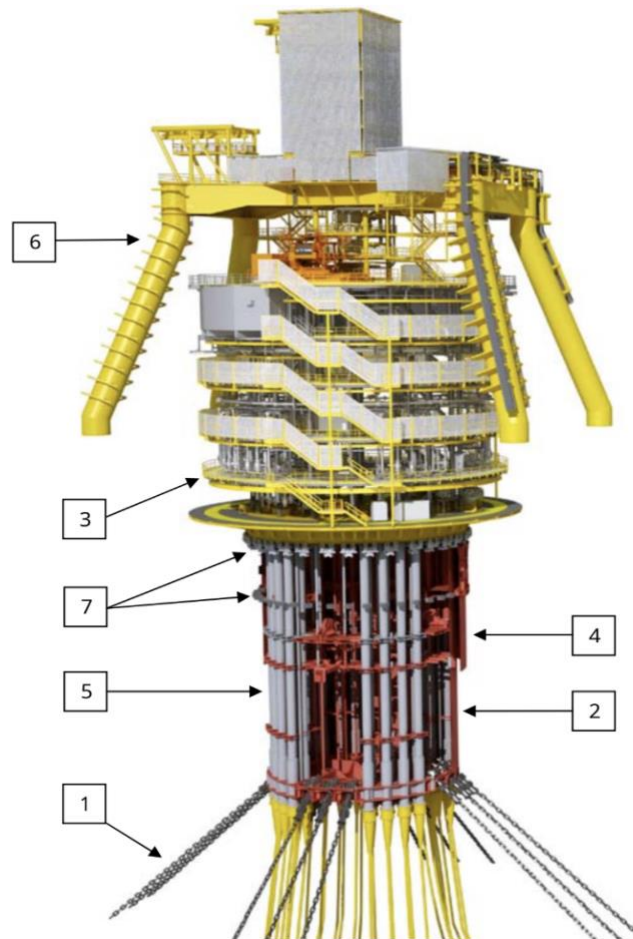


Figura 33. TMIT típico basado en un MBBS.

1. Líneas de amarre, incluidos los puntos de anclaje.
2. Cilindro de la torreta (es decir, la trayectoria de transferencia de carga desde las líneas de anclaje hasta el buque).
3. Estructura del manifold: El cabrestante de instalación está ubicado en un carro en la plataforma superior del manifold, lo que permite un tirón directo a través de los tubos en I para la instalación del tubo ascendente.
4. Estructura del buque, que soporta el sistema de veleta.
5. Sistema de transferencia de fluidos que consta de tubos ascendentes, manifolds, conexiones giratorias y tuberías del recipiente. Los tubos ascendentes son verticales desde la mesa de cadena en la parte inferior del cilindro de la torreta hasta sus puntos de apoyo en la plataforma del collar en la parte superior del cilindro.
6. Estructura de pórtico, que se apoya sobre la cubierta del buque.
7. Sistema de veleta (es decir, el sistema de cojinetes multibogie).

Las líneas de amarre, el cilindro de la torreta, la estructura del manifold y la mayor parte del sistema de transferencia de fluidos forman el elemento geoestacionario de la TMIT. La estructura del buque, la estructura del pórtico y la parte del sistema de transferencia de fluidos ubicada en el pórtico forman el elemento rotatorio de la TMIT. El sistema de veleta y la columna giratoria son la interfaz entre los elementos geoestacionarios y los elementos rotatorios. El sistema de veleta permite que la instalación flotante de producción, almacenamiento y descarga gire alrededor de la torreta y transmite las cargas de la torreta al buque; la columna giratoria transfiere fluidos y servicios del pozo entre las partes geoestacionarias y rotatorias.

5.12 Sistemas submarino del Parque das Conchas (BC-10)

5.12.1 Sistema de árboles

El sistema de árbol submarino BC-10, que se muestra en la Figura 34, utiliza un diseño de árbol vertical basado en los sistemas de árbol vertical de alta presión y alta temperatura de 10 000 y 15 000 psi probados en campo. El sistema también utiliza un carrete de cabezal de tubería (THS) para la instalación y orientación del colgador de tubería, lo que brinda flexibilidad para los buques de instalación en alta

mar y la secuenciación de eventos. El árbol submarino contiene las capacidades de inyección de productos químicos y, por lo tanto, no se suministra ningún producto químico a los manifold de producción ni a las terminaciones de las tuberías.

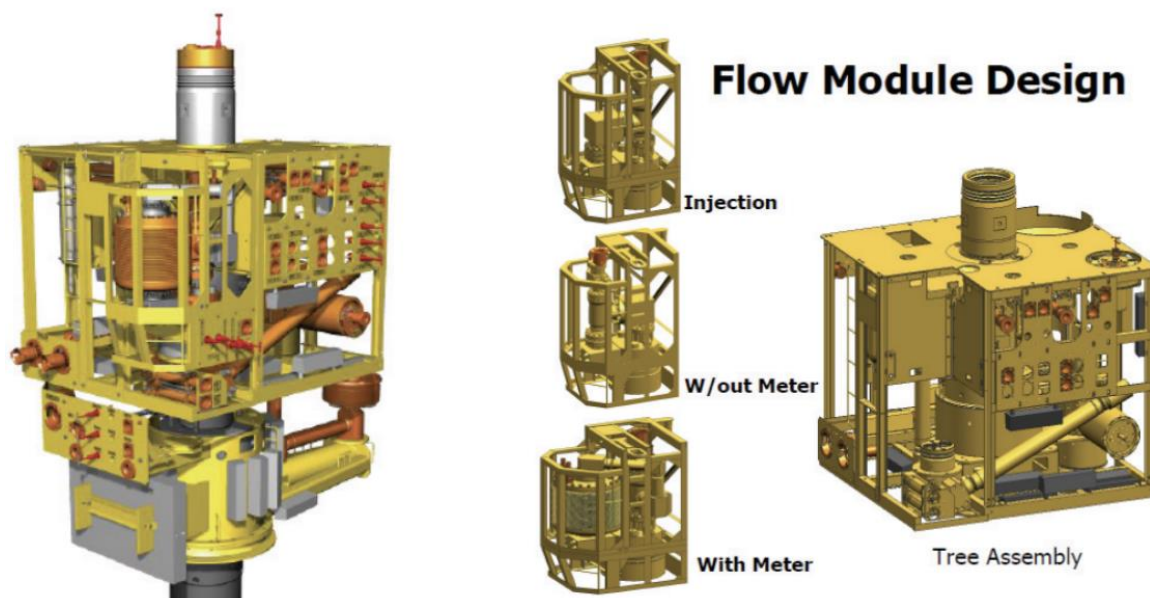


Figura 34. Árbol submarino BC-10 y disposiciones del módulo de Flujo

5.12.2 Sistema de terminación de diámetro interior delgado.

Se decidió ampliar la tecnología de BOP de superficie (SBOP) para incluir técnicas de terminación para estos pozos de aguas ultraprofundas. El SBOP permitió el uso de plataformas de perforación más pequeñas y menos costosas para perforar y completar los pozos de aguas ultraprofundas.

5.12.3 Empleo de una instalación con compensador de oleaje (HCLS)

La plataforma de perforación del Proyecto Parque das Conchas fue un buque amarrado que requirió el uso de buques de manipulación de anclas (AHV). Estos buques AHV también se utilizaron para la instalación de árboles submarinos y carretes de cabezal de tubería y dieron como resultado un ahorro de costos significativo en comparación con el uso de una plataforma de perforación.

La tecnología HCLS permitió que los árboles submarinos y los carretes de cabezal de tubería se colocaran de manera suave y precisa en el fondo marino desde un

AHV en casi cualquier profundidad de agua. Shell ha utilizado esta tecnología con éxito en todo el mundo. El método de instalación consiste en una compensación de movimiento automático que elimina cualquier ajuste debido a los cambios en las condiciones climáticas.

Esta tecnología se utilizó por primera vez en Brasil y ha permitido la instalación de todos los árboles submarinos y carrete de cabezal de tubería (THS), así como la recuperación del carrete espaciador. Siendo esta una tecnología que se fue expandiendo rápidamente (LA Olijnik y DA La Caze, Shell International E&P, Inc, 2010).

5.12.4 Carrete espaciador

Como se mencionó anteriormente, el sistema Subsea Tree utiliza un THS. Lo que impulsó operaciones adicionales de manipulación del tubo ascendente para espaciarlo cuando se pasó de un modo de perforación (de SID a cabezal de pozo) a un modo de terminación (de SID a THD).

El principal desafío fue reducir el riesgo para el personal y también ahorrar tiempo de la plataforma eliminando esas operaciones de manipulación del tubo ascendente, por lo tanto, se diseñó un carrete espaciador para que tuviera la misma altura del THS y se conectará en la parte inferior del SID (dispositivo de aislamiento submarino) durante el modo de perforación. Luego de las operaciones de perforación, se desconectó el SID y se cambió el carrete espaciador por el THS y luego la plataforma inició las operaciones de finalización con el SID conectado al THS sin volver a espaciar el tubo ascendente. La recuperación del carrete espaciador se logró con la metodología del sistema de instalación con compensación de oleaje (HCLS) y su utilización ha permitido un ahorro de varios millones de dólares.



Figura 35. Sistema HCLS (despliegue de un árbol submarino)

5.12.5 Medidor de flujo multifásico (MPFM)

Como se ha mencionado, el flujo de los pozos Ostra y Abalone se mezclaron bajo el agua en el manifold de elevación artificial del sistema de separación por caisson. El flujo total se midió en la superficie mediante el uso de medidores fiscales, y el desafío fue asignar la producción a pozos individuales. Por lo tanto, se montaron MPFM en los módulos de flujo de los pozos Ostra y Abalone para medir los gastos de los pozos individuales antes de que se mezclara el flujo.



Figura 36. Módulo de flujo con el MPFM

5.12.6 Descripción general del Manifold de Producción (PM)

PM 1 y PM 2 son manifold de flujo continuo de cuatro ranuras con conexiones de línea de flujo en la entrada y salida de cada cabezal principal.

Los PM están equipados con válvulas de compuerta accionadas hidráulicamente, con un vehículo operado a distancia (ROV). Las válvulas se controlan hidráulicamente desde los sistemas de control electrohidráulicos multiplexados (sistema de control hidráulico que utiliza múltiples señales transmitidas por un solo canal para operar varios componentes a distancia, como válvulas o actuadores submarinos) montados en cada árbol submarino conectado.

El PM#1 cuenta con cabezales principales dobles y un tercer cabezal con conexión únicamente de salida. El PM#2 incorpora cabezales principales dobles con un lazo de circulación removible instalado en las entradas de los cabezales.

Los manifolds son recuperables e instalables nuevamente en el lecho marino, utilizando una base poco profunda (mud-mat) desmontable, la cual permanece en

el fondo marino una vez instalada. Ambos PM fueron instalados exitosamente mediante una metodología de izado único utilizando un buque de trabajo con grúa compensada por oleaje.



Figura 37. Manifold de producción: PM#1

5.12.7 Elevación artificial

Cada bomba sumergible eléctrica (ESP) está incorporada a un sistema de módulos de refuerzo (MOBO). Estos módulos se despliegan en el caisson del fondo marino, no en los pozos de producción. El principal desafío es combinar el flujo de varios pozos en un solo MOBO. Los manifolds de elevación artificial (ALM) están diseñados para acomodar estos módulos de refuerzo, y el ALM 1 (cuatro ranuras para módulos) da servicio a los campos Ostra y Abalone y ALM 2 (dos ranuras para módulos) que dan servicio al campo Argonauta-BW.

Esta combinación de sistemas MOBO en un ALM es una novedad en la industria. Cada ALM incluye un mud mad para ubicar los conductores. Estos se introducen en el fondo marino a través del templete. Los conductores sirven como base de los ALM y proporcionan alojamiento en el fondo marino para los caissons de los MOBO.

Donde sus componentes principales son:

1. **Template:** El espaciado entre los conductores está garantizado por el mismo template. Estos fueron diseñados para soportar las cargas de instalación de los conductores y permitieron la instalación de los conductores muchos meses antes de la instalación de los manifolds.
2. **Conductores:** Los conductores de 48" se lanzaron desde una barcaza alrededor del cuarto trimestre de 2007 antes de que la plataforma de perforación llegara al campo. Luego, cada conductor se bajó al fondo marino desde una AHV y se insertó en su ranura a través de los embudos guía en el template. Los conductores de 48" penetraron en el fondo marino y fueron conducidos hasta la elevación especificada utilizando una bomba montada en un ROV seguida de un martillo submarino.

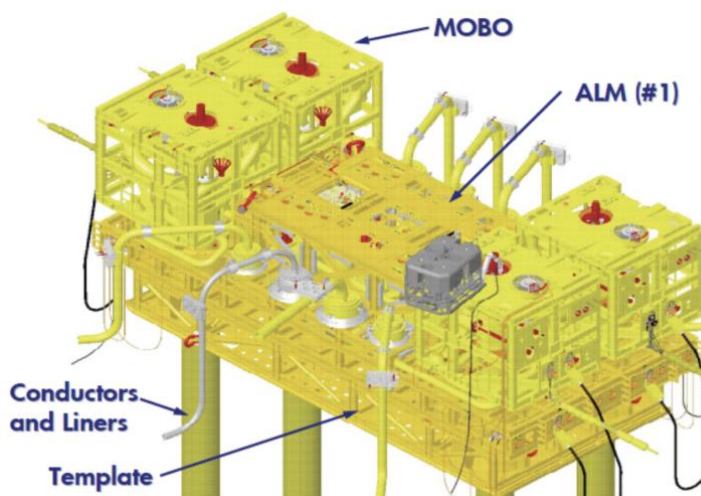


Figura 38. Manifold de Elevación Artificial

5.12.8 Manifold de elevación artificial (ALMs)

Las complejidades de diseño de los ALM están principalmente relacionadas con los requerimientos de operabilidad de los MOBO, para permitir la recuperación de un MOBO individual sin afectar la operación de las demás unidades. Un logro técnico clave fue el diseño de un conector multicanal que permite que todas las conexiones

de proceso (entrada, salida de gas y salida de petróleo bombeado) encajen dentro de las limitaciones de espacio del ALM.

En el campo Argonauta-BW, el contenido de gas es bajo y, en consecuencia, no hay línea ni tubería de gas. Por motivos de estandarización, la conexión del proceso de gas está cerrada. (LA Olijnik y DA La Caze, Shell International E&P, Inc, 2010).

Los ALM estaban equipados con válvulas de compuerta manuales e hidráulicamente accionadas, con capacidad de operación por ROV. Las válvulas son controladas desde sistemas de control electrohidráulicos multiplexados montados en cada uno de los MOBO.

Cada par de sistemas de control de MOBO en el ALM#1 controla directamente la mitad de las válvulas del manifold, con una configuración lógica que permite que uno de los MOBO de cada par sea retirado, transfiriendo el control de las válvulas del manifold al MOBO restante. La misma filosofía se usa en el ALM#2, con la diferencia de que cada sistema de control MOBO controla directamente todas las válvulas del manifold.

El ALM está diseñado para ser recuperable e instalable nuevamente de forma independiente del templete. Ambos ALM fueron instalados exitosamente utilizando un método de levantamiento único con un buque de trabajo con grúa compensada por oleaje, transferido a un cable de fibra a 1,000 m de profundidad y operado desde la "moon pool" del buque de construcción pesada hacia el fondo marino.

Un conector con base giratoria (gimbaled socket) en cada espacio del ALM se acopla de forma precisa a su cono de conductor respectivo. Estos conectores fueron diseñados con suficiente flexibilidad para adaptarse a posibles desviaciones de verticalidad de los conductores, debido a tolerancias acumuladas respecto a la plantilla y la disposición de los conductores.

Similar al sistema de árbol submarino, el ALM incorpora un conjunto de módulo de flujo recuperable que contiene estranguladores (chokes) para las líneas de gas, petróleo o servicio.

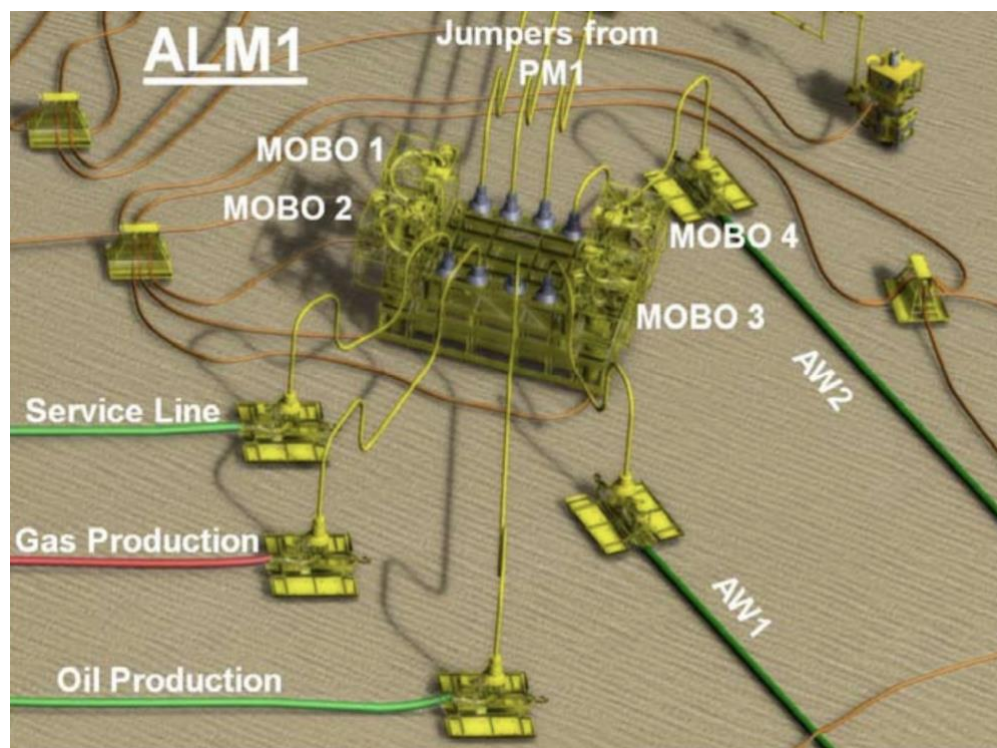


Figura 39. ALM y pozos submarinos del BC-10

5.12.9 Sistema de módulo de refuerzo.

El sistema de módulo de refuerzo constaba de un conjunto superior, muy similar a un árbol submarino y un colgador. La cadena de terminación del ESP cuelga dentro de un caisson de 100 m de largo.

Cada sistema de módulo de refuerzo/caisson/ESP pesaba aproximadamente 130 t y se colocaba en una ranura del ALM, con el caisson dentro de los conductores. Para el mantenimiento, el sistema de módulo de refuerzo/caisson/ESP se podía recuperar recuperando la unidad completa a la superficie.

El conjunto superior del módulo de refuerzo contenía la entrada helicoidal/tangencial que promueve la separación de gas/líquido. El gas salía por la parte superior del módulo de refuerzo y fluye sin refuerzo hacia el FPSO. Los líquidos fluían hacia abajo hasta el fondo del caisson y pasaban a través de una canasta de desechos antes de fluir hacia la sección de cubierta que albergaba los componentes del ESP.

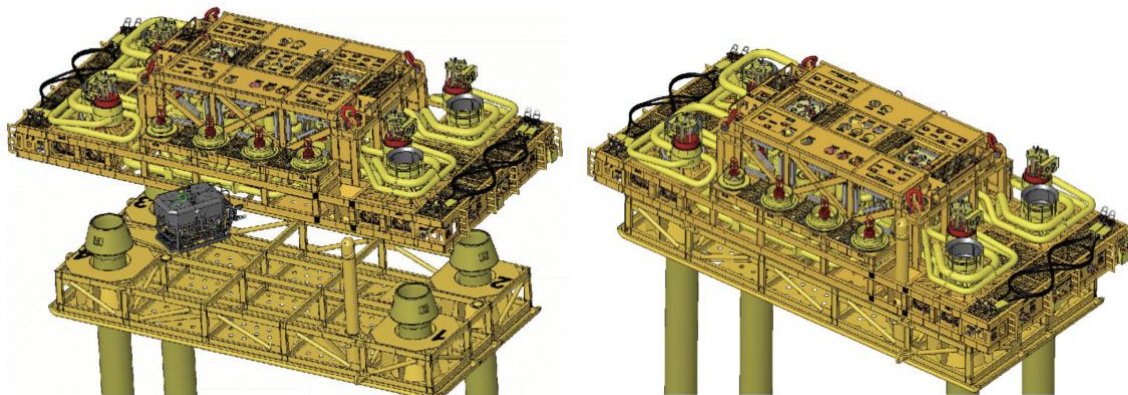


Figura 40. Disposición general del BC-10 ALM #1

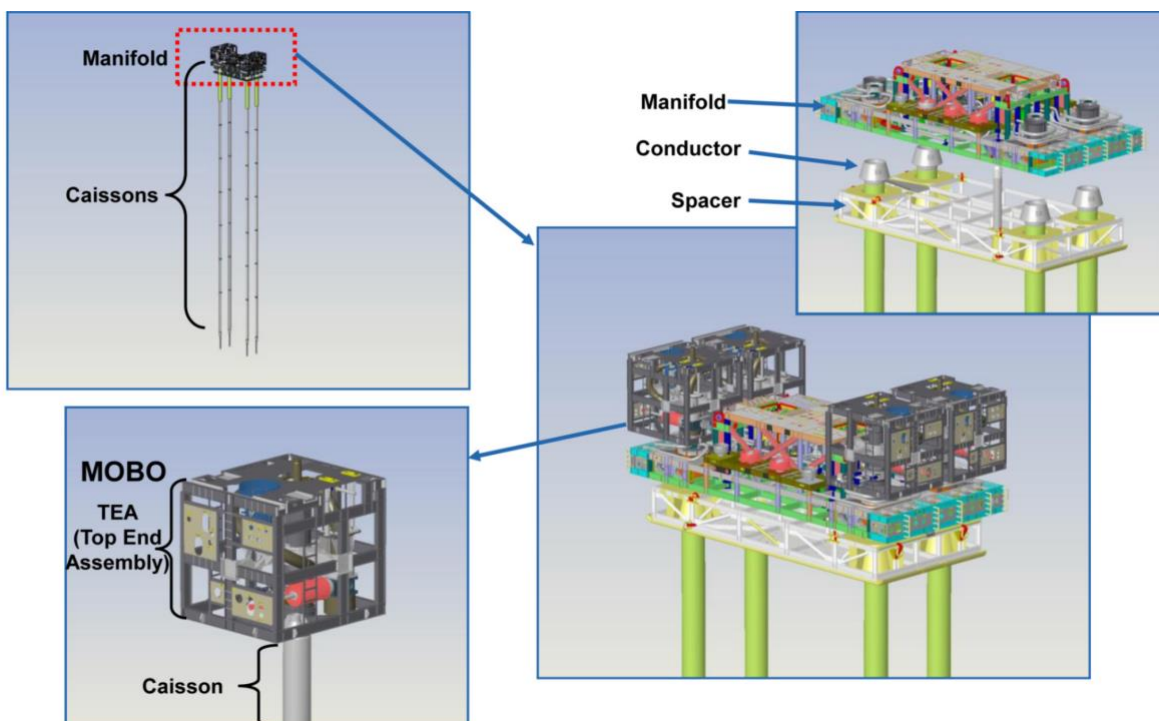


Figura 41. Mostrando todo el caisson y el ALM (parte superior izquierda); la estructura de soporte, conductores de 42" y el manifold encima (parte superior derecha); ALM con 4 MOBOs instalados (parte inferior derecha); vista de cerca del TEA mostrando su conexión al caisson de 32" de diámetro interno – esto comprende el MOBO (parte inferior izquierda).

5.12.10 Ensamble superior del Caisson o Top End Assembly

El TEA es la estructura ubicada en la parte superior del caisson y contiene las válvulas de aislamiento de entrada y salida, sus actuadores, el módulo de control submarino y los puntos de inyección para metanol y otro químico (antiespumante para los caissons con separación y desemulsificante para los caissons sin separación). También se realizan en el TEA las conexiones eléctricas e hidráulicas.

El TEA se conecta al manifold ALM mediante un conector de múltiples pasos que incluye pasos para la entrada, la salida de gas y la salida de aceite. En los caissons sin separación, la salida de gas, aunque está presente por estandarización del proyecto, no se utiliza. La alimentación eléctrica de alto voltaje, el sistema hidráulico y las comunicaciones se conectan al TEA desde el conjunto de terminación del umbilica. Así, el MOBO solo tiene las tres conexiones de proceso hacia el ALM.

Todo el MOBO es recuperable, lo cual es esencial debido a la vida útil limitada de las ESP y, por lo tanto, a la necesidad de intervenciones. El MOBO está soportado sobre el manifold, que a su vez se apoya en los conductores, los cuales también sirven para alojar el caisson.

5.12.11. Árbol vertical mejorado de aguas profundas (EVDT)

En 1994, el desarrollo de Mensa en el GOM estableció el primero de una línea de árboles submarinos que se convertirían en el estándar para Shell. En ese momento, el árbol con clasificación de gas a 10,000 psi, diseñado para 1,600 metros, fue considerado un reto extremo. Las lecciones aprendidas de ese proyecto, junto con los de Tahoe y Popeye, sentaron las bases para las características estándar que se aplicarían en futuros árboles de legado, las cuales incluyeron:

- Método de despliegue sin líneas guía (guideline-less), utilizado por primera vez en Brasil en 1990, permitiendo la instalación de equipos submarinos en aguas profundas.
- Diseño de tapa de árbol instalable y recuperable con Vehículo Operado Remotamente (ROV), lo que permitió desacoplar la instalación del árbol del

equipo de perforación, así como descargar el pozo, venteo al equipo y facilitar intervenciones ligeras.

- Interfaces simplificadas para ROV, aumentando su eficiencia al asistir operaciones submarinas.
- Mejor calidad en forjados de gran tamaño, con procesos y controles específicos.
- Diseño simplificado del árbol como un solo ensamblaje, en lugar de diseño dividido.
- Reducción general del 40% en altura y peso, incrementando seguridad y flexibilidad en la instalación.
- Estrategia de contratación basada en relaciones colaborativas con los contratistas, en lugar de un enfoque meramente transaccional centrado en términos contractuales.

De 1999 a 2006, el árbol de legado se utilizó en varios proyectos del GOM, incluyendo conexiones submarinas (tiebacks) en Auger y Mars. En 2001, se fabricó el primer árbol para aguas profundas con clasificación de 15,000 psi para el proyecto Princess. Como resultado de las mejoras del árbol de Princess y la experiencia obtenida con los árboles 10K de proyectos anteriores, se aplicaron nuevas características en árboles mejorados futuros, entre ellas:

- Clasificación para operar a 3,000 metros de profundidad.
- Marco estructural simplificado, permitiendo su despliegue con embarcaciones más pequeñas (por ejemplo, AHVs) utilizando un sistema de malacate con compensación de oleaje.
- Conector tipo clamp para estrangulador insertable, que al instalarse en un módulo de flujo también podía albergar medidores de flujo monofásicos y multifásicos.
- Mayor número de interfaces entre el árbol y el hanger del tubing, permitiendo la conexión de 9 funciones hidráulicas y 2 eléctricas.
- Actuadores hidráulicos estandarizados en las válvulas del árbol, con actuadores lineales de respaldo en lugar de actuadores rotatorios.

- Reducción general en altura de más del 30% en comparación con el árbol de legado.

El árbol submarino vertical mejorado estándar, con clasificación de 10,000 psi (conocido como 10k EVDT), finalizó su diseño en 2006. Esta versión se hizo disponible globalmente y se utilizó en BC-10 (Brasil), Perdido (GOM) y Gumusut-Kakap (Malasia). El equipo de diseño del 10k EVDT de alcance multinacional aseguró que el diseño estándar pudiera fabricarse globalmente, maximizando el contenido local y minimizando costos y tiempos en instalaciones del proveedor como en su cadena de suministro. Esta estrategia demostró ser exitosa con la entrega del primer árbol: el diseño fue desarrollado por el equipo en Houston, y la planta en Brasil fabricó, ensambló y probó el primer árbol para BC-10.

Algunas características estandarizadas fueron desafiadas durante la ejecución de BC-10. Las lecciones aprendidas fueron:

- Replicar los procesos de control de calidad y aseguramiento de proveedores utilizados en el GOM, mientras se calificaba y desarrollaba contenido local conforme a estándares brasileños (por ejemplo, NBRs, ABNT).
- Cumplimiento local con las prácticas de diseño internas del operador y las especificaciones industriales aplicables en el GOM (por ejemplo, API, ISO).

Gracias a la estrategia de contratación adoptada con el proveedor y a un enfoque de portafolio para ejecutar proyectos submarinos, las lecciones y mejoras del proyecto BC-10 se compartieron a través de un catálogo que recopila las opciones de hardware estándar del operador. Este catálogo alimentó un programa de inventario de árboles submarinos. Los cuales dieron validación del concepto de un árbol estandarizado con módulos de flujo intercambiables entre repuestos, pozos de producción e inyección de agua, a lo largo de las diferentes fases del desarrollo y desarrollo la capacidad técnica del personal y contratistas locales en procedimientos de instalación offshore, similares a los desarrollados en el GOM.

Durante los 9 años de desarrollo de BC-10, se exploraron los beneficios de un diseño de árbol estándar para brindar flexibilidad en la logística y gestión del proyecto. Como ejemplo, los árboles de inyección de agua eran menores que los de los árboles de producción, por lo que se decidió fabricarlos con la misma especificación que los árboles de producción, excepto por el aislamiento térmico. Esta decisión, junto con la característica del módulo de flujo como interfaz estándar para alojar estranguladores y un medidor de flujo, permitió al proyecto instalar un árbol de producción en un pozo de inyección de agua y actualizar fácilmente un árbol de inyección a uno de producción.

5.12.12 Herramientas para Intervención en Pozos

A principios de los años 90, la industria submarina en aguas profundas fue marcada por la instalación de árboles submarinos sin líneas guía, utilizando equipos de perforación como parte integral de la campaña de perforación y terminación. El principal aprendizaje de los primeros proyectos en aguas profundas del operador fue el desarrollo de un spacer spool (carrete separador) con la misma altura que el THS, lo cual eliminó los riesgos asociados con ajustar la longitud de la tubería ascendente del preventor BOP, entre el final de la fase de perforación de un pozo y el inicio de la fase de terminación en otro. Tanto los spacer spools como los THS fueron diseñados para ser instalados con un sistema HCLS y un ROV, lo que aumentó la flexibilidad de instalación al compartir parte del trabajo del equipo de perforación con una embarcación adecuada.

Los proyectos que siguieron, entre finales de los 90 y principios de los 2000, dejaron otro conjunto de lecciones aprendidas. Con el rediseño de la tapa del árbol (tree cap) y la estandarización de herramientas de intervención comunes en distintos proyectos y tipos de árboles, fue posible realizar intervenciones ligeras en pozos y conexiones de BOP submarino al árbol. Las lecciones aprendidas incluyeron:

Los aprendizajes de estos proyectos dieron como resultado la preinstalación de líneas de amarre para equipos de perforación, usando embarcaciones AHV dedicadas durante los movimientos del equipo. La AHV se equipó con un sistema

HCLS para realizar intervenciones ligeras entre movimientos, quitando carga de trabajo al equipo de perforación. Junto con el despliegue de la terminación a través de un BOP de superficie o submarino, usando herramientas y procedimientos similares (por ejemplo, herramienta hidráulica de instalación), lo cual fue posible gracias a la estandarización del árbol EVDT, el THS y el sistema de terminación con tubing hanger de diámetro reducido.

El diseño modular y compacto del árbol permitió la instalación del sistema desde cualquier equipo disponible, ya fuera por la moon pool o grúa del equipo, y fue compatible con cualquier tubing hanger, cabeza de producción (tubing head), y múltiples sistemas de conexión de líneas de flujo. Así como un sistema concéntrico de tubing hanger mono-diámetro y terminación riser, orientado mediante un sistema pasivo de alineación que garantizaba la correcta orientación en cada instalación, e incluía un mayor número de penetraciones y tecnologías inteligentes en fondo de pozo.

El diseño mono-bore también eliminó la necesidad de un tapón de anular a tubing, lo que redujo riesgos y tareas críticas del equipo. Y por último, un sistema modular de instalación del árbol y control de reparación, que permitía el funcionamiento tanto hidráulico como eléctrico del módulo de control del árbol durante su instalación y reparación; mejorando la confiabilidad y simplificando las pruebas de aceptación en fábrica, integración de sistemas y pruebas previas a la instalación.

Durante la ejecución del proyecto BC-10 en sus diferentes fases, se documentaron las siguientes lecciones aprendidas, las cuales fueron posteriormente compartidas con el programa interno de estandarización:

- Uso de BOP de superficie tanto para operaciones de perforación como de terminación, a través del sistema de diámetro reducido (slim-bore), lo que permitió utilizar equipos de perforación más pequeños en profundidades anteriormente inalcanzables.

- Uso de un tubing hanger concéntrico y herramienta de instalación hidráulica de menor diámetro, facilitando la alineación durante el despliegue de la terminación.
- Un dispositivo de aislamiento submarino que conctaba la tubería ascendente de alta presión al cabezal del pozo, spacer spool o THS, proporcionando mayor funcionalidad y permitiendo realizar terminaciones usando herramientas y procedimientos similares tanto para BOP de superficie como submarinos.
- Recuperación del spacer spool utilizando la metodología HCLS.

5.12.13 Distribución umbilical

Durante este tema se hablará sobre el diseño del sistema de distribución umbilical y submarino optimizado, ya que el proyecto del BC 10 se vio obligado a buscar formas de transmitir la energía de alta tensión y los controles electrohidráulicos estándar en una única sección transversal de umbilical.

5.12.13.1 Descripción del sistema de distribución de alta tensión y umbilical

El FPSO anfitrión asignó solo tres tubos I para los umbilicales de la Fase 1; dos de estos umbilicales fueron asignados a los campos Ostra/ Abalone y el tercero se designó para Argonauta BW. El campo Ostra estuvo soportado por 2 umbilicales de transmisión y control híbridos, mientras que el campo Argonauta BW estaba soportado por un solo umbilical de diseño similar.

Cada uno de estos umbilicales dinámicos incluyó tres tréboles de potencia, tres o cuatro cuadriláteros de comunicaciones, dos cables de fibra óptica, 15 tubos superdúplex UNS 2507 revestidos con capacidad para 10,000 psi y varios elementos de relleno en su sección transversal. Las similitudes en los requisitos funcionales entre Ostra y Argonauta BW permitieron el uso de prácticamente la misma sección transversal umbilical para los tres umbilicales dinámicos. Los intersticios del umbilical estaban inundados con agua de mar y, como tal, cada cable de alta tensión se encontraba en un entorno húmedo.

Si bien cada cordón umbilical incluyó tres tréboles HV, en condiciones normales. En un solo umbilical, solo dos de los tres circuitos estaban activos en un momento dado y el tercer circuito serviría como repuesto.



Figura 42. Sección transversal umbilical final del BC-10

5.12.13.2 Consideraciones sobre la selección de cables y el tendido eléctrico.

Uno de los desafíos iniciales en el diseño del umbilical fue la selección del cable eléctrico de alta tensión y la configuración en la que se colocaron estos cables en la sección transversal del umbilical. Esto se debió a dos consideraciones principales:

1. La cantidad y calidad de la energía que se transmite submarina.
2. La necesidad de minimizar el potencial de interferencia entre los circuitos de alta tensión y la señal en los cables cuádruples de comunicaciones eléctricas en el umbilical.

5.12.13.3 Selección del tipo de cable de alta tensión

La selección del tipo de cable que se utilizó en el umbilical fue una decisión que se tomó en dos partes. La primera fue determinar el material del conductor. Se eligió el cobre en lugar del aluminio porque sus propiedades eléctricas superiores permitían una sección transversal más pequeña para una tarea determinada, lo que reducía el diámetro total del cable y aumentaba la distancia entre empalmes.

La segunda decisión se centró en la clasificación del cable eléctrico. En el Parque das Conchas, cada una de las bombas submarinas utiliza un motor de 1500 hp. Cuando funciona a plena capacidad, cada motor requerirá 4,4 kV, lo que equivale a una tensión en la superficie de 5,7 kV cuando se considera la caída de tensión en el cable.

Una vez seleccionado el tipo de cable, el siguiente desafío fue determinar la mejor configuración de cableado para los cables a fin de cumplir con los requisitos de calidad de energía y la funcionalidad umbilical general.

Durante la etapa de diseño eléctrico, el trébol verdadero proporcionó la mejor calidad de energía, pero conllevaba riesgos de fabricación. La interferencia entre los circuitos de alta tensión y la señal del sistema de comunicaciones de potencia se identificó como un riesgo significativo en el diseño del umbilical híbrido. Para reducir este riesgo, los cuadretes que se incorporaron en la sección transversal se blindaron con cinta de cobre y armadura de cinta de acero. Como precaución adicional, también se incluyeron cables de fibra óptica en los umbilicales dinámicos que se utilizarían para las comunicaciones en caso de que la interferencia eléctrica fuera demasiado grave para las comunicaciones tradicionales de señal de potencia.

La configuración del cable de alta tensión se consideró como un factor de mitigación adicional para reducir la interferencia. La configuración de trébol facilitó un acoplamiento electromagnético cercano de las fases individuales dentro de cada circuito. Este acoplamiento ayudó a minimizar la interferencia entre los circuitos de alta tensión separados dentro de un umbilical y también ayudó a minimizar la posible interferencia con los cuadretes de comunicación de bajo voltaje que se encuentran en las proximidades de los circuitos de alta tensión.

Durante las pruebas del prototipo umbilical, se probó la sección transversal para determinar si los circuitos de alta tensión interferían con las comunicaciones de bajo voltaje. A partir de estas pruebas, el equipo del proyecto concluyó que los quads

estaban lo suficientemente protegidos para soportar el uso de una señal estándar en el sistema de comunicaciones de energía.

Con base en esta revisión, se determinó que el trébol verdadero era la configuración óptima desde una perspectiva eléctrica y, luego de un proceso de licitación, fue seleccionado.

5.12.13.4 Configuración umbilical dinámica

Una vez completado el diseño eléctrico, el siguiente desafío fue abordar el desempeño mecánico del umbilical para garantizar que cumpliera con los requisitos de la aplicación en campo. En las profundidades del agua de Parque das Conchas, los conductores de cobre no tienen suficiente resistencia a la tracción para soportar su propio peso. Para superar esto, en los cables de transmisión de energía, el diseño de la sección transversal del cable generalmente incluye una armadura para proporcionar la resistencia a la tracción requerida. Como alternativa a la armadura, el equipo del proyecto decidió aprovechar la resistencia de la tubería hidráulica incluida en el diseño del umbilical híbrido para soportar los cables eléctricos.

La transferencia del peso de los elementos eléctricos se logró mediante la disposición del diseño de la sección transversal. Esto garantizó que, a medida que el umbilical se colocaba bajo tensión, el cuerpo externo del umbilical absorbería su propio peso evitando cargas adicionales a los tubos internos y, por lo tanto, soportaría el peso del umbilical.

El aspecto final del diseño del sistema que permite cumplir con los criterios de rendimiento mecánico es el uso de una configuración similar al riser de acero con sistema de flotación propio para cada umbilical dinámico. Si bien el diseño redujo la tensión estática superior de la que se vería en un riser de catenaria simple, el beneficio principal de esta configuración fue que evita que el umbilical experimente cualquier carga de compresión en el punto de contacto, además de mejorar el rendimiento de fatiga del umbilical. Para lograr esta forma, los umbilicales de Parque

das Conchas estaban equipados con aproximadamente 18 toneladas de flotabilidad divididas entre 58 módulos y distribuidos en una longitud de 250 metros.

5.12.13.5 Comentarios posteriores a la instalación

Los umbilicales, incluida la flotabilidad del tubo ascendente, se instalaron previamente en noviembre de 2008 como preparación para la instalación del receptor. Los umbilicales se recuperaron en la superficie a fines de mayo de 2009 y se aseguraron a la torreta del FPSO.

Finalización del colgado

Fuera de las actividades, cada umbilical fue sometido a pruebas de presión con éxito y a una serie de pruebas eléctricas. Las pruebas indicaron que todos los elementos del umbilical se encontraban dentro de las especificaciones funcionales y los umbilicales fueron preparados para la puesta en servicio en el campo. Posteriormente, Parque das Conchas logró su primer petróleo en julio de 2009. Durante estas pruebas y hasta la producción inicial, los umbilicales han funcionado según lo previsto.

5.12.14 Controles e instrumentación submarina

5.12.14.1 Controles

El aumento en la complejidad y volumen del equipo en el lecho marino impuso una carga cada vez mayor en los sistemas de control submarino en comparación con los primeros sistemas de producción submarina. Actualmente, con todos los árboles de Navidad de la Fase 3 instalados, el desarrollo de BC-10 cuenta con 39 módulos de control submarinos en el lecho marino, 20 medidores de flujo multifásico (para productores), 7 medidores de flujo monofásico (para inyectores de agua) y numerosos sensores de presión, temperatura y acústicos.

La evolución de los sistemas de control a lo largo de los años sentó las bases para las funciones estándar que se aprovecharon en el desarrollo de BC-10:

- Módulos de control submarino con salidas hidráulicas multiplexadas de baja y alta presión.

- Módulos de control submarino entregados por generaciones, que se utilizan a nivel mundial para maximizar la replicación y el aprendizaje compartido.
- Electrónica redundante en el equipo submarino.
- Instrumentación acústica para detección de arena.
- Servidores redundantes y controladores lógicos programables con respaldo automático (fail-over).

La columna vertebral del sistema de control submarino a lo largo de los años ha sido el módulo de control submarino. Con los sistemas heredados de árboles de Navidad de 10,000 psi, se proporcionó una generación correspondiente de módulos de control submarinos, que fue utilizada en proyectos como Angus, Macaroni, Europa y Glider. Esta generación usaba el protocolo de comunicación, modulación y electrónica propietarios del proveedor, que seguirían usándose en varias generaciones posteriores.

Con el desarrollo de Princess, se introdujo la generación “2003” de módulos de 15,000 psi. Más tarde, BC-10 participaría junto con Perdido en el desarrollo de la generación “2006” de módulos de control, que se utilizaron en la Fase 1 de BC-10. Esta colaboración entre BC-10 y Perdido continuaría durante muchos años y traería beneficios importantes en términos de aprendizajes compartidos y reducción de costos en las actividades de desarrollo.

Más adelante, llegó el momento en que la necesidad de preparar los sistemas de control para el futuro, llevaron a la introducción de la generación “2010” de módulos de control. Estos módulos usaban el mismo protocolo y modulación que las generaciones anteriores, pero con nueva electrónica, capaz también de utilizar esquemas de modulación más nuevos y rápidos. La Fase 2 de BC-10, junto con Perdido, Cardamom, Llano y Bonga NW, introdujo estos módulos. Posteriormente, la generación “2010” formaría la base de la generación “2011” utilizada en West Boreas y otras oportunidades. De esta manera, BC-10 fue un punto clave en la transición hacia una nueva generación de sistemas de control, que se benefician de la confiabilidad acumulada durante años, pero que también alcanzan velocidades de comunicación más rápidas, lo cual permite una vigilancia mejorada.

La planta del proveedor en Brasil fabricó y ensambló todos los módulos de control submarino para BC-10. El uso de diseños, procedimientos, procesos y equipos comunes permitió al proveedor aplicar una replicación global. Este enfoque en la entrega local en Brasil permitió tanto al proveedor como al operador construir una capacidad de entrega y soporte sostenible en ese país, que se aprovechó durante las distintas fases de BC-10.

5.12.14.2 Instrumentación Submarina

La complejidad de todos los instrumentos y de las válvulas en BC-10 es tan grande que la de los primeros sistemas de producción submarina. Lo que incluyó:

- Medidores de flujo multifásico para pozos productores
- Medidores de flujo monofásico para pozos inyectoros de agua.
- Paquetes de sensores de levantamiento artificial únicos instalados en MOBOs.
- Tres Módulos de Levantamiento Artificial (ALM) con un total de 40 válvulas, 27 transmisores de presión y temperatura, y 5 chokes.

El equipo del proyecto BC-10 trabajó con los elementos fundamentales de proyectos anteriores y colaboró con Perdido en estas nuevas áreas de desarrollo, enfocándose principalmente en el rendimiento y entrega de medidores de flujo multifásico. Además, el equipo introdujo varias innovaciones nuevas, principalmente centradas en el levantamiento artificial, como lo son las metodologías de cálculo y control de nivel y el uso de válvulas de conmutación que permiten a dos módulos de control submarinos controlar una misma válvula para maximizar la flexibilidad operativa durante las intervenciones y mejorar el tiempo de actividad general. (Carvalho, Olijnik, Broderick & Labes, 2015).

6. CONCLUSIONES

El desarrollo de tecnologías de levantamiento artificial ha sido determinante para la explotación eficiente de hidrocarburos en ambientes complejos, como las aguas profundas del Golfo de México. Este estudio demuestra que el bombeo electrocentrífugo (ESP) constituye una solución técnica y económicamente viable para enfrentar los retos de presión, temperatura, profundidad y garantía de flujo propios de estos entornos.

El análisis del caso del campo Parque das Conchas (BC-10) en Brasil —proyecto pionero en la instalación de ESP directamente en el lecho marino— confirma que, con un diseño integral y una ingeniería adecuada, es posible superar los desafíos operativos más exigentes. Este proyecto representó un parteaguas tecnológico en la industria del petróleo y gas, validando la capacidad del ESP para operar de manera confiable en condiciones de aguas profundas y ultra profundas.

Desde la perspectiva técnica, el ESP se ha consolidado como una alternativa robusta frente a otros métodos de levantamiento artificial, particularmente por su capacidad para manejar altos volúmenes de producción, responder a variaciones en el comportamiento del yacimiento y trabajar de forma continua bajo condiciones extremas. En el caso de BC-10, la estabilidad operativa se alcanzó mediante configuraciones especializadas, encapsulados de alta resistencia, sistemas avanzados de monitoreo y el uso de variadores de frecuencia para maximizar la eficiencia del sistema.

En términos económicos, el ESP representa una inversión estratégica a largo plazo. Aunque su instalación inicial puede ser más elevada respecto a otros métodos, los resultados obtenidos en Brasil muestran un retorno favorable gracias al incremento sostenido en la producción y a la disminución de intervenciones no programadas. La mejora significativa en la confiabilidad y el tiempo medio entre fallas (MTTF) de

los sistemas ESP submarinos ha reducido los costos operativos, incrementando la rentabilidad global de los proyectos.

Dado que los campos en aguas profundas de Brasil y el Golfo de México presentan características geológicas y operativas similares —incluyendo altas presiones, presencia de sal y notables gradientes térmicos—, la experiencia del Parque das Conchas constituye una referencia directa para la posible replicación de esta tecnología en México. La adopción del ESP en la región puede habilitar el desarrollo de campos catalogados como marginales o técnicamente complejos, ofreciendo un método comprobado y eficiente de levantamiento artificial.

En síntesis, el bombeo electrocentrífugo no solo representa una solución técnicamente viable, sino también una herramienta estratégica para maximizar la recuperación de hidrocarburos en aguas profundas. Su implementación puede contribuir de forma significativa al fortalecimiento del desarrollo energético de México y a consolidar su competitividad en la industria global del petróleo y gas.

Recomendaciones

Evaluación integral desde la fase de planificación: Considerar el ESP como opción de levantamiento artificial desde las primeras etapas del diseño del pozo, asegurando su compatibilidad con las características del yacimiento y la infraestructura asociada.

Inversión en tecnología y monitoreo avanzado: Implementar sistemas de monitoreo en tiempo real, protección contra fallas eléctricas y controles inteligentes que permitan optimizar el desempeño y la confiabilidad del ESP.

Capacitación y transferencia de conocimiento: Desarrollar programas de formación técnica especializada y aprovechar la experiencia internacional, especialmente la

proveniente de proyectos como BC-10, para garantizar una implementación segura y eficiente.

Colaboración estratégica con la industria: Establecer alianzas con empresas con experiencia comprobada en la instalación de ESP en aguas profundas, con el fin de optimizar el diseño, la instalación y la operación de los sistemas.

Gestión de riesgos y enfoque regulatorio: Considerar el panorama regulatorio, ambiental y político de la región para asegurar la viabilidad, continuidad y sostenibilidad de los proyectos a largo plazo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Carvalho, T. P. F. de, Olijnik, L., Broderick, R. J., & Labes, A. (2015). *The Contribution from an Operator's Global Subsea Hardware Standardization Program to 10K Subsea Hardware and Controls on Parque das Conchas (BC-10)*. Offshore Technology Conference Brasil, Río de Janeiro, Brasil. <https://doi.org/10.4043/26152-MS>
2. Iyer, S., Lang, P., Schoppa, W., Chin, D., & Leitko, A. (2010, mayo 3–6). *Subsea processing at Parque das Conchas (BC-10): Taking flow assurance to the next level* (OTC-20451-MS). Offshore Technology Conference, Houston, TX, United States. <https://doi.org/10.4043/20451-MS>
3. Stair, C. D. (1998, September 27). *Artificial lift design for the deepwater Gulf of Mexico*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/48933-MS>
4. Chatar, C., Israel, R. R., & Cantrell, A. J. (2010, February 2). *Drilling deep in deep water: What it takes to drill past 30,000 ft*. Paper presented at the

- IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA.
Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/128190-MS>
5. Subramanian, S., Price, M. P., & Pinnick, R. A. (2009, October 4). *Flow assurance design and initial operating experience from Blind Faith in Deepwater Gulf of Mexico*. Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. <https://doi.org/10.2118/124535-MS>
 6. Chaban, F. R., Sharma, M. M., Suri, A., & Gibson, G. T. (2009, October 4). *A unified, multidisciplinary approach to the planning and design of deepwater waterflooding projects*. Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. <https://doi.org/10.2118/124857-MS>
 7. Chatar, C., Israel, R. R., & Cantrell, A. J. (2010, February 2). *Drilling deep in deep water: What it takes to drill past 30,000 ft*. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. <https://doi.org/10.2118/128190-MS>
 8. Zhen, X.; Lim, F.; Duan, Q.; Geng, Y.; Huang, Y. *Deepwater Artificial Seabed (DAS) Production System: An Innovative Approach to Cost-Effective Deepwater and Ultra-Deepwater Field Developments* J. Mar. Sci. Eng. 2023, 11, 420. <https://doi.org/10.3390/jmse11020420>
 9. Alhanati, F. J. S., & Trevisan, F. E. (2012, abril 30–mayo 3). *Reliability gaps in ESP technology for deepwater applications* (OTC-23341-MS). Offshore Technology Conference, Houston, TX, United States. <https://doi.org/10.4043/23341-MS>
 10. Takacs, G. (2009). *Electrical submersible pump manual: Design, operations, and maintenance*. Elsevier Inc.
 11. Hera, J., Jr., & Gingrich, R. (2010, mayo 3–6). *Development of an antifoam for subsea application for the Parque das Conchas Project, BC-10 Block, offshore Brazil* (OTC-20372-MS). Offshore Technology Conference, Houston, TX, United States. <https://doi.org/10.4043/20372-MS>

12. Atakan, Z., Chin, D., Lang, P., & Iyer, S. (2010, mayo 3–6). *Design and operability considerations of the gas flowline at Parque das Conchas (BC-10) Ostra Field* (OTC-20528-MS). Offshore Technology Conference, Houston, TX, United States. <https://doi.org/10.4043/20528-MS>
13. Stingl, K. H., & Paardekam, A. (2010). *Parque das Conchas - BC-10 - Un proyecto de explotación de petróleo pesado en aguas ultraprofundas en alta mar en Brasil* (OTC-20537). Offshore Technology Conference, Río de Janeiro, Brasil. <https://doi-org.pbidi.unam.mx:2443/10.4043/20537-MS>
14. Deuel, C., Chin, Y. D., Harris, J., Germanese, J., & Seunsom, N. (2011, mayo 2–5). *Field validation and learnings from the Parque das Conchas (BC-10) subsea processing system and flow assurance design* (OTC-21611-MS). Offshore Technology Conference, Houston, TX, United States. <https://doi.org/10.4043/21611-MS>
15. Lane, W., & Chokshi, R. (2014, agosto 25–27). *Considerations for optimizing artificial lift in unconventional* (URTeC-1921823). Unconventional Resources Technology Conference, Denver, CO, United States. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1921823>
16. Zalavadia, H., Singh, P., Sinha, U., & Sankaran, S. (2023, junio 13–15). *Improving artificial lift timing, selection, and operations strategy using a physics informed data-driven method* (URTeC-3864002). Unconventional Resources Technology Conference, Denver, CO, United States. <https://doi.org/10.15530/urtec-2023-3864002>
17. Eckerty, S. P., VonTungeln, R. K., & Liney, D. (2010, mayo 3–6). *Parque das Conchas (BC-10) high voltage power umbilical design and installation* (OTC-20532-MS). Offshore Technology Conference, Houston, TX, United States. Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/20532-MS>
18. Olijnik, L. A., & La Caze, D. A. (2010, mayo 3–6). *Parque das Conchas (BC-10) subsea hardware systems: Selection, challenges and lessons learned* (OTC-20649-MS). Offshore Technology Conference, Houston, TX, United States. Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/20649-MS>
19. Ay, A., Dogan, H. A., & Sonmez, A. (2021, agosto 16–19). *Drilling fluids project engineering guidance and most common fluids related challenges for deepwater and HPHT offshore wells* (OTC-31179-MS). Offshore Technology Conference, Houston,

- TX, United States. Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/31179-MS>
20. Hoffman, J., Yun, H., Modi, A., & Pearce, R. (2010, mayo 3–6). *Parque das Conchas (BC-10) pipeline, flowline and riser system design, installation and challenges* (OTC-20650-MS). Offshore Technology Conference, Houston, TX, United States. Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/20650-MS>
21. Urban, A., Boechat, N., Haaheim, S., Sleight, N., Debacker, I., & Rivera, R. (2015). *MOBO ESP interventions* (Paper OTC-26125-MS). Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/26125-MS>
22. Chatar, C., Israel, R., & Cantrell, A. (2010). *Drilling deep in deep water: What it takes to drill past 30,000 ft* (Paper IADC/SPE 128190). IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/128190-MS>
23. Harris, D., Bode, W., Martinez, I., Rivera, R., & Hines, N. (2012). *BC-10: The first successful replacements of caisson ESPs in deepwater Brazil* (Paper SPE 152188). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/152188-MS>
24. Weimer, P., Bouroullec, R., Adson, J., & Cossey, S. P. J. (2017, July). An overview of the petroleum systems of the northern deep-water Gulf of Mexico. *AAPG Bulletin*. <https://doi.org/10.1306/09011608136>